

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 631.171:621.311

ПОГОДЖЕНО

Директор ННІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

проф., д.т.н.

/КАПЛУН В.В./

вчене звання, науковий ступінь

підпис

„ _____ ” _____ 2023 р.
число місяць рік

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри
інженерії енергосистем

доц., к.т.н.

/АНТИПОВ Є.О./

вчене звання, науковий ступінь

підпис

„ _____ ” _____ 2023 р.
число місяць рік

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Модернізація системи обліку електричної енергії РТП 35/10 кВ»

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханік»
(назва)
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

проф., д.т.н.

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Усенко С.М.

(ПІБ)

Керівник магістерської роботи

проф., д.т.н.

Осипенко В.В.

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Меньшиков Д.О.

(ПІБ) / / А |

КИЇВ – 2023

НУБІП України

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри інженерії
енергосистем

доц., к.т.н., /Антипов Є.О./
науковий ступінь, вчене звання підпис ПІБ

” _____ ” _____ 2023 року
число місяць рік

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Меньшиков Данило Олександрович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Модернізація системи обліку електричної енергії РТП 35/10 кВ»

затверджена наказом ректора НУБіП України від “_03_”_06_2023 р. № 324 “С”

Термін подання завершеної роботи на кафедру 2023.11.15

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи:

- а) Результати науково-дослідницької роботи кафедри ЕЕЕ.
- б) Публікації співробітників кафедри ЕЕЕ.
- в) Результати навчально-дослідницької практики.
- г) Система ПЗР і ТО електрообладнання сільськогосподарських підприємств.
- д) Нормативні документи: ПУЕ, ПТЕЕС та ПБЕЕС, ДСТУ, ДБН тощо.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

- а) Аналіз системи розподілу та обліку електричної енергії на підстанції «Вулкан2
- б) Технічні рішення для впровадження системи АСКОЕ
- в) Організація обліку електричної енергії на підстанції «Вулкан».
- г) Заходи для зменшення втрат електроенергії на ділянці 10-0.4 кВ.
- д) Заходи з охорони праці.

Перелік графічного матеріалу (за потреби)

Дата видачі завдання “_04_” лютого 2023 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

Осипенко В.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання

Меньшиков Д.О

(підпис)

(прізвище та ініціали студента)

НУБіП України

ЗМІСТ	
ЗМІСТ	2
ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІ «ВУЛКАН» 35/10 кВ	7
1.1 Загальна інформація	7
1.2 Відкрита розподільча установка 35 кВ	9
1.3 Трансформатори струму і напруги 35 кВ	14
1.4 Закрита розподільча установка 10 кВ	15
1.5 Система обліку електричної енергії на підстанції «Вулкан»	25
1.6 Основні вимоги щодо обліку перетікання електричної енергії на електростанціях	26
1.7 Автоматизація обліку електричної енергії.	28
РОЗДІЛ 2. ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ АСКОЕ РТП-35/10 КВ "ВУЛКАН"	32
2.1 Порівняльна характеристика АСКОЕ та ЛУЗОД	32
2.2 Основні принципи роботи та побудови АСКОЕ	35
2.3 Обґрунтування вибору типу АСКОЕ. Недоліки та переваги різних типів систем	36
2.4 Необхідність впровадження АСКОЕ	42
2.5 Вибір лічильників	46
2.6 Вибір концентраторів	53
2.7 Вибір каналу передачі інформації	56
2.8 Розробка схеми з'єднань та підключень АСКОЕ	58
2.9 Аналіз та принципи оцінки похибки вимірювань	60
РОЗДІЛ 3. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІ «ВУЛКАН» НА СТОРОНІ 10/0.4 кВ	63

3.1	Опис системи РДС	64
3.2	Визначення складу технічних засобів вимірювальної техніки та обладнання для організації обліку електроенергії	70
3.3	Обґрунтування доцільності встановлення АСКОЕ	80

РОЗДІЛ 4. ЗАХОДИ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ДІЛЯНЦІ 10-0,4 КВ

4.1	Реконструкція ліній 0,4 кВ	82
4.2	Заміна лічильників електроенергії за МПІ	83

4.3 Модернізація мереж напряму збуту електроенергії. Установка загальнопід'їзних

шаф обліку

ВИСНОВКИ		89
----------	--	----

ВСТУП

НУБІП України

Із переходом до ринкової економіки, виникла потреба підвищити ефективність управління споживанням електроенергії, оскільки це відповідає економічним інтересам як постачальників, так і споживачів електроенергії. Один із способів вирішення цього завдання полягає в точному контролі та обліку споживаної електроенергії. Саме цей підхід має сприяти значному збереженню енергії, потенціал якого становить понад 33% від загального обсягу поточного споживання електроенергії.

НУБІП України

Нові економічні стосунки в сфері управління споживанням електроенергії проявляються у формуванні єдиного ринку електроенергії. Виходячи з вищесказаного, ринок електроенергії повинен бути складним механізмом, який узгоджує економічні інтереси як постачальників, так і споживачів електроенергії.

НУБІП України

Одним з ключових складових ринку електроенергії є його технічне забезпечення, яке включає в себе різноманітні системи, пристрої, засоби зв'язку та програмні алгоритми для моніторингу та управління параметрами споживання енергії. Основу формування та розвитку цього технічного забезпечення складають автоматизовані системи обліку та контролю споживання електроенергії.

НУБІП України

В Україні сьогодні працює потужна та високорозвинена система електроенергетики з повним технологічним циклом, що базується на Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України.

НУБІП України

Національна енергетична компанія "Укренерго" виступає найважливішою ланкою у системі виробництва та передачі електроенергії. Вона об'єднує енергогенеруючі та енергопостачальні компанії через магістральні електричні мережі та підстанції напругою від 220 до 750 кіловольт. Компанія взаємодіє з міждержавними лініями передачі електроенергії із сусідніми країнами, сприяючи паралельній роботі енергетичних систем, а також забезпечує експорт і імпорту електроенергії.

НУБІП України

Национальная энергетическая компания "Укренерго" выступает наиболее важной ланкою в системе производства и передачи электроэнергии. Она объединяет энергогенерирующие и энергопоставляющие компании через магистральные электрические сети и подстанции напряжением от 220 до 750 кВ. Компания взаимодействует с межгосударственными линиями передачи электроэнергии из соседними странами, способствуя параллельной работе энергетических систем, а также обеспечивает экспорт и импорт электроэнергии.

НУБІП України

Национальна енергетична компанія "Укренерго" активно співпрацює з енергетичними системами Росії, Білорусі та Молдови, у той час як енергоблоки "Бурштинського острова" працюють взаємодіючи з Європейською енергетичною системою (ENTSO-E) - з Польщею, Словаччиною, Угорщиною та Румунією.

Структура Національної енергетичної компанії "Укренерго" включає вісім електроенергетичних систем (ЕЕС), три окремі структурні одиниці, такі як "Головний інформаційно-обчислювальний центр", підприємства "Вінницяелектротехнологія" і "Юженергопром".

Розгортання автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) та автоматизованих систем обліку енергії (АСОЕ) почалося на основі прийнятих та затверджених відповідними органами (ОРЕ, НКРЕ, Держсметживстандарт, Національна енергетична компанія "Укренерго") директивних документів. Основна мета створених документів - це здійснення організованої та регламентованої побудови АСКОЕ та АСОЕ [1,2,3]. АСОЕ Національної енергетичної компанії "Укренерго" знаходиться в промисловій експлуатації з серпня 2009 року. Основні роботи з його створення були завершені у 2008 році. Частина локального рівня АСОЕ була введена в роботу наприкінці 2005 року. Проведення технічного обслуговування відбувається на умовах договорів з розробниками локальних та регіональних рівнів автоматизованих систем обліку енергії.

В умовах ринкової економіки, електроенергія стає повноправним товаром, який підлягає процесам купівлі-продажу. Оскільки операція купівлі-продажу завершується лише після оплати (реалізації), електроенергія як товар представлена не лише обсягами, але й вартістю. Таким чином, основними факторами на ринку стають обсяги придбаної енергії та її вартість. Роздрібний та оптовий ринки електроенергії насправді формують ринок корисно використаної електроенергії. Зростаюча потреба в обліку великих потоків електроенергії під час її експорту та перетоків між енергетичними системами, об'єднаними енергетичними системами та всередині Єдиних енергетичних систем,

підкреслила необхідність створення надійних систем обліку електроенергії на всіх етапах її виробництва, передачі та споживання (АСКОЕ).

Метою цього дослідження є оптимізація системи обліку електроенергії та зниження витрат на технічну підтримку управління підстанцією напругою 35/10 кВ.

Об'єктом дослідження є оптимізація автоматизованого процесу обліку електроенергії на підстанції 35/10 кВ, а предметом є автоматизована система комерційного обліку електроенергії.

У рамках магістерської роботи планується отримання актуальних наукових результатів у таких напрямках:

Розробка правил взаємодії між учасниками оптового ринку, що стосується збору, передачі та обробки даних для точного визначення обсягів виробленої, переданої та спожитої електроенергії, а також у формуванні та використанні відповідної інформації.

Для відповідності із міжнародними й державними стандартами, необхідно зазначити чинні нормативні документи, що регулюють вимоги до засобів вимірювальної техніки електроенергії.

З метою експериментальної оцінки отриманих теоретичних результатів і створення основи для наступних досліджень, планується такий практичний результат:

Розроблення методики визначення й розподілу втрат електроенергії між суміжними суб'єктами енергетичного ринку на територіальному рівні

Внесення необхідних змін у проектні рішення, що стосуються принципів та правил установки систем обліку електроенергії

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСТАЧАННЯ ТА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІ «ВУЛКАН» 35/10 кВ

1.1 Загальна інформація

У цьому проекті буде представлено опис системи модернізації системи обліку електричної енергії на підстанції "Вулкан" з напругою 35/10 кВ та переснащення системи обліку на систему автоматизованого контролю та управління електроенергією (АСКУЕ).

Основним об'єктом автоматизації є електрична підстанція (зображено на рис. 1.1).

Електрична підстанція представляє собою електроустановку, основне завдання якої - це розподіл, передача та перетворення електричної енергії.



Рис. 1.1 Підстанція "Вулкан" 35/10 кВ

Передавання електричної енергії — це процес перенесення електричної енергії від місця її виробництва до місць споживання. Це становить одне з ключових завдань в

енергетиці. Електроенергія транспортується через електричні мережі, які включають в себе лінії електропередачі (кабельні або повітряні), трансформатори та розподільні пристрої.

Схема забезпечення споживачів електроенергією (зображена на рис. 1.2) показує засоби передавання електроенергії блакитним кольором, місця виробництва - зеленим, трансформації - також зеленим, а точки споживання позначені чорним кольором.

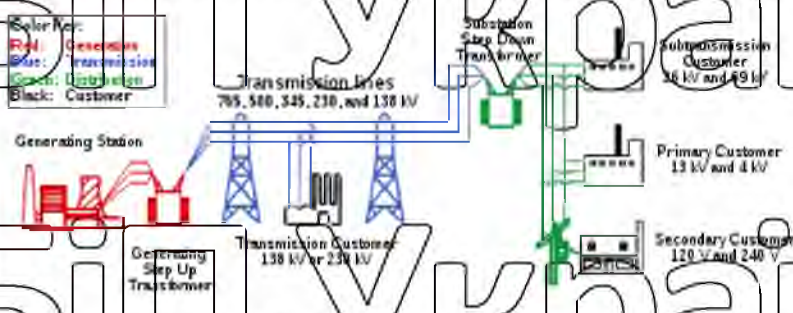


Рис. 1.2 Схема забезпечення споживачів

Електрична енергія генерується на великих електростанціях з потужними агрегатами, і часто такі установки розташовані віддалено від місць споживання. Як і в будь-якій іншій сфері бізнесу, енергетика повинна приносити прибуток та бути ефективною. Щоб продавати якийсь товар чи послугу, потрібно мати цю послугу чи товар і вести облік проданої продукції.

Для цього використовується комерційний облік електричної енергії. Комерційний облік електроенергії — це сукупність процесів та процедур, що дозволяють зібрати повні та перевірені дані про обсяги електроенергії, що була вироблена, передана, розподілена, спожита, імпортована та експортована за певний період часу. Даний кодекс був затверджений рішенням № 311 Верховної Ради України від 14.03.2018 року.

Точність та правильність електропостачання в значній мірі залежать від достовірного обліку. Ключовим обладнанням для цього є лічильники. Перший електромеханічний лічильник з'явився в 1889 році, і до нещодавнього часу облік електроенергії здійснювався шляхом запису показів лічильників та передачі цих даних до енергопостачальних організацій. В кінці 90-х років минулого століття в Україні стали впроваджувати системи автоматизованого комерційного обліку електричної енергії.

Проте облік електричної енергії - це не окрема самостійна система, а лише складова частина електричної підстанції напругою 35/10 кВ.

Отже, для модернізації системи обліку, насамперед, потрібно описати існуюче обладнання на підстанції.

Описувана підстанція включає наступні компоненти:

- ВРУ 35 кВ (відкрита розподільча установка 35 кВ);
- 2 силові трансформатори 35/10 кВ;
- ЗРУ 10 кВ (закрита розподільча установка 10 кВ).

1.2 Відкрита розподільча установка 35 кВ

Відкрита розподільча установка напругою 35 кВ, яку надалі будемо називати ВРУ 35 кВ, призначена для розподілу електричної енергії напругою 35 кВ. Вона отримує живлення з двох високовольтних кабелів, які прокладені з підстанції Русанівка 35/10 кВ (лінія Русанівка А та лінія Русанівка Б). Усе обладнання, зображене на рис. 1.3, розташоване у високовольтних комірках. Через комутаційне обладнання вводи 35 кВ, електроенергія подається на вводи силових трансформаторів.



Рис. 1.3 ОРУ 35 кВ

Елементи підстанції сторони 35 кВ. Вимикач типу ВТ-35А-630-12,5У(Т)1 напругою 35 кВ, який має масляне охолодження, є високовольтним вимикачем, при якому гасіння електричної дуги здійснюється за допомогою трансформаторного масла.

Основне призначення цього вимикача полягає в комутації електричного струму (швидке відключення).

На даній підстанції використовується вакуумний вимикач ВР35.



Рис. 1.4 Масляний вимикач серії ВТ-35А-630-12,5У(Т)1

Високовольтні триполюсні оливні вимикачі типу ВТ-35, ВТД-35, ВМ-35, ВМД-35, С-35 призначені для комутації високовольтних кола змінного струму з номінальною напругою 35 кВ і частотою 50 Гц в нормальних умовах роботи. Також вони призначені для автоматичного відключення цих кол при виникненні коротких замикань та перевантажень у аварійних ситуаціях.

Управління вимикачем типу ВМ-35 виконується за допомогою ручного приводу НРВА, а вимикачем типу ВМД-35 - за допомогою електромагнітного приводу типу ШПЭ-11. Управління вимикачами типу ВТ-35, ВТД-35, С-35 може проводитись за допомогою пружинного приводу типу ПП-67 або електромагнітного приводу типу ШПЭ-11, ШПЭ-12.

Заземлювач. Заземлювальний ніж є механічним комутаційним пристроєм, який використовується для забезпечення заземлення струмопровідних частин для здійснення ремонтних робіт.

Газовий захист – опис конструкції та елементів інформаційного обміну.

Газовий захист є формою релейного захисту, яка спрямована на захист електричних пристроїв, що знаходяться у резервуарі, заповненому маслом.

На цьому трансформаторі використовується реле Бухгольца, відоме також як захист Бухгольца. Цей тип захисту призначений для масляних силових трансформаторів.

Реле Бухгольца виявляє несправності, такі як коротке замикання, замикання між обмотками та зниження рівня трансформаторного масла у баці трансформатора. При малих проблемах спрацьовує попередження Бухгольца, а при серйозних аварійних ситуаціях, наприклад, при короткому замиканні, трансформатор буде автоматично відключено для запобігання його пошкодження.

Газове реле представляє собою герметичний контейнер з оглядовими віконцями (див. рис. 1.5), де знаходяться два поплавкових елементи. При опусканні поплавців закріплені на них магніти, що наближаються до герконів (це герметичні скляні трубки з магнітними контактами), спричинюючи їх замикання. Спрацьовування нижнього поплавця активується за допомогою струменевого елемента, який включає пластинку з отвором, що калібрується на задану швидкість потоку масла.

