

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ
ФАКУЛЬТЕТ ІНЖЕНЕРІЇ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ**

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр

галузі знань 14 електрична інженерія
зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

на тему Аналіз та впровадження системи АСКОЕ для житлового
мікрорайону міста

Виконав: студент групи ЕСЕ-19дм

Керівник Шевкун Р.Ю. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

доц. Філімоненко К.В. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

в.о.завідувача кафедри

доц. Руднєв Є. С. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Рецензент

доц. Черніков М. Г. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Сєвєродонецьк, 2021 р.

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 "Електрична інженерія"
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та
Електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

в. о. завкафедри
доц. Руднев Є. С.

" _____ " _____ 2020 року

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

Шевкун Роман Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Аналіз та впровадження системи АСКОЕ для житлового мікрорайону міста

Спец. Завдання: Розробка системи електропостачання будинків та підстанцій і вибір їхнього обладнання

Керівник проекту Філімоненко К.В. канд. техн. наук, доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

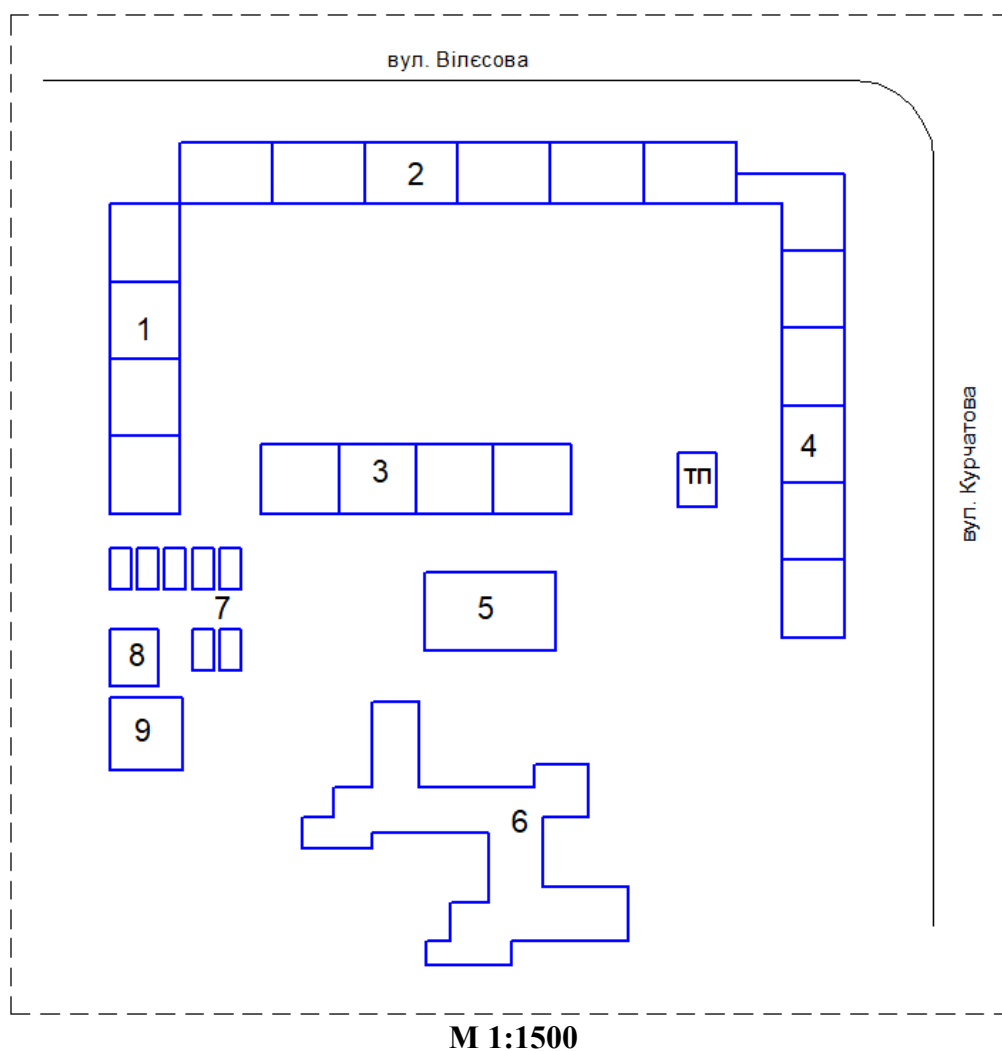
Затверджені наказом вищого навчального закладу від "09" жовтня 2020 року №144/15.26

2. Строк подання студентом проекту 10 січня 2020 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи)

Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі:

План мікрорайону



Специфікація:

№ на плані	Найменування	Кількість під'їздів	Кількість поверхів	Кількість квартир
1,3	Житловий будинок	4	5	60
2,4	Житловий будинок	6	5	90
5	Пральня	–	–	300 кг речей
6	Дитячий садок	–	–	200 місць
7	Гаражі	–	–	7 місць
8	Магазин промтоварів	–	–	90 м ²
9	Продовольчий магазин	–	–	100 м ²

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (основні питання) –
згідно календарного плану.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників) презентація –10 плакатів, що пояснюють суть дипломної роботи

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
	доц. Філімоненко К.В.	1-4	

7. Дата видачі завдання 10 жовтня 2020

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1	Схеми та устаткування, які використовуються в даний час на підстанціях.	10.10.20-23.10.20	
2	Розрахунок електричних навантажень обраного мікрорайону міста Северодонецька	24.10.20-6.11.20	
3	Розрахунок струмів короткого замикання. Вибір уставок релейного захисту та обладнання розподільних пунктів 10 і 0,4 кВ	7.11.20-27.11.20	
4	Вибір системи АСКОЕ та її складових	28.11.20-10.12.20	
5	Висновки	11.12.20-24.12.20	
6	Оформлення магістерської роботи	25.12.20-10.01.2021	

Студент

_____ (підпис)

Шевкун Р.Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник магістерської роботи

_____ (підпис)

доц. Філімоненко К.В.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему: "Аналіз та впровадження системи АСКОЕ для житлового мікрорайону міста". Пояснювальна записка містить 97 сторінок, 4 розділи, 25 рисунків, 14 таблиць, 31 джерело.

Робота присвячена аналізу структури та ефективності створення автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії. В процесі виконання роботи обрані технічні засоби для створення автоматизованої системи.

В магістерській роботі було виконано розрахунок електричних навантажень окремого мікрорайону міста Северодонецьк, розраховано та обрано силові трансформатори та живильні кабелі.

Обрано та перевірено електричне обладнання розподільчих пунктів підстанції. Обрані уставки релейного захисту. Вибрано тип автоматизованої системи та технічні засоби, що є її складовими. Для комерційного обліку підключених споживачів обрано лічильники та трансформатори струму.

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ОПТОВИЙ РИНОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ТОЧКИ ВИМІРЮВАННЯ, ТОЧКИ РОЗПОДІЛУ, МЕЖА БАЛАНСОВОЇ НАЛЕЖНОСТІ, ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ, АВТОМАТИЧНИЙ ВИМИКАЧ, ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ, ЛІЧИЛЬНИК ОБЛІКУ, ОБМЕЖУВАЧ ПОТУЖНОСТІ, КОНТАКТОР.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ НА ЕТАПІ СТВОРЕННЯ АСКОЕ	10
1.1 Втрати електричної енергії	10
1.2 Концепція Smart Grid	13
1.3 Огляд структури системи АСКОЕ та принципів її функціонування	14
1.4 Основні технічні засоби впровадження та функціонування АСКОЕ	20
РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ОБРАНОГО МІКРОРАЙОНУ МІСТА СЕВЕРОДОНЕЦЬКА	33
2.1 Визначення розрахункових навантажень споживачів	35
2.2 Розрахунок навантажень нежитлових будинків та інших електрифікованих споруд мікрорайону	37
2.3 Розрахунок навантаження зовнішнього і внутрішньо-квартирного освітлення	40
2.4 Визначення розрахункової потужності мікрорайону міста	40
2.5 Визначення потужності і кількості підстанцій в мікрорайоні	43
2.6 Визначення навантаження мікрорайону на підстанцію	44
2.7 Розрахунок розподільної електричної мережі 0,4 кВ	45
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ. ВИБІР УСТАВОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПУНКТИВ 10 І 0,4 кВ	49
3.1 Розрахунок струмів КЗ	51
3.2 Вибір обладнання РП-10 кВ	57
3.3 Розрахунок уставок МСЗ на стороні 10 кВ	67
3.4 Розрахунок уставок струмової відсічки на стороні 10 кВ	69
3.5 Вибір основного обладнання РП-0,4 кВ	69
РОЗДІЛ 4 ВИБІР СИСТЕМИ АСКОЕ ТА ЇЇ СКЛАДОВИХ	78
4.1 Основні вимоги до ЗВТ	78
4.2 Вибір складових комерційного обліку АСКОЕ	80
4.3 Вибір допоміжного обладнання РП-0,4 кВ	85
ВИСНОВКИ	93
ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ	94
SUMMERY	98