Реле Бухгольца має корпус з клемною коробкою, виводами реле, краником для випуску повітря та відбору проб газу, а також кнопкою опробування для перевірки функціональності, яка захищена ковпачком. Нормально реле має бути повністю наповненим маслом. Натискання на кнопку опробування наполовину викликає опускання верхнього поплавця, а натискання до упору активує і опускання нижнього поплавця.

Газове реле використовується для виявлення внутрішніх пошкоджень у масляних трансформаторах, що можуть супроводжуватися виділенням газу, зниженням рівня масла або інтенсивним потоком масла з баку трансформатора в розширювач.

Спрацювання газового реле може бути наслідком появи дуги (в результаті пробою ізоляції трансформаторного масла, або витків, порушення контакту тощо) або місцевого перегріву внутрішніх елементів.

При спрацюванні газового реле і виділенні газу відбуваються різні операції з поплавцями, що можуть призвести до відключення трансформатора або активації попереджувальної сигналізації. Аналіз газу з реле дозволяє визначити, яка саме ізоляція була пошкоджена. Газові бульбашки, збираючись у верхній частині корпусу трансформатора та рухаючись в розширювач, виштовхують масло з газового реле.

Реле Бухгольца встановлюється на трубопроводі, що сполучає бак трансформатора з розширювальним баком. Звичайно, встановлення реле відбувається на безпечній відстані від струмопровідних частин під напругою, оскільки підняття на корпус трансформатора, який знаходиться під напругою, заборонене відповідно до нормативних документів.



Рис. 1.5 Зовнішній вид газового реле

Газовий захист регулювання під напругою (даль РПН).

Регулювання під напругою (РПН) використовується для підтримання оптимального рівня напруги у споживачів та для налагодження роботи обладнання. Цей пристрій дозволяє коригувати параметри напруги трансформатора, не вимагаючи його виведення з експлуатації. Зовнішній вигляд РПН можна побачити на рисунку 1.6.



Рис. 1.6 Привід РПН силового трансформатора

Регулювання під напругою (РПН) є типом перемикача, призначеного для швидких змін, пов'язаних із постійною зміною навантаження на електричну мережу, наприклад, між денним та нічним часом. РПН здатний змінювати коефіцієнт трансформації у межах від $\pm 10\%$ до $\pm 16\%$, залежно від напруги та потужності трансформатора. Зміни здійснюються на боці високої напруги, оскільки там сила струму менша, і внаслідок цього, РПН є простішим та економічнішим пристроєм. Регулювання може проводитись автоматично або вручну через операторський пульт управління або диспетчерський пульт.

Струмове реле. Струмове реле захисту трансформатора призначене для спрацювання на відключення у випадку перевищення швидкості потоку масла в з'єднувальному патрубку. Це реле працює на основі тиску, який виникає від потоку масла.

У нормальних умовах, пластина 1 утримується в певному положенні тягарцем 2.

Коли масло починає потрапляти в реле під тиском, цей тиск змушує пластину 1

зміщуватися на певний кут. Це призводить до підняття тягарця 2 і наближення постійного магніту 3 до магнітокеруючого геркона 4, який утримується в замкнутому положенні. При закінченні руху пластини 1 відбувається активація заслінки 5, і реле залишається замкнутим до того часу, поки його не повернуть вручну.

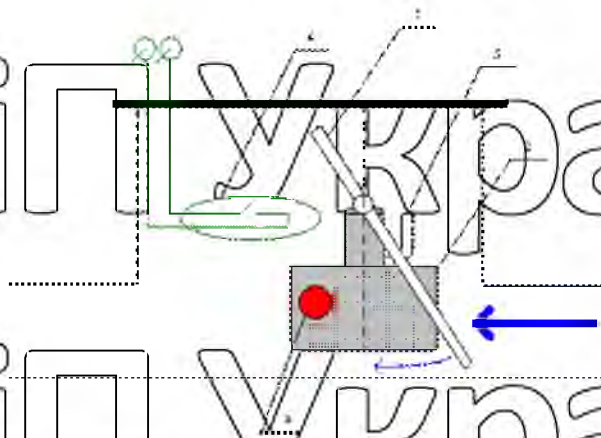


Рис. 1.7 Схема роботи струмового реле

Термічний захист трансформатора забезпечує контроль температури пристрою.

Встановлено чотири термодари, які відправляють сигнали на термінали автоматизованої системи. Якщо температура перевищить задані межі, система отримує сигнали для увімкнення/вимкнення системи охолодження, інформацію про перегрів трансформатора, а також аварійне відключення трансформатора в разі критичної температури.

Система охолодження складається з декількох вентиляторів, що генерують повітряний потік для охолодження радіаторів трансформатора. Керування цією системою здійснюється командами на увімкнення/вимкнення (ВК/ВИКЛ). Також система повертає сигнали щодо її роботи, потенційних несправностей або випадків відключення живлення.

1.3 Трансформатори струму і напруги 35 кВ

Силовий трансформатор напруги 35 кіловольт (кВ) – це пристрій електротехніки, який працює в електричних мережах та складається з двох або більше обмоток

(трансформаторів). Він використовує електромагнітну індукцію для перетворення змінної напруги та струму одного значення на інше при тій самій частоті без зміни переданої потужності. Зовнішній вигляд силового трансформатора, який встановлено на підстанції "Вулкан", зображено на рисунку 1.8.



Рис. 1.8 Силовий трансформатор 35/10 кВ

Трансформатори високої напруги складаються з численних конструктивних елементів. Основні складові включають магнітну систему (магнітопровід), обмотки, ізоляцію, висновки, бак, системи охолодження, механізми регулювання напруги, захисні та вимірювальні пристрої та візок.

1.4 Закрита розподільча установка 10 кВ

Закрита розподільча установка (ЗРУ) 10 кВ – такий же механізм роботи як і ЗРУ 35 кВ (рис. 1.9).



Рис. 1.9 ЗРУ 10 кВ

Ділянка 10 кВ складається з двох розділових частин, між якими розташований секційний вимикач. Кожна частина отримує живлення від різних трансформаторів (Т1 або Т2), забезпечуючи можливість резервного живлення. Це означає, що в разі аварії через секційний вимикач можна підключити обидві частини до одного трансформатора. Силеві трансформатори працюють на рівні приблизно 70% від їх максимальної потужності. Це дозволяє при відключенні одного з них жити обидві частини.

Упрощену схему подачі та видачі наведено на рис. 1.10.

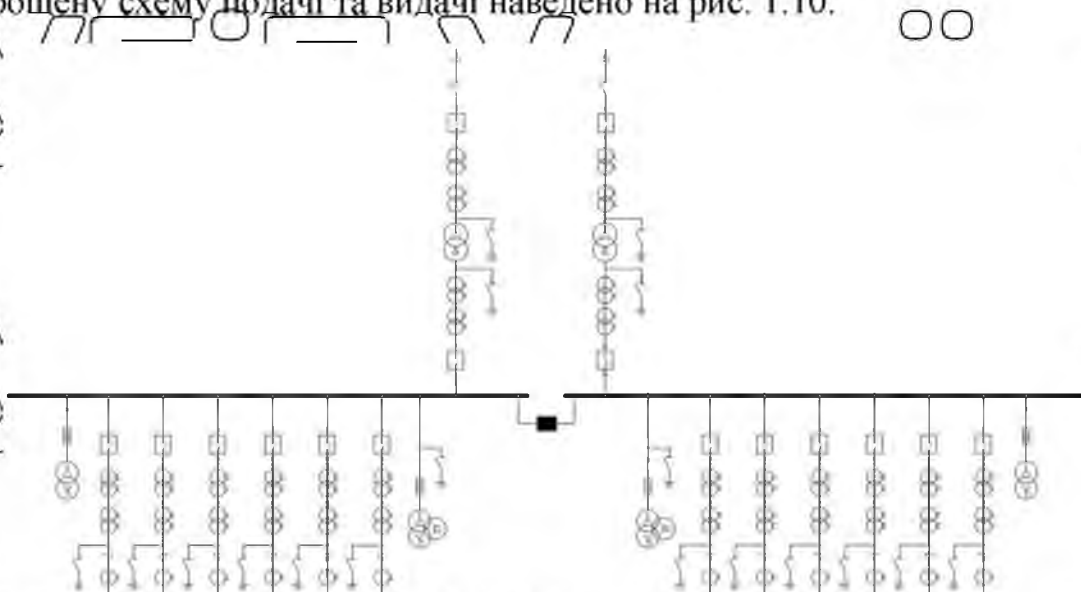


Рис. 1.10 Спрощена схема ліній що приходять та відходять

Масляний вимикач ВМП-10

Масляний вимикач ВМГ-10 (зображений на рис. 1.11) відноситься до малогабаритних масляних вимикачів та є комутаційним пристроєм, який може вимикати будь-які навантажені струми, включаючи струми короткого замикання до граничного струму вимикання, що становить 20 кА. Вимикач ВМГ-10 широко використовується в трансформаторних підстанціях РУ-6-10 кВ на рівні 110-35 кВ.



Рис. 1.11 Масляний вимикач ВМП-10

Робочий принцип вимикача ВМГ-10 базується на гасінні електричної дуги, яка виникає при розмиканні контактів, за допомогою потоку газомасляної суміші. Ця суміш формується при інтенсивному розкладанні трансформаторного масла під впливом високої температури, яка виникає в результаті горіння дуги. Потік цієї суміші отримує певний напрямок у спеціальній дугогасильній камері, розташованій в зоні горіння дуги.

Масляні вимикачі ВМГ-10 можуть бути управляні електромагнітним приводом постійного струму ПЕ-11 або пружинним приводом ПП-67.

У пристрої масляного вимикача ВМГ-10 три полюси вимикача змонтовані на загальній звареній рамі. На передній стороні рами розташовані шість порцелянових опорних ізоляторів з внутрішнім еластичним механічним кріпленням, на яких підвішені полюси вимикача.



Рис. 1.11 Масляний вимикач ВМП-10

Заземлюючі пристрої мають такі ж параметри роботи, що й заземлюючі пристрої у ЗРУ 35 кВ. Трансформатор струму потужністю 10 кВА. Трансформатори напруги серії "НОМ" (зображені на рисунку 1.12) призначені для використання разом із вимірювальними приладами та в ланцюгах захисту та сигналізації в електричних системах з номінальною напругою від 6 до 35 кВ включно. Трансформатори "НОМ" виконують функцію масштабних перетворювачів і призначені для генерації сигналу вимірювальної інформації для електричних вимірювальних приладів та ланцюгів захисту та сигналізації в мережах з ізольованою нейтраллю.



Рис. 1.12 НОМ-10

Трансформатори призначені для роботи в умовах помірнього або тропічного клімату. Трансформатори типів НОМ-6 і НОМ-10 відповідають вимогам сейсмостійкості на рівні 7 балів за шкалою MSK-64.

Будова трансформаторів включає в себе сердечник, виготовлений з пластин електротехнічної сталі, обмотки з відповідною ізоляцією, які розташовані у баці, заповненій трансформаторним маслом. Вводи первинних і вторинних обмоток розташовані на кришці бака. У трансформаторів напруги НОМ-35 також присутні маслорозширювачі, які розміщені на високовольних вводах первинної обмотки.

Таблиця 1.2 Технічні характеристики трансформатора НОМ 10

Характеристики	Значення
	НОМ-10
Ном. Напруга первинної обмотки, В	11000, 10500, 10000
Ном. Напруга вторинної обмотки, В	100
Ном. Потужність для класу точності, В/А: 0,5/1,0/3,0	75/150/300
Маса, кг	31
Розміри	324*324*478

Трансформатори інших типів не мають маслорозширювачів, рівень масла в них передбачений нижче кришки бака на 15-20 мм.

Умови експлуатації такі:

- Трансформатори призначені для роботи в закритому приміщенні.
- Висота над рівнем моря - не більше 1000 метрів.
- Температура навколишнього середовища від -45 °С до +40 °С.
- Навколишнє середовище не є вибухонебезпечним.
- Захист від дотику, вологозахист і захист від перевантаження здійснюється за допомогою установки, в яку вбудовується трансформатор.

Технічні характеристики трансформатора НОМ-10 представлені в таблиці 1.2, а загальний вигляд, габаритні та приєднувальні розміри трансформатора типу НОМ-10-66

У2 показані на рисунку 1.13.

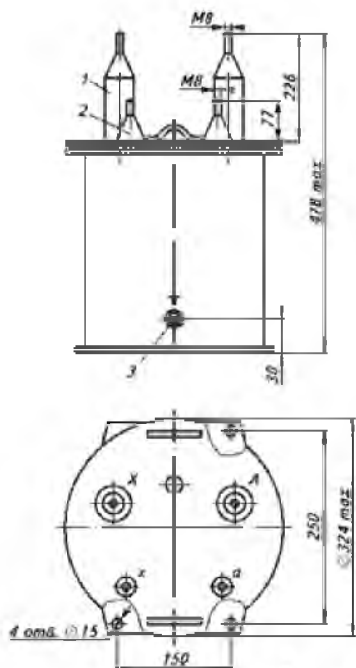


Рис. 1.13 Загальний вигляд, габаритні і приєднувальні розміри трансформатора типу НОМ-10-66 У2: 1. Введення ВН. 2. Введення НН. 3. Болт заземлення М8.

Трансформатор струму ТПЛ-10, зображений на рисунку 1.14, призначений для передачі аналогового сигналу вимірювальним приладам та пристроям захисту і управління. Він також служить для ізолювання вторинних з'єднань від високої напруги в розподільчих пунктах (ТП, РП, КТП) змінного струму з частотою 50; 60 Гц та класом напруги 10 кВ. Технічні характеристики трансформатора струму ТПЛ-10 наведено в таблиці 1.3.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУЕ

їни

НУЕ

їни



Рис. 1.14 Зовнішній вигляд трансформатора струму ТПЛ-10: Т – трансформатор струму; П – прохідний, Л – з литою ізольованою оболонкою, 10 – клас напруги, кВ

Таблиця 1.3 Технічні характеристики трансформатора струму ТПЛ-10

Характеристики	Значення
Номинальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номинальна частота змінного струму, Гц	50
Номинальний первинний струм, А	10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 750, 800, 1000
Номинальний вторинний струм, А	5
Кількість вторинних обмоток	3

НУБІП УкРАЇНИ

Таблиця 1.3 Технічні характеристики трансформатора струму ТПЛ-10

Клас точності:	
- вторинної обмотки для вимірювань	0,2S; 0,5S; 0,5
- вторинної обмотки для захисту	10P
Номинальне вторинне навантаження, В · А	
- вторинної обмотки для вимірювань при $\cos\phi = 1$	1-2,5
Номинальна гранична кратність вторинної обмотки для захисту при номинальному первинному струму, А:	
- 10-600	13
- 750, 800	15
- 1000	18
Кратність трисекундного струму термічної стійкості, при номинальному первинному струму, А:	
- 10-300	60

Трансформатор виготовлений у формі одновиткової прохідної конструкції.

Первинна обмотка представлена у вигляді стержня з прямокутними площадками для підключення шин первинних коліс. Трансформатор має дві вторинні обмотки, кожна з яких намотана на тороїдальний магнітопровід.

Корпус трансформатора виготовлений з однієї цільної епоксидної обмотки. Він є основною ізоляцією та захищає обмотки від впливу кліматичних і механічних факторів.

Монтаж трансформатора здійснюється за допомогою литого фланця, в якому розміщені чотири отвори діаметром 14 мм.

Шафа оперативного струму (ШОС) виконує важливі функції по наданню безперервного електропостачання споживачам в разі відмови основного джерела живлення. Вона має велике значення для об'єкта, особливо в ситуаціях втрати електроенергії в основному джерелі.

Цей виріб розрахований на роботу зі струмами від 10 до 2000 ампер. Резервне електропостачання забезпечується протягом певного часу завдяки акумуляторам, що встановлені в самій шафі оперативного струму (ШОТ). У нормальному режимі роботи, ШОС живить споживачів електроенергією та одночасно заряджає акумулятори.

На рисунку 1.15 наведено зовнішній вигляд ШОС, яка встановлена на підстанції "Вулкан".



Рис. 1.15 Зовнішній вигляд ШОС

Шафа оперативного струму (ШОС) працює за принципом перетворення змінної напруги в постійну і підтримує стабілізовану постійну напругу на виході. Крім того,

вона автоматично забезпечує заряд акумуляторів. У випадку втрати електроенергії, ЩОС забезпечує живлення заданого навантаження протягом певного часу.