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення

АРМ – автоматизоване робоче місце

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електричної енергії

АСДК – автоматизована система диспетчерського контролю

ВН – висока напруга

ЗВТ – засіб вимірювальної техніки

ІВК – інформаційно-вимірювальний комплекс

КЗ – коротке замикання

ККО – кодекс комерційного обліку

НКРЕКП – національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

НН – низька напруга

ОП – обмежувач електричної потужності

ОСП – оператор системи передачі

ОСР – оператор системи розподілу

ПЗД – пристрій збирання даних

ПЗПД – пристрій збирання та передавання даних

ПЛ – повітряна лінія

ПО – пристрій обліку

ПРРЕЕ – правила роздрібного ринку електричної енергії

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РП – розподільчий пункт

ТН – трансформатор напруги

ТП – трансформаторна підстанція

ТС – трансформатор струму

ВСТУП

Планомірні роботи по створенню АСКОЕ в енергосистемах України почалися ще за часів СРСР у 1986 році, але в зв'язку з низькими цінами на енергоносії, використанням найпростіших тарифів на електричну і теплову енергію, жорстким централізованим державним управлінням енергетикою в рамках монопольної єдиної енергосистеми країни і фінансуванням розвитку галузі за рахунок держбюджету, а не за рахунок тарифів, як це прийнято в більшості країн з ринковою економікою, ні у енергосистем, ні у споживачів енергії серйозної економічної зацікавленості в АСКОЕ не було.

Поетапний перехід ринку електричної енергії України до «лібералізованого ринку електричної енергії» вимагає створення необхідного інформаційного забезпечення для розрахунків за спожиту або сгенеровану електроенергію. За таких умов створюються істотно нові вимоги до засобів як технічних так і програмних, котрі саме підготовлюють дані для розрахунків за електричну енергію.

Електрична енергія характеризується спареністю часу коли вона вироблена та процесу її споживання. Електропостачальні організації для підтримання функціонування процесу виробництва електроенергії змушені заздалегідь закладати кошти у закупівлю палива для електрогенеруючих станцій. Така концепція роботи енергетичного ринку визначає важливість проблеми точної та своєчасної організації взаєморозрахунків за електричну енергію. Безперервний характер виробництва і реалізації електроенергії вимагає безперервної організації відповідної оплати. Для максимального приближення до ідеальної форми взаємних розрахунків між енергопостачальними організаціями та споживачами, практично у всіх

розвинених країнах світу, широко застосовуються сучасні метрологічно атестовані АСКОЕ.

Актуальність теми. Близько чверті загальних втрат електроенергії складають комерційні втрати, обумовлені похибками систем обліку електроенергії, створена розподільча мережа на базі АСКОЕ буде мати здатність проактивно діяти по відношенню до мінливих системним умов. Вона стане відслідковувати проблеми, та завчасно повідомляти про проблеми. Автоматизація розподілу електричної енергії дозволить ефективно керувати та визначати негативні фактори котрі негативно впливають на постачання електричної енергії споживачам. АСКОЕ дозволить мінімізувати комерційні втрати в розподільчих мережах, та спростити роботу ОСР.

Об'єкт дослідження: процес автоматизації постачання та обліку споживачів електричною енергією та електричні розподільні мережі 0,4 кВ.

Предмет дослідження: системи обліку електроенергії в мережах 0,4 кВ.

Мета дослідження: вдосконалення існуючої системи розподілу, розробка АСКОЕ для Сєверодонецького РЕМ як способу зберігання великих обсягів інформації та ефективного керування цією інформацією для зниження втрат.