Для захисту акумуляторів від глибокого розряду, споживані відключаються за допомогою контактора, який діє при досягненні напруги акумуляторної батареї значення 184 вольти.

Шафа власних потреб (ШВП) призначена для забезпечення електроживлення ланцюгів керування, обігріву, сигналізації, освітлення, вентиляції та інших потреб підстанції. Це допоміжний трансформатор з напругою 10/0,4 кВ, який надає електричну енергію для внутрішніх потреб підстанції, таких як освітлення та оперативний струм.

На рисунку 1.16 зображено зовнішній вигляд ШВП, яка встановлена на підстанції "Вулкан".



Рис. 1.16 Зовнішній вигляд шафа власних потреб

1.5 Система обліку електричної енергії на підстанції «Вулкан»

У комірках лінії 10 кВ РТП "Вулкан"-35/10 кВ встановлено по одному лічильнику активної енергії типу СА4У-И672 (СПР = 2,5 ВА), який зображений

на рисунку 1.17. Для вимірювання струму використовують один амперметр типу Е – 335 (СІРР = 0,5 ВА) або Е – 378 (СІРР = 0,1 ВА).



Рис. 1.17 3-фазний лічильник СА4У – 11672

Справжньою проблемою є те, що лічильники даного типу морально і фізично застаріли, і їх слід було замінити ще 20 років тому. Найбільш раціональним рішенням буде встановлення сучасних електронних лічильників.

1.6 Основні вимоги щодо обліку перетікання електричної енергії на електростанціях

Облік електроенергії на електростанціях встановлюється для визначення обсягів виробітку, споживання на власні потреби та відпуску електроенергії кожним блоком на електростанцією в загальному положенні[16]. На електростанціях розрахункові лічильники встановлюються наступним чином:

На трансформаторах власних потреб;

- При приєднанні споживачів до живлячих мереж електростанцій;
- На трансформаторах зв'язку для вирахування транзиту;
- Для генераторів блоків електростанцій;
- Для всіх ліній напруги, що відходять від електростанцій відповідно до акту розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін [16];
- Для сонячних батарей, груп зазначених установок, генераторів, вітрових електростанцій та інших електростанцій, які використовують альтернативні джерела енергії.

На електростанції повинен бути призначений відповідальний за технічний стан та експлуатацію засобів обліку. Складові балансу електроенергії електростанції, за винятком втрат у трансформаторах, визначаються за допомогою вимірювань розрахункових лічильників та лічильників балансового обліку.

Щомісячно потрібно узагальнювати баланс перетоку електроенергії та забезпечувати контроль за технічним станом вимірювальних засобів, після чого складається відповідний акт щодо вироблення та споживання електричної енергії з урахуванням точок встановлення комерційних лічильників електроенергії.

Протокол виробітку та відпуску електроенергії на електростанціях складається та підписується комісією, до складу якої входять працівники електростанції та представник оператора, а також інші зацікавлені сторони. Акт складається у трьох примірниках.

У випадку наявності транзиту електричної енергії через мережі електростанцій, втрати при транзиті повинні бути розподілені між усіма суб'єктами, які беруть участь у цьому перетіканні електроенергії.

Для контролю точності вимірювання перетоку електричної енергії засобами обліку при складанні щомісячного балансу електроенергії, визначають фактичний

баланс електроенергії. Фактичний баланс розраховується для кожного рівня напруги ВРП, а також в загальному значенні для об'єкта.

Всі вимірювальні комплекси електростанцій необхідно включати в АСКОЕ, яка згідно з правилами ринку та нормативними документами повинна забезпечувати необхідний збір, оброблення, зберігання та передавання даних комерційного обліку електроенергії.

Метою обліку реактивної електричної енергії є:

- Контроль за фактичним споживанням електричної енергії та видачою потужності споживачам.

- Контроль за реактивною потужністю, яка перетікає по електричних мережах.

- Облік споживання та видачі реактивної потужності генераторами та іншим устаткуванням.

- Аналіз та отримання достовірної інформації про реактивну потужність, яка генерується чи споживається компенсуючим устаткуванням.

- Здійснення комерційної діяльності за генерацію та споживання реактивної потужності.

- Контроль та оптимізація реактивної потужності в мережі та вибір компенсуючих пристроїв.

- Аналіз режимів втрат потужності в електричних мережах.

Облік реактивної енергії слід здійснювати двонапрямленими лічильниками.

1.7 Автоматизація обліку електричної енергії.

Об'єкти господарювання повинні впроваджувати АСКОЕ згідно Інструкції і інших нормативних документів з метою:

- Забезпечення точності передавання інформації з приладів обліку електроенергії за рахунок автоматизації процесів передавання.

Проведення погодинного обліку споживання, вироблення та передавання електроенергії членами об'єднаного ринку електроенергії України.

Забезпечення достовірності даних щодо обліку спожитої електричної енергії за допомогою верифікації даних та складання балансу електроенергії на електростанціях.

Зниження втрат електроенергії.

Збільшення швидкості передачі, комфорту та оброблення інформації.

- Забезпечення контролю за виконанням графіка навантаження кожного блоку електростанцій.

Проведення розрахунків за електроенергію.

Після повного встановлення системи автоматизованого контролю обладнання енергетичних об'єктів (АСКОЕ) та завершення монтажних робіт для

всіх необхідних компонентів, система в цілому повинна пройти дослідну експлуатацію. Цей процес має тривати протягом не менше одного кварталу,

протягом якого будуть усунуті виявлені недоліки. Після цього, в разі необхідності, буде проведена метрологічна атестація окремих складових устаткування АСКОЕ.

Повна перевірка правильності функціонування системи АСКОЕ відбувається при її введенні в експлуатацію та під час проведення приймальних випробувань, після чого оформляється відповідний акт.

Допускається поетапне введення в експлуатацію систем АСКОЕ з можливістю тимчасової роботи окремих її елементів. Експлуатацію, ремонт та обслуговування АСКОЕ здійснює Оператор, на якого зареєстрована дана система.

Під час виконання робіт у системах вимірювальної техніки, трансформаторів струму, надруги та приладів обліку можуть виникнути ситуації, в результаті чого функціонування системи комерційного обліку порушується або можуть бути внесені похибки. В такому випадку необхідно дотримуватися встановленого порядку виконання цих робіт відповідно до затверджених правил.

Після завершення облікової доби Оператор повинен виконувати наступні дії:

- Організувати збір даних та їх занесення до бази облікової інформації з лічильників, що включені в систему автоматизованого контролю обладнання енергетичних об'єктів (АСКОЕ).

- Генерувати дані перетікання електроенергії відповідно до встановленої форми і передавати їх головному Оператору.

- Узгоджувати дані згідно з встановленими точками обліку об'єднаного ринку електроенергії України.

- Проводити перевірку достовірності та повноти даних, отриманих з облікових лічильників відповідно до встановленої форми і передавати їх головному Оператору.

Узгоджування даних відбувається відповідно до встановлених точок обліку

Об'єднаного ринку електроенергії України. Проводиться також перевірка достовірності та повноти інформації, отриманої з облікових лічильників.

Головна мета методики - визначення втрат електричної енергії на різних елементах мережі, таких як трансформатори, лінії передач. Ця інформація враховується при фінансових розрахунках між енергопостачальними організаціями та споживачами електроенергії для складання балансів перетікання електроенергії. Втрати електричної енергії в мережі чи її елементах визначаються як різниця показників лічильників, встановлених на вході та виході електричної мережі протягом встановленого терміну на основі результатів вимірювань.

При визначенні втрат електроенергії в мережі чи її елементах необхідно також враховувати перетікання як активної, так і реактивної електроенергії. У випадку, коли встановлені лічильники електроенергії, що не враховують реактивну складову, необхідно визначати її перетікання до моменту заміни лічильника за Методикою обчислення плати за перетікання реактивної енергії.

Однолінійна розрахункова схема електропостачання ділянки електричної мережі від точки вимірювання до межі балансової належності повинна містити необхідні параметри для розрахунків, а також формули з контрольним розрахунком електричної енергії. Усі ці відомості мають бути вказані в договорі про постачання електричної енергії, який підписують сторони договірних відносин.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 2. ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ АСКОЕ РТП-35/10 КВ "ВУЛКАН"

2.1 Порівняльна характеристика АСКОЕ та ЛУЗОД

Локальне устаткування збору і обробки даних (ЛУЗОД) - це система, яка включає в себе комплекс засобів обліку, призначених для вимірювання, накопичення, збору та оброблення інформації про обсяги та параметри спожитої електричної енергії, а також значення споживаної потужності протягом відповідних періодів часу на конкретній площадці вимірювання. Крім того, вони мають можливість для дистанційного зчитування інформації, що дозволяє їм працювати у складі автоматизованої системи комерційного обліку.

Дане рішення має кілька ключових переваг:

- Простота монтажу обладнання.

Використання надійного промислового обладнання заводського виробництва того ж виробника, що й лічильники електроенергії, що дозволяє уникнути конфліктів в процесі роботи комунікаційного обладнання.

- Періодичне перезавантаження обладнання зв'язку.

Мінімізація кількості контактних з'єднань.

Обмеження зовнішнього доступу до SIM-картки (захищена пломбою енергокомпанії).

- Широкий температурний діапазон.

Економія коштів і часу завдяки відсутності необхідності монтажу окремих шаф для ЛУЗОД, додаткових комутаційних апаратів, прокладки кабельних ліній живлення, узгодження точки підключення обладнання ЛУЗОД.

Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) представляє собою скупчення обладнання, яке включає в себе локальне устаткування збору сирових даних (ЛУЗОД), прилади обліку, пристрої приймання, обробки, відображення, канали передачі інформації та реєстрації інформації.

Основна різниця між цими двома системами полягає в тому, що користувач, у якого встановлено ЛУЗОД, може віддалено моніторити дані щодо використання електричної енергії. У той час як система АСКОЕ надає можливість переглядати та контролювати дані щодо споживання або передавання енергії та потужності дистанційно, використовуючи встановлене програмне забезпечення, яке налаштовується під час конфігурації АСКОЕ. На рисунку 2.1 зображений комплексний бокс, який використовується як головна частина даних системи.



Рис. 2.1 Система ЛУЗОД/АСКОЕ

Згідно з пунктом 3.35 Правил користування електричною енергією (ПКЕЕ), підприємства з середньомісячним обсягом споживання від 50 тис. кВт-год, пристаних із потужністю електроустановок від 150 кВт, повинні мати встановлені автоматичні системи комерційного обліку для крадія передачі даних (АСКОЕ).

АСКОЕ представляє собою комплексне устаткування та програмне забезпечення, яке дозволяє здійснювати комплексний дистанційний збір,

зберігання та обробку даних. Завдяки АСКОЕ, користувач має можливість самостійно переглядати дані щодо енергоспоживання в будь-який час.

Сучасну автоматизовану систему комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) слід розглядати як єдину систему, яка включає в себе чотири взаємопов'язаних рівні устаткування та відповідне програмне забезпечення, які працюють паралельно:

- Перший рівень - включає прилади вимірювання (лічильники електричної енергії), що забезпечують неперервне вимірювання.
- Другий рівень - включає прилади збору та обробки даних (ПЗПД), які цілодобово збирають, накопичують, обробляють та надсилають отриману інформацію на наступний рівень.
- Третій рівень - мережевий сервер для збору даних, який постійно збирає, накопичує, обробляє та передає інформацію.
- Четвертий рівень - комп'ютер з встановленим та налаштованим програмним забезпеченням, який виконує остаточну обробку отриманої інформації.

Система ЛУЗОД є спрощеною версією системи обліку енергії, працюючи за тим самим базовим принципом, що й більш сучасна система АСКОЕ. Однак вони відрізняються одна від одної. У ЛУЗОД відсутні останні два рівні, які присутні в АСКОЕ. Це означає, що ЛУЗОД складається лише з перших двох рівнів: вимірювання та збір даних. Основним завданням ЛУЗОД є збір та передача даних до єдиної системи для моніторингу.

Отже, обидві системи комерційного обліку мають спільну структуру роботи. Вони відрізняються в кількості обладнання і можливостях для самостійної організації складання звітів, перегляду, аналізу та оптимізації.

2.2 Основні принципи роботи та побудови АСКОЕ

У попередніх розділах було проведено розрахунок електричної мережі нашого населеного пункту. Тепер перейдемо до організації обліку електроенергії, оскільки це невід'ємна частина енергетичної системи. Якість та надійність електропостачання в значній мірі залежать від точності обліку.

Основним засобом для цього є лічильники. Перший електромеханічний лічильник був винайдений вже у 1889 році, і до недавнього часу відбувалося записування показів облікових механізмів та їх передача до енергопостачальної організації. У кінці 90-х років минулого століття в Україні почали впроваджувати системи автоматизованого комерційного обліку електричної енергії.

Основними завданнями АСКОЕ є:

- Отримання даних, що реалізується за допомогою лічильників електричної енергії нового покоління.
- Збір інформації за допомогою мережевих вузлів та роутерів, які також виконують функцію передачі показників на сервери для подальшої обробки.
- Формування таблиць споживання та контролю якості електричної енергії.

Впровадження системи автоматизованого комерційного обліку електроенергії було спричинене необхідністю жорсткого контролю за споживанням електроенергії. З появою побутових електроприладів та промислових установок, їх кількість почала зростати, що призвело до перевищення мережевих можливостей в пікові навантаження. Система надала змогу здійснити повний контроль за споживанням, дозволяючи встановлювати різні тарифи на електроенергію в різні періоди часу. Це стимулювало споживачів до зниження навантаження в економічно вигідні часи, що підвищило ефективність використання енергії.

Важливо відзначити, що широке впровадження системи АСКОЕ сприятиме лібералізації ринку електроенергії. Це дозволить суттєво скоротити витрати на викопне паливо та призведе до значного поліпшення екологічної ситуації в Україні.

АСКОЕ, в загальному розумінні, є дуже перспективною системою, яка отримує дані від приладів обліку та автоматично їх обробляє в реальному часі. Це дозволяє інформувати енергопостачальні компанії та операторів систем розподілу електричної енергії про якість електроенергії на будь-якій ділянці лінії, а також про кількість спожитої, переданої та виробленої електроенергії.

Основними засобами обліку енергії є лічильники. У системах АСКОЕ використовуються виключно електронні лічильники. В Держреєстрі України зареєстровано понад п'ятдесят типів таких лічильників, які відрізняються за типами систем АСКОЕ, номінальним струмом роботи, номінальною напругою, типом схеми підключення та класом точності. Для побутових споживачів, клас точності повинен бути не менше 1,0.

2.3 Обґрунтування вибору типу АСКОЕ. Недоліки та переваги різних типів систем

При виборі системи автоматизованого комерційного обліку електричної енергії слід враховувати наступні аспекти.

- Типи та характеристики підтримуваних лічильників, які відповідають обраній системі, в залежності від категорії споживача та місця їх встановлення.
- Особливості регіону використання, включаючи кліматичні умови та доступність різних каналів зв'язку для передачі даних.
- Вартість придбання та встановлення системи.
- Площа зони, де планується встановлення системи, і передбачувана кількість робочих електроустановок.
- Робоча напруга мережі, в яку буде інтегроване обладнання для передачі даних.

У цьому розділі будуть розглянуті п'ять типів систем АСКОЕ за методами передачі даних

- Система, що повністю побудована на основі роботи в мережі GSM.
- АСКОЕ, що використовує RS-485, M-BUS, RS-232 для передачі даних окремою провідною лінією зв'язку.

PLC, яка передає дані до маршрутизатора через існуючі лінії електричної мережі з робочою напругою 0,22-0,4 кВ.

- RADIO 433, 866 МГц.
- ETHERNET, INTERNET.

GSM/GPRS: Ця система використовує мережу GSM для передачі даних. Вона призначена для передачі інформації про споживання енергії від блоку збору даних до енергопостачальника, а також від лічильників до блоку збору даних. Для цього використовуються як зовнішні модеми GSM/GPRS, так і вбудовані в лічильники пристрої, а також маршрутизатори GSM. На рис. 2.3 наведена схема передачі даних через GSM



Рис. 2.2 Схема передачі даних через GSM

Переваги:

- Існує готова інфраструктура стільникової мережі з великим покриттям та широким асортиментом обладнання.

Недоліки:

- Мобільний оператор вимагає оплату за послуги передачі даних (за винятком закритих абонентських груп та певних тарифних планів).
- Залежність від ефективності обладнання мобільного оператора.
- Сигнал GSM може бути слабким у спеціальних приміщеннях, що вимагає додаткових заходів та витрат на встановлення зовнішніх антен.

PLC (передача даних через мережу живлення 0,4 кВ):

- Використовується для передачі даних щодо споживання енергії від лічильників до роутерів, які зазвичай встановлюються на трансформаторних підстанціях.
- Найчастіше використовується в системах АСКОЕ для адміністративних будівель та житлово-комунального сектору.

Види обладнання

Системи використовують як зовнішні PLC-модеми (наприклад, "CCDI-0005", "ШМ-16"), так і вбудовані електролічильники ("Teletec MTX1, MTX3, NP-06", "Matrix NP515, NP71, НІК 2103, НІК 2104"), а також маршрутизатори.

На рисунку 3.2 зображена схема роботи АСКОЕ на базі PLC.



Рис. 2.3 Схема роботи АСКОЕ на базі PLC.

Переваги:

Передача даних від лічильників до маршрутизатора здійснюється безпосередньо через існуючу мережу 0,4 кВ, що дозволяє скоротити витрати на оплату праці та

впровадження системи. Немає потреби прокладати інформаційні кабелі чи використовувати послуги операторів зв'язку.

Недоліки:

Будь-який пристрій з реактивною складовою навантаження може впливати на передачу даних у мережі, такі як люмінесцентні лампи, електродвигуни, комутаційні джерела живлення (включаючи блоки живлення мобільних телефонів) тощо.

Навіть при належній налаштованості та стабільності системи, неможливо надати 100% гарантії, що усі дані будуть передаватися на сто відсотків у майбутньому (наприклад, при переїзді мешканців будинку чи додаванні обладнання до офісної будівлі).

Існує сподівання на нічний час, коли більша частина обладнання буде вимкнена, що дозволяє системі зібрати відсутні дані.

Тому цю технологію рекомендується використовувати тільки в системах, де неважливо отримання даних у реальному часі.

Також важливо відзначити, що радіоаматори можуть бути незадоволені цією технологією, оскільки обладнання PLC може впливати на короткохвильове мовлення та аматорські діапазони. Дистанція передачі не більше 500 м (залежить від стану мережі).

RADIO 433, 866 МГц: передача даних через радіоканал на нелицензований (не приватизований) частоті 433 МГц або 866 МГц. Ця система використовується для передачі даних про споживання енергії від лічильників до роутерів. Застосовується у випадках, коли прокладка інформаційного кабелю або технічно неможлива, або економічно недоцільна. Однією з переваг цього типу зв'язку є відсутність будь-яких платежів за передачу даних та необхідність отримання дозволів. Дальність зв'язку може досягати кількох кілометрів.

Переваги: дані передаються від лічильників до засобів збору даних через радіоканал, що сприяє зменшенню витрат на оплату праці та впровадження системи, оскільки немає необхідності прокладати інформаційні кабелі.

Недоліки: У системах із вбудованими радіомодулями в лічильники необхідно прокласти кілька кабелів, що з'єднують пристрої для збору та передачі даних та радіоретранслятори. Радіоретранслятори встановлюються в ключових точках, до яких необхідно підвести інформаційний кабель. Ці точки, як правило, розташовані на одному рівні з пристроями для збору та передачі даних (наприклад: підвал, перший поверх), і кабель прокладається уздовж існуючих дотків. На рисунку 2.4 зображено схему роботи АСКОВЕ на основі радіосигналу.



Рис. 2.4 Схема роботи АСКОВЕ на основі радіосигналу

ETHERNET, INTERNET: передача даних за допомогою комп'ютерних мереж. Цей метод використовується для передачі інформації про споживання енергії як від блоку управління до електроспостачальної компанії, так і від лічильників до блоку управління. Він застосовується у випадках, коли необхідна передача великої кількості даних і автоматизована робоча станція віддалена від сервера для збору даних.

Обладнання: комутатори ETHERNET, xDSL-модеми та інше.

Переваги: передача великих обсягів інформації з високою швидкістю. Часто інфраструктура Ethernet вже існує на об'єкті встановлення системи.

Недоліки: необхідність прокладки додаткових кабелів. Для підключення до промислового обладнання з послідовними інтерфейсами потрібно встановити

інтерфейсні перетворювачі. При створенні складних систем потрібні фахівці з відповідною кваліфікацією.

RS-485, M-BUS, RS-232: передача даних через окремі низьковольтні проводи.

Цей метод використовується для передачі інформації про спожиту електричну енергію як від лічильників до пристроїв для збору та передачі даних, так і від пристроїв для збору та передачі даних до серверів

Обладнання: лічильники електроенергії, прилади збору та передачі даних, модеми, перетворювачі та інше.

Переваги: Надійна передача даних між пристроями низького, середнього та верхнього рівня. Можливість паралельного підключення великої кількості пристроїв за допомогою обмеженої кількості проводів.

Недоліки: Потреба у прокладанні додаткових низьковольтних кабельних ліній.

Після аналізу найпоширеніших систем передачі даних, ми можемо скласти порівняльну таблицю з їхніми характеристиками – табл. 2.1.

Таблиця 2.1 Порівняльна характеристика різних типів АСКУЕ

Тип системи	Дальність роботи, м	Шлях передачі даних	Основні переваги	Основні недоліки
GSM, GPRS	необмежена	Мобільні мережі	Простота монтажу	Вартість зв'язку, відсутність мережевого покриття в деяких районах
PLC	500-1000	Існуючі лінії електропередач	Простота монтажу, невисока вартість	Перебої в роботі через частотні перешкоди
RADIO 433, 866 МГц	50-100	радіоканал	Не вимагає прокладки окремих ліній	Дороговизна обладнання, радіоперешкоди
INTERNET	необмежена	Інтернет зв'язок	Не потребує додаткового обладнання	Залежність від інтернет зв'язку на кожному об'єкті
RS-485	необмежена	Окрема низьковольтна лінія	Якість зв'язку, надійність роботи	Висока вартість за рахунок необхідності прокладання додаткових мереж зв'язку

2.4 Необхідність впровадження АСКУЕ

Останнім часом набуває актуальності підвищення вартості енергетичних

ресурсів. Це вимагає посилення вимог до обліку електроенергії в промисловості, сільському господарстві та інших енергоємних сферах. Користувачі все більше розуміють, що для захисту своїх інтересів необхідно встановлювати високоточні та сучасні прилади обліку, а не обмежуватися стандартними нормами чи менш справним обладнанням.

На сьогоднішній день у галузі енергетичного обліку ключову роль відіграє впровадження сучасних автоматизованих систем комерційного обліку енергії (АСКОЕ). При прийнятті Закону України "Про енергозбереження" у ДТЕК Київські електричні мережі відзначили посилену увагу до питання збереження енергетичних ресурсів.

Втрати електроенергії можна розглядати у чотирьох аспектах:

- Технічні втрати електроенергії обумовлені фізичними процесами, що відбуваються під час передачі її по електричних мережах і виявляються у перетворенні частини енергії в тепло в елементах мережі.

- Втрати на власні потреби підстанції необхідні для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій та для забезпечення життєдіяльності обслуговуючого персоналу.

- Втрати електроенергії, пов'язані з інструментальними помилками її вимірювання.

- Комерційні втрати, спричинені крадіжками електроенергії, недооплатою побутовими споживачами за рахунок неправильних показань лічильників, простроченою оплатою, невилплатою рахунків тощо. Їхню величину визначають як різницю між фактичними (звітними) втратами та сумою перших трьох складових, що представляють собою технологічні втрати.

У окремих енергокомпаніях відносні втрати становлять 15-20%, а у муніципальних та районних електричних мережах їх частка досягає 25-50%.

Головною причиною цієї ситуації є зростання комерційних втрат. Умовно комерційні втрати поділяють на чотири групи:

Втрати через помилки системи обліку електроенергії, спричинені

недостатньою точністю та нормованими умовами роботи вимірювальних трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН), лічильників тощо. Зараз боротьба з недообліком електричної енергії ведеться практично всюди. На підприємствах енергозбуту приймаються програми зі заміни існуючих пристроїв обліку електроенергії на сучасні, з кращою точністю вимірювання. Проте, слід відзначити, що ці заходи, як правило, проводяться відокремлено від інших, зокрема тих, що спрямовані на підвищення ступеня оплати. У результаті витрачаючи значні кошти на заміну пристроїв обліку, підприємства енергозбуту не отримують очікуваного економічного ефекту.

Розв'язання цієї проблеми є не лише у механічній заміні одних приладів обліку іншими (з вищим класом точності), а й у тому, що встановлені нові прилади обліку повинні виконувати ряд функцій, що дозволяють їх використовувати у складі автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

Втрати при видачі рахунків, спричинені недостатньою або невірною інформацією щодо укладених договорів, використання спеціальних тарифів чи пільг.

Втрати через крадіжки електроенергії, спричинені несанкціонованим підключенням споживачів, шахрайством з лічильниками тощо. Статистичні дані про мю складову втрат енергозбутові підприємства не публікують. У сільських місцевостях і в районах індивідуальної житлової забудови рівень втрат через крадіжки електроенергії, зазвичай, вищий, ніж у міських багатоповерхових кварталах.

Втрати при вимозі оплати, спричинені оплатою пізніше встановленої дати, довгостроковими чи безнадійними боргами та несплаченими рахунками. У структурі фінансових втрат енергопостачальної організації основну роль відіграють втрати, спричинені несплатою електроенергії та втрати через затримки платежів. Рівень сплати населенням коливається щодо окремих енергопостачальних підприємств у межах: від 30 до 95%, становлячи у середньому

по країні 65–70%.

Актуальна проблема комерційних втрат у мережах електропостачання потребує створення комплексного та ефективного механізму її вирішення. Деякі пропозиції в сфері автоматизації енергообліку спрямовані на створення відповідних автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУ ТП), оскільки вони активно втручаються у процеси електропостачання та розрахунків.

Крім того, важливо враховувати оперативне диспетчерське управління режимами електропостачання, що забезпечує надійність роботи всієї системи електропостачання.

Розробники засобів АСКОЕ, зазвичай, зосереджені на точності та повноті енергозбірників і, як правило, не передбачають можливість впровадження функцій оперативного індивідуального диспетчерського управління. Недоступність такої гнучкості у роботі АСКОЕ суттєво знижує її цінність як ефективного інструменту боротьби з комерційними втратами електроенергії та управління режимами електропостачання різних територіально розташованих абонентів.

У контексті вищезазначеного, термін "АСКОЕ" доцільно тлумачити як автоматизовану систему контролю і обліку електроенергії.

Технічні засоби АСКОЕ дозволяють реєструвати факти підвищення або зниження напруги в електричній мережі і захищати електрообладнання споживачів від пошкоджень. Спеціалізоване програмне забезпечення (ПЗ) АСКОЕ дозволяє проводити оплату як через касу, банк, так і використовувати спеціальні одноразові платіжні карти з метою створення додаткових зручностей для абонентів і прискорення процесу введення і обробки платежів. Для абонентів системи передбачена можливість перегляду особистого рахунку та його поповнення через інтернет.

АСКОЕ при незмінності складу програмно-технічних засобів може виконувати функції системи управління вуличним освітленням з одночасним

урахуванням споживання електроенергії в мережах освітлення.

Наявність такої опції в АСКОЕ дозволяє усунути фінансові втрати муніципальних бюджетів, пов'язані із витратами на освітлення вулиць у світлу частину доби.

2.5 Вибір лічильників

У комірках лінії 10 кВ РТП 35/10 кВ, як було зазначено вище, встановлено лічильники активної енергії, конкретно типу СА4У – И672 (СПР= 2,5 ВА), який зображений на рис. 2.1. Для вимірювання струму використовують один амперметр типу Е – 335 (СПР = 0,5 ВА) або Е – 378 (СПР = 0,1 ВА).

Відповідно до вимог ДСТУ та стандартів МЭК (ІЕС), лічильники повинні відповідати класу точності 0,2; 0,2s і 0,5; 0,5s, мати високу надійність і стабільність метрологічних характеристик [18]. Міжповірочний інтервал не менше 6 років.

Термін служби не менше 20 років. Конструкція лічильників повинна унеможливити можливість несанкціонованого впливу на результати вимірювань. Цим вимогам відповідає лічильник "GAMA 300-G3B", зображений на рис. 2.5.



Рис. 2.5 Лічильник GAMA 300 G3B

Лічильник "GAMA 300 G3B" має наступні основні функції:

- Вимірювання активної та реактивної електричної енергії в чотирьох квадрантах, середньоквадратичних значень напруги та сили струму, частоти змінного струму.

- Індикація на різних дисплеях та передача значень вищезазначених обмірюваних фізичних величин, а також повної потужності і коефіцієнта потужності через комунікаційні канали.

- Багатотарифний облік з реєстрацією профілю навантаження активної та реактивної електричної енергії в прямому та зворотньому напрямках в трьохфазних трьох- та чотирьохпровідних електричних мережах при трансформаторному підключенні.

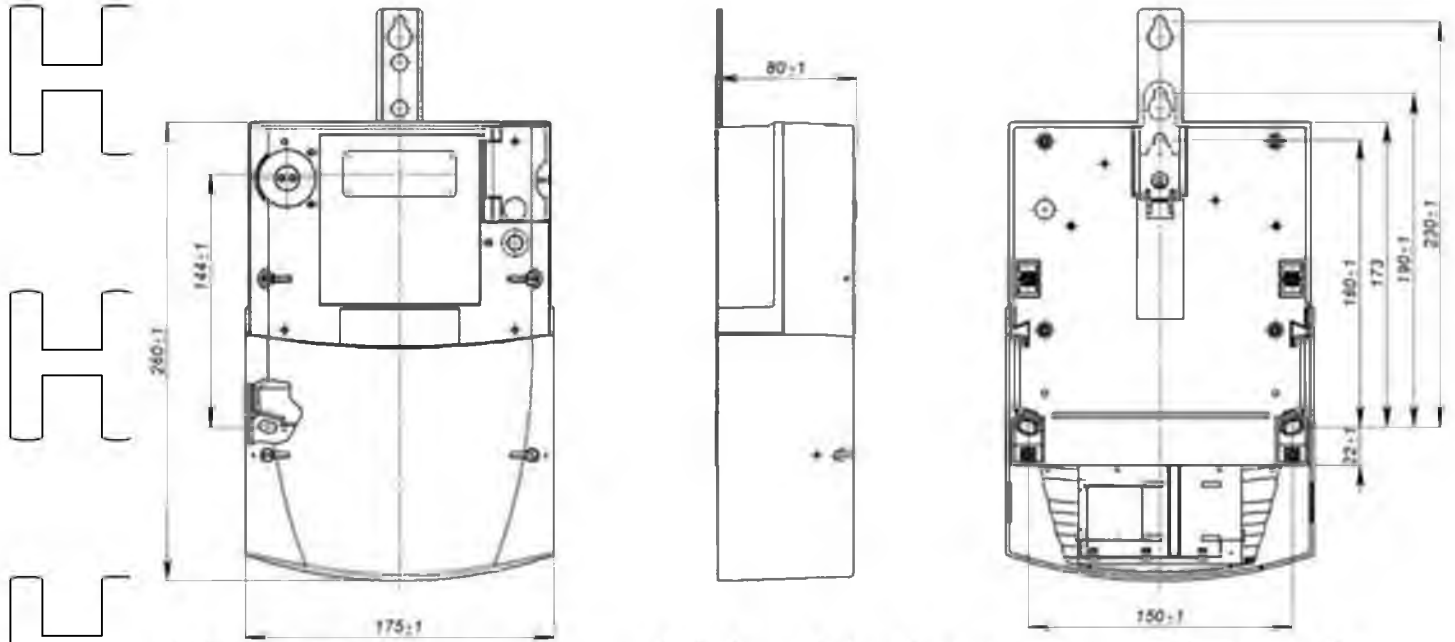


Рис. 2.6 Габаритні розміри лічильника GAMMA 300 G3B

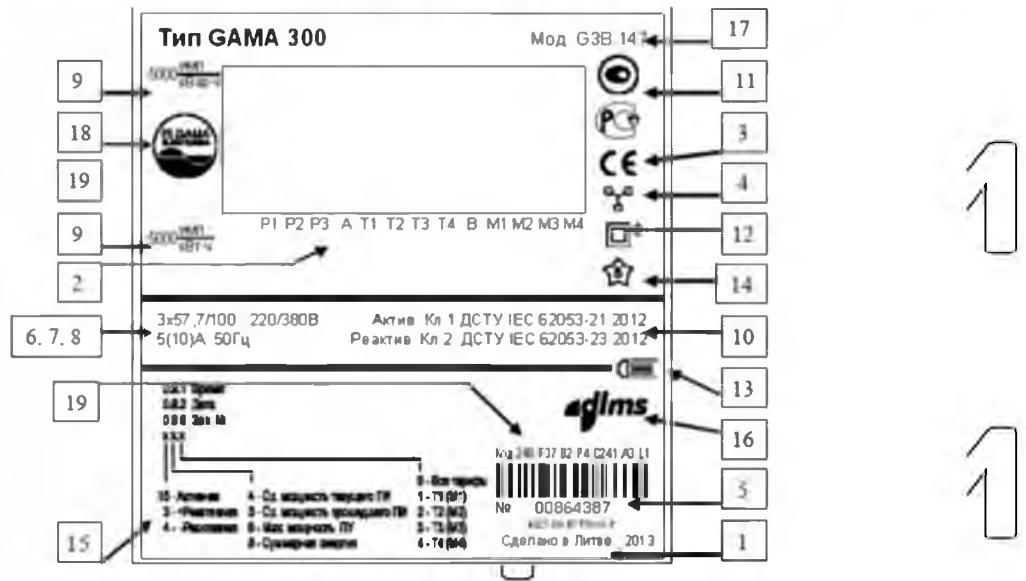


Рис. 2.7 Зовнішній вигляд дисплею лічильника GAMMA 300 G3B та функціонал







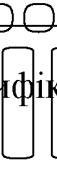
органів управління

В таблиці 2.2 наведено розшифрування позначень показаних на рис. 2.7

НУБІП України

НУБІП України

Таблиця 2.2 Умовні позначення на лічильнику GAMA 300 G3B

1	Рік і місце виготовлення	11	Знаки відповідних стандартів
2	Символи сегментів	12	Значок класу захисту 
3	Позначення відповідності «СЕ»	13	Позначення фотоприймача керування РКІ 
4	Кількість фаз і проводів	14	Знак міцності ізоляції приладу 
5	Серійний номер	15	Пояснення кодів OBIS
6	Номінальна напруга	16	Лого протоколу DLMS 
7	Діапазон струмів	17	Тип лічильника 
8	Номінальна частота	18	Лого виробника/замовника 
9	Константа лічильника	19	Код лічильника і баркод (модифікація) 
10	Стандарти класу точності лічильника		

Галузь застосування включає електричні мережі трифазного струму напругою від 0,4 до 35 кВ. Ці системи використовуються для комерційного обліку потоків потужності електроенергії в енергоспоживаючих та енергогенеруючих компаніях. Вони забезпечують розрахунки з погодинними інтервалами.

Лічильники можуть працювати як в автономному режимі, так і як уніфіковане джерело вимірювальної (комерційної та оперативної) інформації про контрольований об'єкт. Вони передають командну інформацію для наступних систем керування:

- Автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії (АСКУЕ).

Системи керування електро- та теплопостачанням.

Автоматизовані системи диспетчерського керування (АСДК).

- Автоматичні системи керування електроприводом.

Живлення лічильників:

Лічильники живляться від вхідних кіл напруги в діапазоні від 46 до 253 В фазної напруги та від 80 до 380 В лінійної напруги змінного струму з частотою від 47,5 до 52,5 Гц.

- Лічильники забезпечують нормальну роботу навіть при наявності напруги хоча б на одній з фаз електричної мережі.

При підключенні джерела напруги постійного струму $12 \pm 1,5$ В (аккумуляторна батарея) до гнізд лічильника ± 12 В, лічильники забезпечують зчитування інформації навіть при відсутності напруги на їхніх фазах мережі.

Споживання від джерела струму не перевищує 0,5 А.

Під час перерву живленні зберігаються наступні параметри:

Інтервал усереднення діючих значень потужностей.

Перелік параметрів, виведених на РКІ.

- Архітектура тарифних зон.
- Реальний час.

Лічильники вимірюють наступні параметри:

Сумарні значення енергії прямого та зворотного напрямків окремо по кожній з тарифних зон та загальне значення (кВт·год.).

- Сумарні значення реактивної енергії окремо по чотирьох квадрантах та кожній з тарифних зон та загальне значення (квар·год.).

Максимальні значення активних та реактивних потужностей з фіксованим інтервалом часу усереднення від 3 до 60 хвилин (інтервали 3, 5, 6, 10, 15, 30, 60 хв).

- Можливість запису в пам'ять значень активної потужності двох напрямків та реактивної потужності по чотирьох квадрантах з інтервалами запису 15, 30, 60 хвилин для чотирьох каналів запису.

Глибина запису в пам'ять інтервальних 15-хвилинних значень потужності становить 80 днів.

Лічильники регулярно зберігають у пам'яті наступні комерційні дані протягом визначених тимчасових періодів:

- Значення активної та реактивної енергій.
- Значення активної та реактивної енергії для кожної з тарифних зон.
- Значення максимальної потужності.
- Час та дата фіксації максимальної потужності для кожної з тарифних зон.

Лічильники проводять самодіагностику та відображають результати на РКІ. На РКІ також показується наявність фаз напруги та стан дискретних входів.

Годинник в лічильнику має погрішність, яка не перевищує 1 секунду за 24 години. Конструктивно лічильники виготовлені в компактному прямокутному корпусі, зручному для встановлення в невеликих електричних шафах. Корпус лічильників забезпечує зручність та безпеку конструкції.

На передній панелі лічильників розміщені рідкокристалічний індикатор, оптичний порт зв'язку, табличка з інформацією про лічильники та їх виробника, кнопка переключення режимів роботи РКІ та ліній зв'язку. Кнопка закрита ковпачком з конструкційної термопластичної пластмаси. Під оглядовою кришкою розташована літєва батарея.

Лічильник має такі функціональні можливості:

- Налаштування тарифних зон.
- Робота з дискретними входами/виходами.

Вимір базових параметрів.

Архівування комерційних даних по тарифних зонах.

Реєстрація профілю навантаження.

Налаштування тарифних зон виконується за допомогою програми

ORA на ПК.

Робота з дискретними входами/виходами включає в себе можливість:

Реєстрації часу приходу/відходу сигналу на входи/виходи.

- Використання виходу для передачі інформації про втрачену енергію.
- Трансляцію інформації з входів на виходи.

Формування сигналів на виході за командою, що надійшла по каналу зв'язку.

Базові параметри включають в себе вимірювані, заархівовані та відображувані параметри. Вимірювані параметри включають:

- Напругу фази А, напругу фази В, напругу фази С.
- Струм фази А, струм фази В, струм фази С.

Частоту лінії.

Активну потужність фази А, фази В, фази С, а також загальну активну потужність лінії.

- Реактивну потужність фази А, фази В, фази С, а також загальну реактивну потужність лінії.

Енергію активну прямого та зворотного напрямку.

Реактивну сумарну енергію квадрантів 1, 2, 3, 4

Заархівовані параметри включають:

- Профіль навантаження.

Енергія активна прямого напрямку, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні.

- Енергія активна зворотного напрямку, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні.

Енергія реактивна квадранта 1, зафіксована по кожній завершеній тарифній

зони.
 - Енергія реактивна квадранта 2, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні.

- Енергія реактивна квадранта 3, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні.

зони.
 - Енергія реактивна квадранта 4, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні.

Відображувані параметри включають:

- Повну потужність фази А, фази В, фази С, а також загальну повну потужність

лінії.
 - Коефіцієнт потужності фази А, фази В, фази С, а також загальний коефіцієнт потужності лінії.

У лічильниках передбачені наступні режими роботи з РКІ:

- Основний режим (за замовчуванням).

Альтернативний режим.

Тестовий режим.

Основний і альтернативний режими мають однакову вагу. Споживач може вибрати необхідні параметри з запропонованого списку в таблиці 1 за допомогою програми ОРА і встановити їх для відображення в основному чи альтернативному режимах. Інтервал індикації кожного параметра може бути встановлено на 3 або 5 секунд за допомогою програми ОРА.

Лічильники підтримують до чотирьох тарифних зон. У багатотарифному режимі дані вимірювань енергії, накопичені в кожній тарифній зоні, запам'ятовуються і відображаються як сумарна енергія для визначеного тарифу. Для кожного тарифу значення максимальної потужності запам'ятовуються протягом доби і не втрачаються при відключенні живлення. На кінець доби по кожній тарифній зоні максимальні значення потужності архівуються. Дані по тарифним зонам при відключенні живлення зберігаються в енергонезалежній

пам'яті лічильників протягом не менше 5 років.

2.6 Вибір концентраторів

Концентратори виконують роль апаратно-програмного інтерфейсу між локальним сервером АСКОЕ і первинними перетворювачами, датчиками та виконавчими механізмами.

Для даного проєкту обираємо концентратор EVM-03, показаний на рис. 2.8.



Рис. 2.8 Концентратор EVM-03

Концентратор включає в себе наступні компоненти.

- Корпус концентратора;
- Модуль контролера системної шини концентратора (системний модуль);
- Модуль кінцевого пристрою мультителексної шини MI-STD-1553B (системний модуль, використовується у концентраторі тільки при його підключенні до локального сервера через дану шину);
- Модуль (модулі) послідовного введення/виведення на 16 портів (функціональний модуль);

Інші функціональні модулі, що розширюють можливості системи.

Модуль контролера системної шини MULTIBUS-1 призначений для управління модулями, які входять до складу концентратора ПАР "GAMA-1".

Модуль контролера виконує наступні операції:

- Підтримує протокол системної шини MULTIBUS-1;

- Здійснює обмін інформацією з модулями, що входять до складу концентратора;

- Здійснює реєстрацію часу за вбудованим годинником реального часу з автоматичною корекцією високосного року і переходом на літній / зимовий

- час; Здійснює корекцію часу у функціональних модулях і лічильниках GAMA за вбудованим годинником реального часу;

- Зберігає архів інформації в "енергонезалежній" пам'яті даних;

- Здійснює зв'язок по послідовних інтерфейсах в асинхронному режимі з локальним сервером вузла АСКОВ чи з зовнішнім терміналом (використовується при налаштуванні) по стандарту RS232 (повний дуплекс) чи RS485 (напівдуплекс).

Модуль виконує наступні основні функції:

- Прийом інформації у вигляді послідовних токових імпульсів по лінії зв'язку від лічильників, конвертація їх у байтову інформацію і передача її на системну шину.

- Прийом байтової інформації з системної шини, конвертація її в послідовність токових імпульсів для наступної передачі по лінії зв'язку до лічильників.

Каркас концентратора призначений для установки функціональних і системних модулів концентратора та забезпечення їх взаємодії. Крім того, він забезпечує живлення ліній зв'язку від лічильників "GAMA" і інших первинних

перетворювачів і датчиків, а також ліній зв'язку до виконавчих механізмів від вбудованого, гальванічно-ізолюваного від загальної шини каркасу, джерела

живлення.

2.7 Вибір каналу передачі інформації

Використання GSM-зв'язку та лінії RS-485 з модемами MCL 5.10 для передачі інформації з РТП-35/10кВ "Вулкан" є добре обгрунтованим. Ці канали передачі даних відпов. дають умовам передачі інформації при комерційному обліку згідно з ГКД 34.35-97 та рекомендаціями НКРЕ.

Модеми MCL 5.10 надають можливість створити систему моніторингу та сигналізації для дистанційного управління та передачі інформації. Це означає, що підстанція, обладнана такими модемами, не вимагає присутності диспетчера на місці і може керуватися з диспетчерського пункту РП чи Обленерго.

Передача інформації може відбуватися через SMS-повідомлення або в режимі передачі даних. Важливо відзначити, що дальність дії обмежена покриттям GSM-зв'язку. Максимальна швидкість прийому даних у модемах на базі Siemens MC 35 (GPRS) становить більше 80000 біт/с.

Загалом, використання GSM-зв'язку та лінії RS-485 з модемами MCL 5.10 виглядає дуже ефективним та надійним рішенням для передачі інформації з РТП-35/10кВ "Вулкан".



Рис. 2.9 Модем MCL 5.10

Контролер MCL 5.10 виробництва компанії ELGAMA SISTEMOS UAB з Литви є важливим засобом для автоматизованого зчитування даних з різних типів лічильників, включаючи лічильники електроенергії, теплової енергії та інших енергоресурсів.

Вбудований GSM/GPRS модем дозволяє передавати отриману інформацію до віддаленого пункту обробки, що робить його важливим компонентом для моніторингу та обліку енергоспоживання.

Застосування цього контролера разом із електрولیчильниками дозволяє ефективно впроваджувати системи зеленого тарифу, що важливо для стимулювання використання відновлюваних джерел енергії.

Контролер може працювати як у режимі GPRS, так і в режимі GSM-CSD, що розширює його функціональні можливості та дозволяє використовувати його в різних сценаріях.

Наявність літій-полімерного акумулятора з ємністю 450 мАг додає до контролера надійності та стабільності. Цей акумулятор здатний підтримувати функціонування пристрою протягом двох годин у режимі повного навантаження, або забезпечити працездатність приладу в режимі очікування до п'яти годин. Перевагою є можливість заміни акумулятора без проведення додаткових робіт.

Контролер MCL 5.10 має широкі можливості для підключення різних типів лічильників. Він підтримує різні комунікаційні порти, що дозволяє ефективно організувати зчитування даних.

Порти RS485 та CL (струмова петля):

- За допомогою струмової петлі можна послідовно під'єднати до 3-х лічильників.
- Порт RS485 дозволяє одночасно підключити до 32 лічильників.

Швидкість передачі даних:

- Швидкість може бути налаштована в діапазоні від 300 до 19200 бод.

Підтримка протоколів:

- Контролер підтримує зчитування даних з лічильників, які працюють з різними

протоколами.

Монтаж:

- Контролер може бути встановлений під кришкою лічильника або поруч з ним на DIN рейці 35 мм, у вертикальному або горизонтальному положенні.

Параметризація та оновлення:

- Параметризація може відбуватися як на місці, так і віддалено з ПК. Для безпеки та зручності експлуатації, доступ може бути обмежений різними рівнями користувачів з відповідними правами.

Автоматичне перезавантаження:

Якщо необхідно, може бути заданий інтервал для автоматичного перезавантаження контролера.

Оновлення ПЗ:

- Оновлення ПЗ може відбуватися в автоматичному або ручному режимі за вибором користувача.

2.8 Розробка схеми з'єднань та підключень АСКОЕ

На нижньому рівні напруги 10 кіловольтів РТП-35/10кВ "Вулкан" ми розміщуємо 3 лічильники: один на вході з шиною потужністю 10 кВ та два на вході зі шиною 10 кВ у секційному вузлі. Перед трансформаторами для внутрішніх потреб ми встановлюємо 2 додаткові лічильники, а на виходах з ліній напругою 10 кВ ми розміщуємо 5 лічильників. Інформація, яку збирають лічильники, передається по інтерфейсу RS-485 до модема (концентратора) MCL 5.10, де проводиться першочергова обробка даних, після чого вона надсилається на центральний сервер АСКОЕ (див. рис. 2.10).

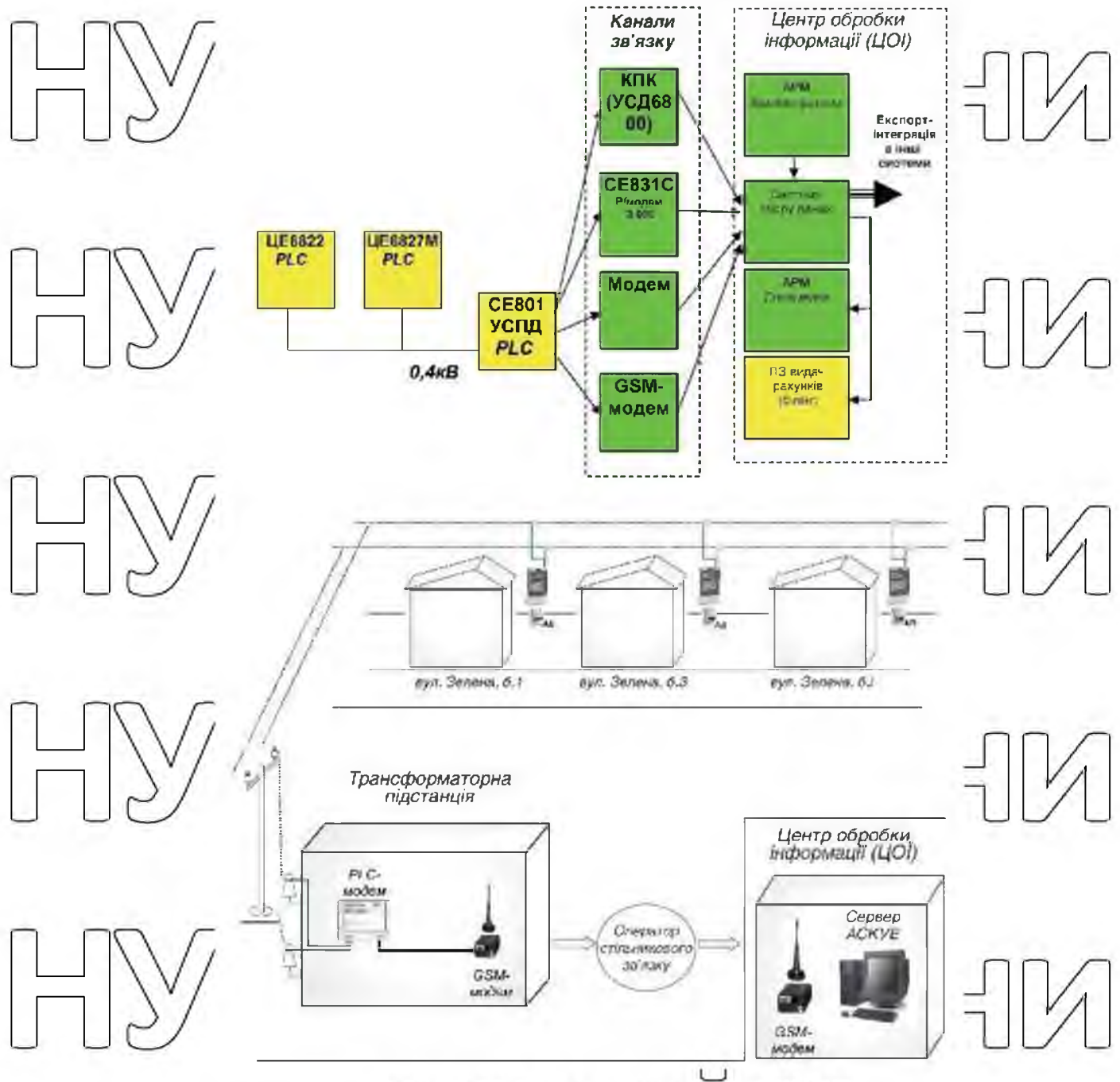


Рис. 2.10 Структурна схема АСКОЕ.

На рис. 2.11 схематично показано зв'язок лічильників із системою АСКУЕ.

НУБІП України

НУБІП України

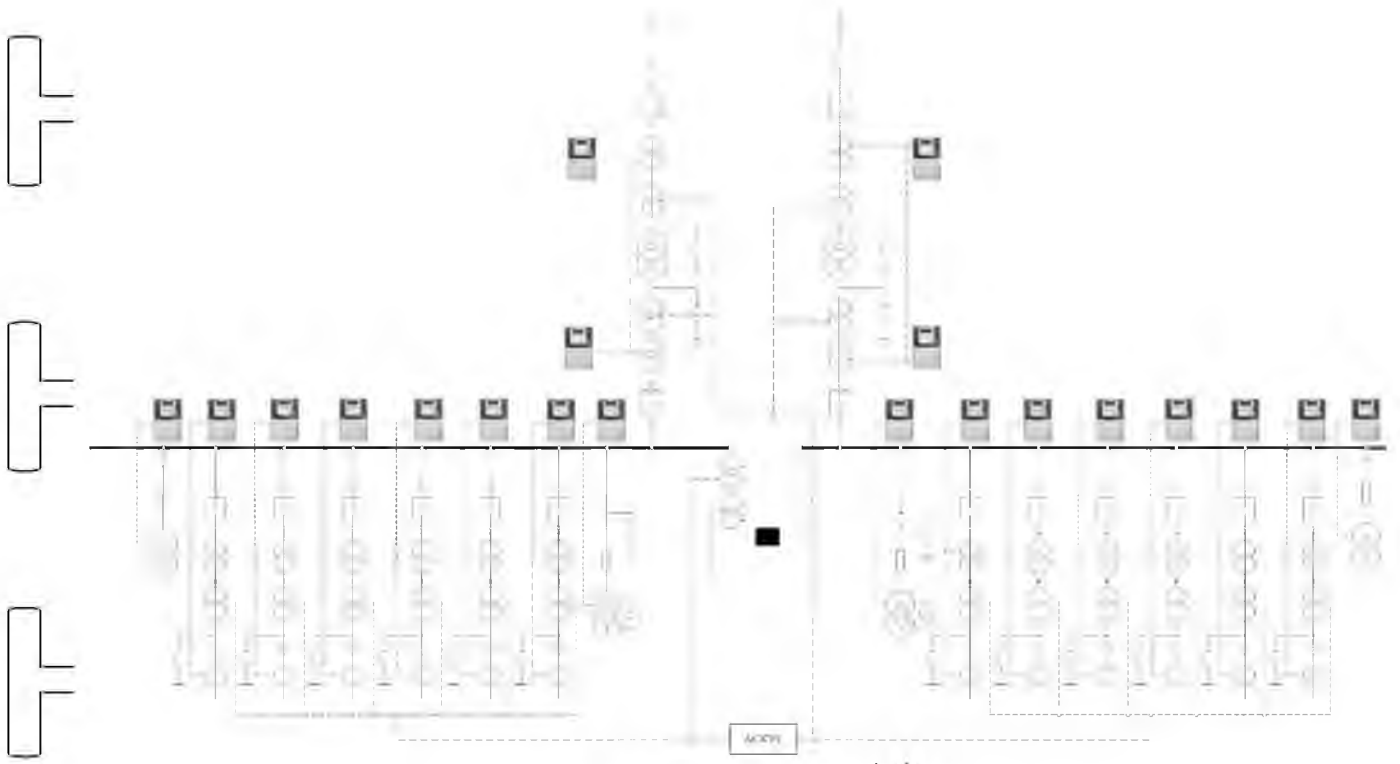


Рис. 2.11 Система АСКОЕ

НУБІП України

2.9 Аналіз та принципи оцінки похибки вимірювань

Розмір першої частини комерційних втрат визначається нормативними класами точності приладів обліку (Л), трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН), а також допустимими втратами напруги у вторинних кодах. Допустимі похибки ТН співпадають з їх класами точності, а ТС та Л залежать від величини навантаження, коефіцієнта потужності та форми кривої струму. Допустимі похибки вимірювального тракту у бік завищення показів δ визначаються за таблицею 2.3 в залежності від комбінації класів точності ТН, ТС та лічильників.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Таблиця 2.3 Відповідність допустимій похибці вимірювального тракту

Класи точності вимірювального тракту		Класи точності елементів	$\delta_{\text{доп}}$, %
Г	Н	Д	
С	Н	Д	
0,2	0,5	0,5	0,51
0,5	0,5	0,5	0,67
0,5	0,5	1	0,88
0,5	0,5	2	1,46
0,5	1	1	1,06
0,5	1	2	1,57
0,5	2	2	1,95
1	1	1	1,38
1	1	2	1,6
1	2	2	2,1
			5

2	2	2	2,7
1	-	2	6
			1,6
			8
2	0	2	2,4

Допустиму похибку вимірювального тракту в сторону заниження показів розраховують по формулі 2.1:

$$\delta_- = -(\delta_+ + 0.5\delta_{\text{ТН}}), \#2.1$$

Допустимі значення похибки обліку електричної енергії у відсотках по підрозділу або підстанції визначають за формулами 2.2.

$$\Delta W_+ = \sum_{i=1}^n \delta_{+1}^2 * d_i^2, \#2.2$$

$$\Delta W_- = -\Delta W_+ + 0.5 * \left(\sum_{i=1}^{n1} \delta_{\text{ТН}i} * d_i - \sum_{i=1}^{n2} \delta_{\text{ТН}i} * d_i \right), \#2.3$$

де d_i – частка електроенергії в загальному надходженні, що афіксована i -м лічильником;

n – загальна кількість лічильників;

$n1$ – кількість лічильників, що фіксують надходження енергії на шини;

$n2$ – кількість лічильників, що фіксують відпуск енергії з шин.

РОЗДІЛ 3. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАЦІЇ «ВУЛКАН» НА СТОРОНІ 10/0,4 кВ

Не менш важливою частиною модернізації системи обліку є впровадження АСКУЕ на стороні 10/0,4 кВ. У більшості споживачів встановлені лічильники, у яких вищий термін міжповітряного інтервалу (див. рис. 3.1). У цих лічильниках, як правило, клас точності становить більше 2, і з часом вони можуть уповільнити рух облікових пристроїв, що призводить до неправильного обліку спожитої електричної енергії.

Ще одним недоліком є необхідність, раз в три місяці, звіряти показники працівником ДТЕК. Щоб усунути ці недоліки, пропонується встановлювати лічильники з технологією PLC, що надасть можливість дистанційного збору показників з лічильників і дозволить споживачам уникнути необхідності передачі показників спожитої електроенергії.



Рис. 3.1 Лічильники електричної енергії, які підлягають заміні

3.1 Опис системи PLC

Проведений аналіз характеристик різних технологій для побудови АСКОЕ вказує на те, що найбільш оптимальним варіантом для нашого населеного пункту є технологія PLC. Незважаючи на те, що в цьому типі технології існують певні недоліки, більшість з них не є критичними для об'єкта, який ми розглядаємо. Оскільки довжина кожної лінії значно менша за 500 метрів, а кабелі прокладені без скруток, то контакти з'єднань можна вважати надійними. Таким чином, якість сигналів буде забезпечена на досить високому рівні.

PLC (Power Line Communication) – це інноваційна телекомунікаційна технологія, що ґрунтується на принципі використання силових електромереж для передачі інформації. У цій технології, яка базується на частотному поділі сигналу, високошвидкісний потік даних розбивається на кілька низькошвидкісних сигналів, кожен з яких передається на окремій частоті, а потім їх об'єднують в один сигнал. Мережа може передавати як голосовий (аудіосигнал), так і дані, накладавши аналоговий сигнал поверх стандартного змінного струму частотою 50 Гц або 60 Гц.

Інтерес до засобів передачі інформації по електромережам залишається незмінним і обумовлений, передусім, зростаючою потребою у доступних засобах зв'язку для широкого використання. Концепція передачі даних через електричні мережі з'явилася ще в 1930-х роках. Перші системи передачі даних по електромережам, відомі як PLC-системи (Power Line Communication), з'явилися понад 70 років тому. Головним чином вони використовувалися для сигналізації в енергетичних системах та на залізницях і мали низьку швидкість передачі даних. У кінці XX століття деякі компанії реалізували перші значущі проекти в цій області. Проте в процесі експлуатації виникли серйозні проблеми. Робота електротранспорту, численних електродвигунів та побутових приладів призвела до перешкод, пов'язаних з високочастотними випромінюваннями у незахищених проводах, що призвело до значного зниження надійності передачі даних.

Крім того, дроти електромережі стали діяти як антени для радіотрансляції, що, в сутності, призвело до випромінювання усього трафіку в ефір.

Фактично, тільки на початку поточного століття технологія передачі даних по електромережах отримала широкий розвиток та поширення. Успіхи у реалізації PLC-технології пов'язані з появою відповідної елементної бази, зокрема сигнальних процесорів, що дозволило реалізувати складні методи модуляції сигналу, що в свою чергу призвело до підвищення надійності передачі інформації. У таблиці 3.1 наведені короткі характеристики системи.

Таблиця 3.1 Характеристики системи PLC

Найменування параметра	Технологія PLC
Діапазон робочих частот, МГц	1-30
Пропускна здатність, Мбіт/с	до 200
Максимальна відстань, км	3
Параметри розгортання	Не потрібна прокладка кабелю

Технологія PowerLine ґрунтується на використанні частотного поділу сигналу, що дозволяє розбити високошвидкісний потік даних на кілька відносно низькошвидкісних потоків. Кожен з них передається на окремій частоті, а потім об'єднується в один сигнал. У реальності в технології PowerLine використовуються 84 частоти в діапазоні 4-21 МГц.

PLC включає в себе дві основні підкатегорії: BPL (англ. Broadband over Power Lines) - широкопasmова передача через лінії електропередачі, що забезпечує передачу даних зі швидкістю більше 1 Мбіт в секунду, і NPL (англ. Narrowband over Power Lines) - вузькопasmова передача через лінії електропередач з набагато меншими швидкостями передачі даних.

Лінії електропередач мають свої особливості, такі як високий рівень шумів і швидке загасання високочастотного сигналу, а також нестабільність зв'язку. Параметри комунікаційних ліній, такі як загасання сигналу, частотні та фазові спотворення та інші, можуть змінюватися в часі в залежності від рівня та характеру поточного енергоспоживання. Це особливо важливо в Україні і країнах СНД, де часті перебої в енергопостачанні.

Для подолання цих обмежень застосовуються різні методи компенсації, такі як використання завадостійких методів обробки сигналів і кодування, використання надійних методів доступу до середовища передачі даних і таке інше. Це призводить до підвищення вартості використаного обладнання.

Технологія PLC застосовується в двох основних напрямках:

а) Широкосмуговий доступ використовується, переважно для високошвидкісного підключення до Інтернету, передачі відео та організації локальних мереж.

б) Вузькосмуговий доступ застосовується головним чином для вирішення завдань автоматизації і управління, зокрема в галузі комерційного обліку енергоресурсів.

Електричні мережі можна розділити на три класи: високовольтні (100 кВ), лінії середньої напруги (4-50 кВ) і низьковольтні (до 0,4 кВ). Структура мережі енергопостачання та області застосування PLC наведені на рис. 3.2.

Організація зв'язку по лініям електромережі виявляється складною через те, що існуючі електромережі спочатку не були призначені для передачі даних. Вони відрізняються високим рівнем перешкод і великим загасанням високочастотного сигналу. Крім того, параметри ліній, які часто є сталі для традиційних каналів передачі даних, змінюються в часі в залежності від поточного навантаження.

Більшість електропроводів у будинках старої забудови мають низьку якість і є зношеними. Раніше в них використовувалися алюмінієві дроти, які мають меншу електропровідність у порівнянні з мідними. Крім того, скрутки проводів, які часто

трапляються в домашній проводці, також негативно впливають на проходження сигналу. Тому технологія PLC найкраще пристосована для будівель нової застройки, де найчастіше використовуються мідні дроти і сучасні технології їх з'єднання та підключення.



Рис. 3.2 Структура мереж електропередач та області застосування PLC-технології

Передачу даних значно ускладнюють перешкоди, що виникають від різних електроприладів, освітлювальних ламп і т.д., які можуть створювати завади в електричних проводах. Найбільший вплив зазвичай справляють імпульсні перешкоди, що виникають під час роботи електродвигунів, зварювального обладнання та СВЧ-пічей. Проте сучасні технології PLC використовують надійні методи кодування та шифрування даних, що дозволяють досягти не лише високого рівня вірогідності передачі інформації, але й її захисту від несанкціонованого доступу.

Додатково, важливо забезпечити електромагнітну сумісність, що означає необхідність зниження побічних електромагнітних випромінювань, що виникають під час передачі даних.

Зазвичай система зв'язку складається з передавача, приймача, транспортного середовища і сигналу. У типовій PLC-системі передавач модулює сигнал і вводить його в лінію електропередачі. Приймач на іншому кінці лінії зв'язку демодулює сигнал і витягує з нього дані. Імпеданс лінії електропередачі послаблює сигнал по мірі його

проходження від передавача до приймача. Будь-який шум у середовищі також створює сигнал під час його розповсюдження по лінії. Характеристики і надійність PLC-системи залежать від таких факторів, як рівень переданого сигналу, шум у лінії електропередачі, імпеданс мережі, використовуваний протокол і чутливість приймача.

При виборі PLC-пристрою важливо, щоб він відповідав вимогам до рівня передаваного сигналу для конкретного типу програми. Також необхідно забезпечити сумісність пристрою зі стандартами федеральної комісії зв'язку та CENELEC. Багато мають можливість регулювати рівень сигналу під час передачі, щоб врахувати особливості інших компонентів системи.

Після відправлення сигналу передавачем у лінію електропередачі, його надійність залежить від рівня шуму у цій лінії. Чим більший шум, тим більше можливість спотворення сигналу. Шум може бути різного типу, але його можна узагальнити як імпульсний і безперервний. Імпульсний шум є непередбачуваним і має пульсуючий характер (рис. 3.3). Цей тип шуму може виникати, наприклад, при включенні побутових приладів, таких як блендер. Створення системи, яка може ефективно впоратися з непередбачуваним імпульсним шумом, є великим викликом, оскільки цей тип шуму часто призводить до втрати пакетів даних в лінії передачі.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

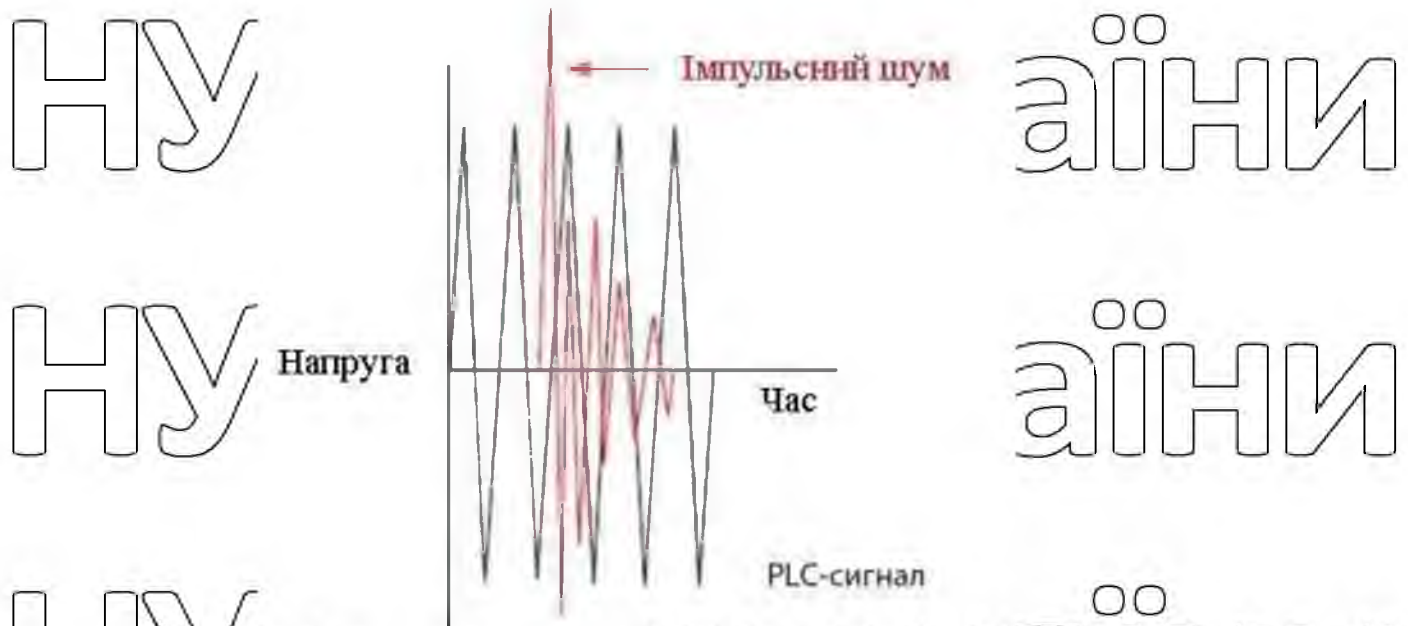


Рис. 3.3 Імпульсний шум у лінії електропередачі

Безперервний шум може бути впливом якості монтажу лінії електропередачі.

Важливо пам'ятати, що спочатку електромережу проектують для передачі енергії, а не даних. Тому питання зниження шуму часто не отримує достатньої уваги. При цьому допустимий рівень шуму може відрізнятися в залежності від регіону світу, де працює система.

Розробники вдосконалюють багато методів боротьби з перешкодами. До них входить використання двостороннього зв'язку, повторних спроб встановлення зв'язку, виявлення помилок і автоматичне регулювання посилення (ARQ). У випадку односторонньої лінії зв'язку передавальна сторона не може точно визначити, наскільки успішно встановлено зв'язок. Цей недолік був однією з основних проблем використання односпрямованої PLC-технології X10. У системі з двостороннім зв'язком приймач надсилає підтвердження успішного отримання даних. У протилежному випадку передавач може спробувати відправити дані повторно чи скорегувати сигнал.

Двобічний зв'язок з механізмом підтвердження є ефективним засобом надійного встановлення зв'язку по лінії електропередачі. Якщо інтелектуальний передавач не

отримує відповіді від приймача, він повторно відправляє пакети даних. Це дозволяє системі працювати надійно навіть у важких умовах.

Додатково, для боротьби з безперервним шумом деякі PLC-пристрої використовують автоматичне регулювання посилення (APU). Ця функція дозволяє приймачу динамічно налаштовувати свою чутливість, щоб ефективніше відрізнити дані від перешкод.

Найбільш надійною системою передачі даних вважається двонаправлений зв'язок з функцією повторних спроб, контролем за допомогою циклічного надлишкового коду та отриманням підтверджень.

Щодо фізичних методів передачі інформації, переважно використовуються такі: FSK (Frequency Shift Keying) - зміна частоти сигналу в залежності від переданої інформації

OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplexing) - розбиття спектру переданого сигналу на кілька незалежних каналів для подальшого збору інформації в єдиний потік на стороні приймача.

PSK (Phase-Shift Keying) - один із видів фазової модуляції, де фаза несучого коливання змінюється в залежності від передаваної інформації.

3.2 Визначення складу технічних засобів вимірювальної техніки та обладнання для організації обліку електроенергії

Для апартamentів та приватних житлових будинків рекомендується використовувати однофазний лічильник прямого включення GAMA G1Y 163.

Зовнішній вигляд цього лічильника наведено на рис. 3.4.



Рис. 3.4 Зовнішній вигляд лічильника GAMA G1Y 163.

Таблиця 3.2 Основні характеристики лічильника:

Клас точності, %	
Активна енергія	1.0 (A)
Технічні характеристики	
Тип підключення	Пряме
Кількість фаз	Однофазний

НУБІП України

Енергія що вимірюється	Активна
Номинальна напруга, В	230
Номинальний (максимальний струм), А	5(80)
Кількість вимірювальних елементів	2
Кількість тарифів для енергії	Багатотарифний
Інтерфейс зв'язку	G3-PLC Cenelec A
Наявність релейного виходу	Ні
Внутрішнє реле відключення навантаження	Так
Контакти для джерела зовнішнього живлення	Ні
Тип індикатора	Електронний
Клас захисту від впливу зовнішнього середовища	IP54
Діапазон робочої температури	- 40 ... +70

Габаритні розміри (ВхШхГ), мм	212 × 130 × 80.4
Міжповірочний інтервал, років	16

Виробник Elgama-Elektronika (Литва)

Основні переваги включають

- Використання двох вимірювальних елементів (шунту та трансформатора) для вимірювання струму.

Розширений діапазон робочих напруг від 143 В до 253 В.

Установлення реле для управління навантаженням до 60 А.

- Підвищена ступінь захисту від впливу постійних і змінних магнітних полів.
- Технологічний запас по класу точності не менше 50%.

Мале власне енергоспоживання.

Довготривала робота при напрузі 380 В (до 24 годин).

- Прозорий кожух.
- Можливість встановлення модуля підсвічування РКІ (опціонально).

Індикація впливу магнітного поля з індукцією понад 100 мТл.

Індикація впливу електромагнітного поля з напруженістю понад 10 В/м.

- Захист від розкрадань енергії, включаючи індикацію неправильних підключень, зворотного напрямку струму, датчики розтину кришки затискачів і кожуха.

Зберігання подій у незалежній пам'яті з відзначенням дати і часу.

Можливість відключення навантаження споживана при перевищенні встановлених значень, таких як ліміт потужності, сили струму і напруги, а

також впливу постійного магнітного поля більше 100 мТл та електромагнітного поля більше 10 В/м, а також в разі несплати.

Встановлений модуль PLC для дистанційного зчитування даних, програмування лічильників і їх використання в АСКОБЕ [12].

Для споживачів трифазної електроенергії рекомендується встановити трифазні лічильники прямого включення GAMA G3Y 144. Зовнішній вигляд цього лічильника наведено на рис. 3.5.



Рис. 3.5 Зовнішній вигляд лічильника GAMA G3Y 144.

Таблиця 3.3 Основні характеристики лічильника:

Уном (фазне)	Уном (фазне)
3x230/400В	3x230/400В
Вага	Вага

1,6кг Вид обліку	1,6кг Вид обліку
комерційний Вимірювана енергія	комерційний Вимірювана енергія
повна Виробник	повна Виробник
Elgama-Elektronika Висота	Elgama-Elektronika Висота
265мм	265мм
Висота, мм 81мм	Висота, мм 81мм
Гарантійний термін 10 років	Гарантійний термін 10 років

НУБІП України

Діапазон робочих температур від -40 до +70 °С	Діапазон робочих температур від -40 до +70 °С
Кількість тарифів багатотарифний	Кількість тарифів багатотарифний
Кількість фаз	Кількість фаз

Основні переваги цього засобу обліку включають:

- Розширений діапазон робочих напруг (від 3x140 / 242 В до 3x270 / 467 В).
- Встановлене реле для управління навантаженням до 80 А.
- Підвищена ступінь захисту від впливу постійних і змінних магнітних полів.
- Технологічний запас по класу точності не менше 50%.
- Мале власне енергоспоживання.
- Зварні шви корпусу.
- Можливість встановки модуля підсвічування РКІ
- Індикація впливу магнітного поля з індукцією понад 100 мТл.
- Індикація впливу електромагнітного поля з напруженістю понад 10 В/м в діапазоні частот 80-500 МГц.
- Захист від розкрадань енергії, включаючи індикацію неправильних підключень та зворотний напрямок струму.
- Зберігання подій у незалежній пам'яті з відзначенням дати і часу.
- Можливість відключення навантаження споживача при перевищенні встановлених значень, таких як ліміт потужності, сили струму і напруги, а

також впливу постійного магнітного поля більше 100 мТл та електромагнітного поля більше 10 В/м, а також в разі несплати.

Встановлений модуль РІС для дистанційного зчитування даних, програмування лічильників і їх використання в АСКОЕ.

Для збору даних з лічильників споживачів на підстанції рекомендується встановити контролер збору даних GAMA PLC G3 DCT2 G2 DM L10 5.0.

Контролер збору даних призначений для дистанційного накопичення та передачі інформації про спожиту електричну енергію з однофазних і трифазних лічильників електроенергії, що оснащені інтерфейсом PLC. Він призначений для встановлення всередині приміщень з невибухонебезпечним навколишнім середовищем, яке не містить струмопровідного пилу, агресивних газів і парів у концентраціях, що можуть пошкодити метал та ізоляцію (категорія розміщення 3 за ГОСТ 15150).

Контролер відповідає групі 4 за ГОСТ 22261 з розширеним діапазоном температур і вологості з точки зору стійкості до кліматичних впливів. Щодо міцності до механічних впливів, контролер відноситься до групи 2 за ГОСТ 22261.

Зовнішній вигляд контролера зображено на рис. 3.6.



Рис. 3.6 Контролер збору даних GAMA PLC G3 DC12.G2.DM.L1.0.5.0

Схему підключення контролера зображено на рис. 3.7.

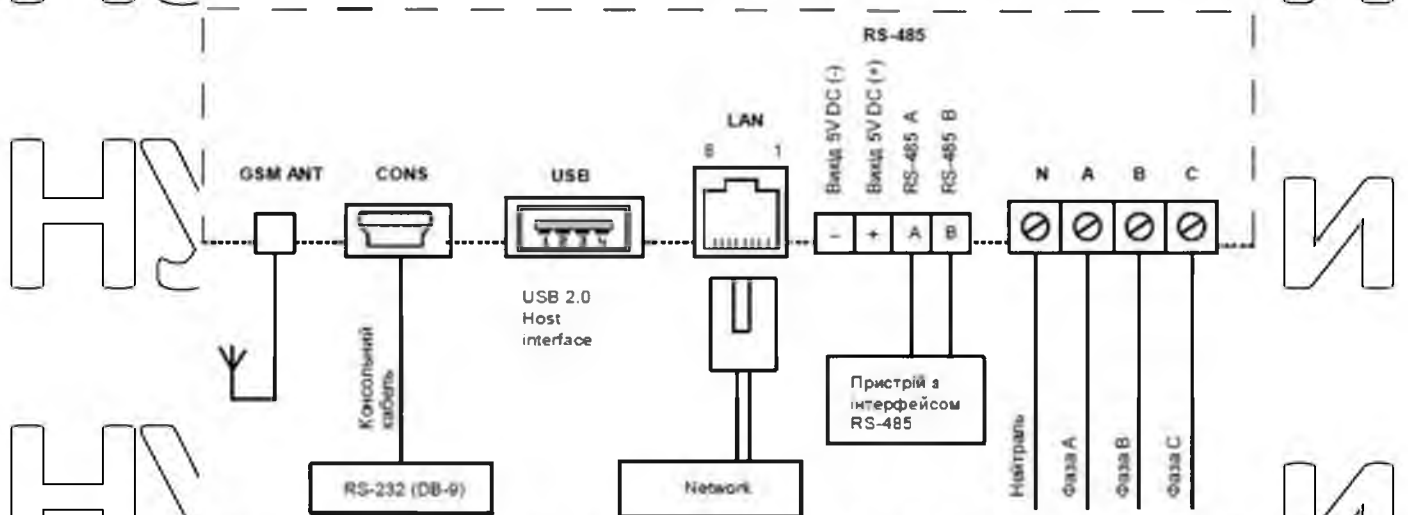


Рис. 3.7 Схеми підключення контролера GAMA PLC G3 DC12.G2.DM.L1.0.5.0 до мережі

Основні технічні характеристики контролера наведені в табл. 3.5.

НУБІП України

Таблиця 3.4– Технічні характеристики контролера.

Максимальна кількість лічильників, що можуть одночасно з'єднуватись з контролером, шт	1000
Об'єм енергонезалежної пам'яті контролера, МБ	300
Об'єм оперативної пам'яті, МБ	60
Частота центрального процесора, МГц	180
Робоча частота радіомодуля, ГГц	2,4
Робочі діапазони GSM/GPRS модема, МГц	900/1800/1900
Вихідна потужність радіомодуля, dBm	+17
Клас GPRS зв'язку	B
Відповідність класам GSM	Class 4 (2 W @ 900 MHz) Class 1 (1 W @ 800/1900MHz)
Смуга робочих частот PLC модема, кГц	65-95
Номинальна напруга живлення $U_{ном}$, В	220
Номинальний струм споживання $I_{ном}$, мА	50
Робочий діапазон напруг при живленні від однофазної мережі, В	від 143 до 420
Робочий діапазон напруг при живленні від трифазної мережі, В	від 143 до 300
Потужність споживання, Вт	не більше 20
Номинальна частота мережі, Гц	50

Даний контролер буде встановлено на підстанції в окремій шафі АСКОЕ, зображеній на рис. 3.8 та підключений згідно схеми на рис. 3.8.



Рис. 3.8 Шафа АСКОЕ

Будь-яка система АСКОЕ потребує належного налаштування параметрів для коректної роботи. Кожен лічильник, що функціонує в системі, повинен бути налаштований на одну частоту роботи, а також мати унікальний порядковий номер та ім'я. Вибрані нами лічильники мають вбудований оптичний порт для конфігурації системи. Для користування цим оптичним портом необхідне програмне забезпечення NovaSYS, яке надається разом з продукцією енергопостачальними компаніями, а також оптична головка, яка зображена на рис. 3.9.



Рис. 3.9 Оптиголовка

3.3 Обґрунтування доцільності встановлення АСКОЕ

Введення такого нововведення має велику перевагу в контролі за роботою лічильників та фактичним споживанням електроенергії. Благодаря цим функціям, система АСКОЕ дозволяє розподільним компаніям скоротити штат контролерів енергонагляду. У невеликих населених пунктах це, зазвичай, означає дві особи: для побутових та промислових споживачів відповідно. Середня заробітна плата одного контролера складає 7000 гривень на місяць. Якщо скоротити цей персонал, то вже через пару років система виправдає себе.

Також не слід забувати про особливості лічильників цього типу. У попередній системі були встановлені засоби обліку з класом точності 2,5. Вони були застарілими, механізми вже були вражені часом та працювали з втратами, що становили близько 3%, і ще 5% були втрати через крадіжки, оскільки старі засоби обліку були мало захищеними від стороннього втручання та впливу електричного та магнітного полів. Тобто, термін окупності ще більше скоротиться завдяки підвищенню надійності обліку розподіленої електричної енергії і, відповідно, зменшенню комерційних втрат електроенергії. У підсумку можна вважати, що встановлення системи автоматизованого комерційного обліку є перспективним об'єктом для інвестування грошових коштів в сфері ринку електричної енергії.

РОЗДІЛ 4. ЗАХОДИ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ДИЛЯНЦІ 10-0,4 КВ

Технологічні втрати електроенергії у електричних мережах енергосистем складаються з технічних втрат (втрат від перебігу струму та втрат холостого ходу в трансформаторах) та комерційних втрат, що включають похибки вимірювальної системи та обсяг розкрадань електроенергії. Останнім часом спостерігається зменшення виробництва в Україні, що веде до зниження енергоспоживання, а збільшення втрат електроенергії в електричних мережах переважно пов'язане зі збільшенням комерційних втрат. Це викликано передусім неплатежами за спожиту електроенергію та зростанням кількості випадків розкрадання електроенергії. Умовно можна припустити, що при значному зростанні вартості електроенергії та загальній невизначеності економічної ситуації в країні, багато споживачів намагаються знизити суми за спожиту ними електроенергію. Найбільш основною причиною розкрадання електроенергії є недосконалість існуючої системи її обліку.

Одним з основних чинників, який впливає на збільшення втрат енергії в електричних мережах енергосистем, є те, що у зв'язку зі спадом промислового виробництва значно зросло споживання електроенергії побутовими споживачами, які складають основну частку в обсягу розкрадань електроенергії. Крім того, випадки розкрадання електроенергії промисловими споживачами трапляються значно рідше, ніж побутовими. Тому найбільше зростають втрати у мережах напругою 0,4 кВ, які живлять переважну більшість побутових споживачів. Розкрадання електроенергії завдають електроенергетичній галузі суттєвих збитків. Недостатня увага до проблем ефективної боротьби з розкраданнями електроенергії та удосконалення існуючих систем обліку призводить до подальшого зростання комерційних втрат. Заходи, спрямовані на покращення обліку електроенергії та підвищення ефективності боротьби з розкраданнями, можуть відшкодувати свої витрати протягом недовгого терміну.

4.1 Реконструкція ліній 0,4 кВ

Складна конфігурація та значна розгалуженість мереж електропередачі напругою 10 та 0,4 кВ створюють великі труднощі при виявленні місць розкрадання електроенергії.

У випадках, коли лінії 0,4 кВ мають значну протяжність та підключають велику кількість споживачів, реконструкція зі збільшенням використання ПЛ-10/0,4 кВ та встановлення розвантажувальних щоголових трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, розташованих ближче до споживачів, може бути ефективним рішенням.

Цей захід, який передбачає розділення перевантаженої протяжної лінії на дві частини та встановлення додаткової трансформаторної підстанції, допомагає підвищити пропускну здатність мережі, зменшити втрати потужності та напруги, а також зменшити величину недовідпущеної електроенергії. Такий підхід може сприяти зменшенню можливостей для розкрадання електроенергії та підвищити ефективність системи електропостачання.

У випадках, коли маємо скарги від споживачів щодо низького рівня напруги у мережі або стан самої лінії є незадовільним (опори мають відколи, тріщини, оголення арматури, провід має скручення, фізично зношений, недоліки у контактних з'єднаннях тощо), доцільно розглянути питання щодо реконструкції лінії. При реконструкції слід одночасно враховувати заходи щодо зменшення комерційних втрат електроенергії, спричинених розкраданнями.

У селищах та сільській місцевості, поширеним є підключення потужних електроприймачів, обходячи розрахунковий лічильник. Більшість повітряних ліній електропередач напругою 0,4 кВ виконуються неізолюваними проводами, що ускладнює виявлення недозволеного підключення. Реконструюючи лінію, слід використовувати самонесучі ізолювані проводи (СІП) у трифазному виконанні по всій її довжині. Це запобігає несанкціонованому підключенню до ПЛ 0,4 кВ та сприяє зниженню комерційних втрат електроенергії та підвищенню електробезпеки. Виконання

лінії у трифазному виконанні дозволить збільшити навантаження побутових споживачів, які підключаються до 0,22 кВ у тричі. Для споживачів третього рівня електрифікації, які мають підвищений рівень комфортності (будинки котеджного типу) та при приєднаній потужності більше 11 кВт, доцільно виконувати трифазне введення.

4.2. Заміна лічильників електроенергії за МПІ

Загальна кількість споживачів, у яких закінчився термін дії МПІ-приладів обліку, становить приблизно 15% від загальної кількості. Згідно з Кодексом систем обліку електричної енергії, прилади обліку повинні бути встановлені у споживачів з класом точності не менше 1.

Аналіз основних недоліків системи обліку електроенергії для побутових споживачів показав необхідність вдосконалення цієї системи з метою зниження комерційних втрат електроенергії. На рис. 4.1 показані лічильники, термін дії МПІ яких вийшов, а на рис. 4.2 представлені нові лічильники з використанням технології PLC.



Рис. 4.1 Лічильники електричної енергії, які підлягають заміні



Рис. 4.2 Лічильник з технологією PLC та класом точності 1

Контроль за показаннями лічильників електроенергії за допомогою струмовимірювальних кліщів є одним з найбільш ефективних методів. Однією з найуспішніших розробок є амперметри, що використовують трансформатор з роз'ємним магнітопроводом для вимірювання протікаючого струму, що дозволяє підключати пристрій до ланцюга без його розриву. Цей метод особливо зручний при оперативній зміні змінних струмів значного значення. Він також дозволяє проводити велику кількість вимірів за короткий проміжок часу - один вимір може бути зроблений за кілька секунд.

Останнім часом різними виробниками було розроблено значну кількість пристроїв, які отримали назву "струмові кліщі" або "клемметри". Ці пристрої дозволяють не лише виміряти протікаючий струм, а й визначити частоту, активну та реактивну потужність, кут зсуву фази, а навіть аналізувати форму сигналу. Ринок наразі

пропонує величезний вибір моделей клампметрів, які охоплюють весь діапазон вимірюваних параметрів.

Група найпростіших клампметрів є найбільш поширеною. Ці прилади призначені для вимірювання змінного струму і можуть також вимірювати напругу та опір за допомогою звичайних щупів. Вони відрізняються простотою, надійністю, доступністю та безпечністю. Похибка вимірювання струму становить близько 2,5%. Представники цієї групи включають прилади такі як ЕСТ, БМР, СМТ, АТК, ДМ, ДТ та інші.

Зазначені переваги дозволяють використовувати клампметри для виявлення розкрадань електроенергії. Наприклад, їх можна використовувати для контролю правильності показань лічильників електроенергії або для перевірки споживачами дотримання договірної потужності з енергопостачальною компанією. Під час періоду максимального навантаження за допомогою клампметра можна виміряти струм або потужність в залежності від можливостей клампметра на лініях електропередач, що проходять через відгалуження, що йде до споживача. У разі однофазної мережі можна визначити потужність, враховуючи виміряний струм та напругу мережі.

$$P = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} * I * \cos\varphi, \#4.1$$

Де $U_{\text{л}}$ – лінійна напруга мережі кВ;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності

I – виміряне значення струму, А.

Отримане таким чином значення споживаної потужності в період добового максимуму – максимальне навантаження. Знаючи кількість годин використання

максимуму навантаження T_{max} , можна визначити значення середньої споживаної потужності для даного споживача P_{CP} за формулою:

$$P_{\text{CP}} = \frac{P_{\text{max}} T_{\text{max}}}{8760}, \#4.2$$

Де P_{max} – максимальне навантаження споживача;

T_{max} – кількість годин використання максимального навантаження;

8760 – кількість годин у році.

Визначивши середню споживану потужність для даного споживача, легко розрахувати кількість електроенергії, спожитої їм за розрахунковий період W , за формулою:

$$W = P_{ср} t, \#4.3$$

Де t – розрахунковий період.

Виявлення розбіжностей між показаннями лічильника та розрахунковою кількістю спожитої електроенергії дуже важливе для забезпечення точності обліку.

Виявлення можливих проблем з лічильником, електропроводкою чи навантаженням споживача допомагає у попередженні можливих втрат електроенергії та забезпеченні правильної фіксації спожитої електроенергії.

Також, вимірювання поточного навантаження дозволяє перевірити, чи відповідає навантаження споживача його договірній потужності. Якщо споживач споживає більше електроенергії, ніж передбачено його договором, це може мати вплив на стабільність роботи мережі та може викликати перевантаження.

Можливість виникнення розбіжностей існує, коли встановлюється автоматичний вимикач більшої потужності з невірними маркувальними етикетками, які не відповідають актуальному навантаженню та договірній потужності.

Запропоновані заходи не потребують значних витрат матеріальних ресурсів, але надійно захищають від недозволених відборів електроенергії.

4.3 Модернізація мереж напряму збуту електроенергії. Установка загальнопід'їзних шаф обліку

Для запобігання розкраданню електроенергії серед побутових споживачів, які проживають у багатоквартирних будинках, пропонується встановлення загальнопід'їзних шаф обліку. Ці шафи розміщуються у під'їзді житлового будинку та

призначені для встановлення приладів обліку електроенергії для мешканців даного під'їзду. Кожній квартирі прокладається окрема електропроводка від приладу обліку до квартири. Доступ до приладів обліку мають тільки представники енергопостачальної компанії, оскільки вони мають можливість замикати їх на замок. Щоб споживачі могли відстежувати своє споживання електроенергії та оплачувати її у повному обсязі, у шафах розташовані оглядові вікна, і складається графік знімання показань представниками енергопостачальної компанії, які відвідують прилади обліку у визначені дні та години згідно з графіком.

Місце встановлення приладів обліку не визначається правилами користування електроенергією для населення (ПКЕЕН), однак, відповідно до пункту 10, прилади обліку рекомендується встановлювати на межі поділу мережі між електропостачальною організацією та споживачем. Відповідно до пункту 2.5. правил користування електроенергією (ПКЕЕ), може бути встановлена інша обґрунтована межа експлуатаційної відповідальності, яка обумовлена особливостями експлуатації електроустановок або пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) та зв'язку. Крім того, згідно з пунктом 21 ПКЕЕН, енергопостачальник має право самостійно знімати показання приладів обліку у споживачів за власним рішенням.

Враховуючи вищезазначене та можливість споживачів самостійно знімати показання лічильників та оглядати прилади обліку у присутності представника енергопостачальника протягом визначеного терміну, встановлення загальнопід'їзних шаф обліку відповідає чинному законодавству.

При впровадженні цього заходу внутрішньобудинкові електромережі, починаючи від вводу в будинок до розподільних квартирних щитків, монтуються за рахунок компанії, є власністю компанії та подальше їх обслуговування також здійснюється за рахунок компанії. У випадку проблемних будинків, цей захід може бути єдиним способом запобігання розкраданню електроенергії.

Встановлення загальнопід'їзних шаф обліку в першу чергу планується для районів з проблемами у опаленні та постачанні гарячої води, а також у будинках, де виявлено

підвищений рівень втрат електроенергії на основі показань загальнобудинкових приладів обліку або проведення балансу електроенергії за 0,4 кВ у будинках, де відсутня організація, що відповідає за обслуговування внутрішньодомових електромереж.

Цей захід повністю виключає можливість розкрадання електроенергії побутовими споживачами у багатоквартирних будинках. Завдяки впровадженню системи АСКОЕ-Побут та встановленню обліку споживання електроенергії населенням, можна ефективно контролювати споживання електроенергії в кожній квартирі.

Захід, запропонований для багатоквартирних будинків, де немає можливості прямого доступу до приладів обліку, передбачає встановлення лічильників електроенергії у квартирах. Для забезпечення доступу до приладів обліку передбачено дві-три двері у тамбурі. Усі квартири, будинки, а також загальний облік для освітлення, ліфтів та юридичних споживачів обладнуються вимірювальними приладами.

Встановлюється маршрутизатор у ТП 6-10/0,4 кВ для збору інформації від усіх лічильників, що розташовані на лініях 0,4 кВ. Зняття показань лічильників, аналіз споживання та підрахунок балансу електроенергії здійснюються дистанційно. Для зв'язку між маршрутизатором та лічильниками використовується радіозв'язок. Протягом усього часу в ТП ведеться постійний підрахунок балансу електроенергії. У разі виявлення неврахованого споживання на екрані в "центрі" відображається інформація про лінії 0,4 кВ, в яких відбувається витік електроенергії, та на місце направляється оперативна бригада для виявлення крадіжок електроенергії. Впровадження цього заходу спрощує процедури контрольного знімання показань лічильників, відключення споживачів та виявлення порушників правил користування електроенергією. Загалом це призводить до мінімізації втрат на даному ділянці.

ВИСНОВКИ

В даній кваліфікаційній роботі були обґрунтовані питання щодо модернізації системи обліку електричної енергії на РТП 35/10 кВ. Об'єктом дослідження було обрано підстанцію 35/10 кВ «Вулкан». В ході роботи, я провів аналіз існуючого обладнання на підстанції та прийшов до висновку, що існуюча система обліку електричної енергії на цій підстанції потребує модернізації.

Для підвищення точності обліку електроенергії запропоновано встановити на підстанції АСКОЕ. Дана система дозволяє контролювати рівень споживання електроенергії на всіх рівнях керування, від найнижчої ланки (безпосередньо біля споживача) і аж до найвищої у головного оператора оптової торгівлі електроенергії. За допомогою спеціальних каналів зв'язку (радіо каналів, мережі Інтернет) постійно здійснюється обмін інформацією між споживачами та постачальниками електроенергії.

Для створення даної системи було прийнято рішення встановити розумні прилади комерційного обліку електричної енергії з підтримкою GSM-модулів. Усі лічильники утворюють мережу нижчого рівня на підстанції. Через радіо модем та антену дані з лічильників (систематично або по запиту) передаються на вищий рівень а саме в службу в РЕМ та обл.енерго. Де вона за допомогою спеціального обладнання сприймається, перетворюється та записується на сервері. Крім цього за допомогою спеціального програмного забезпечення ми можемо моніторити рівні струмів та напруг на підстанції а також здійснювати розрахунок електроенергії для кожного споживача в автоматичному режимі. Крім цього система АСКОЕ при необхідності може лімітувати споживану електроенергію для споживачів в місяць згідно з підписаним договором.

Також було надано рекомендації до покращення системи обліку на стороні 0,4 для мінімізації втрат та розкрадання електричної енергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електричні мережі та системи. Підручник. Серєда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
2. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
3. 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему
4. Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладані І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
5. Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харків, Форт, 2014. – 782 с.
6. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Апаничева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВНО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbdb800_a3.pdf
7. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002. – с.116
с. <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b6049.pdf>
8. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
9. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій
10. Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т.

міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, С. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 44 с.

11. Серета М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.

12. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

13. Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу

14. «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.

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

16. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення ефлм струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

17. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних сис-

18. Кодексу систем розподілу (ЗАТВЕРДЖЕНО Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310)

19. Рожкова Л.Д. Електрообладнання електричних станцій і підстанцій / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеєва, Т.В. Чиркова. – 4-е изд. – М.: Видавничий центр «Академія», 2004. – 448 с.

20. ДСТУ 5003-2008 Автоматизовані системи обліку електричної енергії.

21. Терміни та визначення понять. – К.: Держстандарт України, 2008.

22. ДСТУ 5003.2-2008 Автоматизовані системи обліку електричної енергії.

23. Структура, функції та види забезпечення. Основні положення. – К.: Держстандарт України, 2008.

24. Конспект лекцій дисципліни «АСКОЕ України» енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційними рівнями «спеціаліст» і «магістр» / Укл.: В. В. Федосєєв. – К.: НТУУ «КПІ», ФЕА, 2015. – 52 с

25. Цифрові лічильник. [Електронний ресурс] - Режим доступу URL:

26. <https://elmisto.com.ua/p34963997-elektroschetchik-merkurij-230.html>

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України