Завдання дослідження передбачає вирішення наступних задач:

1. Виконати огляд і аналіз літературних джерел щодо видів автоматизованих систем комерційного обліку.
2. Провести аналіз властивостей силового комутаційного обладнання розподільчих пунктів. Виокремити критерії вибору обладнання з огляду на характеристики мережі. Згідно цих критеріїв провести розрахунки струмоведучих елементів.
3. Запропонувати варіант модернізації електроустаткування підстанції обладнаної АСКУЕ та засобами автоматизації ТП;

В процесі виконання магістерської роботи були використані наступні **методи дослідження:** методи розрахунку електричних кіл, електромагнітні розрахунки, аналіз навантаження, методи розрахунку технологічних втрат.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ НА ЕТАПІ СТВОРЕННЯ АСКОЕ

1.1 Втрати електричної енергії

Одним з важливих поштовхів до організації автоматизованих систем комерційного обліку можна віднести зростання втрат електричної енергії.

Втрати в електричних мережах – важливий показник економічності їх функціонування, котрий є індикатором фактичного стану системи обліку електричної енергії, ефективної діяльності енергорозподільчих організацій. Цей показник вказує на проблеми проблеми, котрі вимагають від них миттєвих рішень у розвитку, реконструкції та «технічному переозброєнні» електричних мереж, вдосконалення методів і засобів їх експлуатації та управління, в підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору грошових коштів за поставлену споживачам електроенергію тощо.

Але проблеми неплатежів і особливо крадіжки електроенергії говорить, щоб «побут» приносив більше 20% прибутку, то ОСР зобов'язаний вживати особливі заходи щодо підвищення рівня збирання платежів від населення. Наприклад, створювати дистанційне автоматизоване знімання показань лічильників, автоматизувати виписку рахунків тощо. В даний час наявне законодавство зобов'язує надавати щомісячний рахунок на оплату електроенергії. В Северодонецькому частка корисного відпуску електроенергії котрий припадає на населення становить від 32 до 55%.

Розподіл електроенергії серед побутових споживачів супроводжують головні проблеми, які виникають при формуванні корисного відпуску у ОСР. Перехід до періодичного масового зняття показів лічильників контролерами ОСР сильно загостило проблему потрапляння контролерів до місць установки лічильників, не кажучи вже про необхідність оптимізації штату персоналу. Стає дуже актуальною організація дистанційного зчитування показань лічильників. Як наслідок конкретно ОСР в першу чергу зацікавлені в правильному і достовірному обліку електроенергії, котра розподіляється до побутових споживачів.

При організації перевірок показань лічильників ОСР можна буде звести до мінімуму спотворення показань лічильників самими контролерами компанії в результаті самовільних помилок або навмисних дій. В якості альтернативи можна розглядати ймовірність оснащення лічильників пристосуваннями для зчитування з них дистанційно показань на машинні носії інформації, а самих контролерів – переносними пультами для здійснення такого зчитування.

Для пом'якшення непотрібних соціальних наслідків неминуче вводяться нові види тарифів диференційовані за зонами доби і дням тижня і тому подібне і нові системи оплати за електроенергію, наприклад, система передплати [1].

Масова виписка рахунків для більшості побутових споживачів і необхідність виключення неминучих помилок, котрі при цьому з'являються, вимагає максимальної автоматизації процесу.

Розкрадання – це одна з головних істотних причин комерційних втрат, яка є головним болем енергетичних компаній. Розкрадання електроенергії найчастіше відбувається в регіонах з поганим теплопостачанням споживачів в прохолодні періоди року.

Механічний спосіб крадіжки електроенергії. Це втручання в роботу лічильника:

- свердління отворів в частині корпусу;
- зрив пломб;

– зупинка диску, або лічильного механізму.

Найчастіше механічне втручання залишає сліди на електричному лічильнику, але їх важко виявити. Так само до механічних способів розкрадання електроенергії можна віднести дуже поширені в Україні навмисні пошкодження або викрадення лічильників встановлених на сходових клітинах житлових будинків. В даний час, в Сєвєродонецьку це є великою проблемою тому, що більшість багатоквартирних будинків не мають колективного приладу обліку. Тому при формуванні корисного відпуску в багатоквартирних будинках поломка лічильника у конкретного споживача збільшує кількість необлікованої електроенергії й несе збільшення втрати для ОСР.

Найпоширенішим електричним способом розкрадань електроенергії є «накид» на виконану голим дротом повітряну лінію. Донедавна такий спосіб був дуже поширений в прилеглих до Сєвєродонецька селищах, особливо у с. Борівське. Ситуацію частково врятувало переобладнання існуючих повітряних ліній, виконаних голими дротами, на повітряні лінії виконані дротами СП. Але при використанні дроту СП зустрічаються випадки несанкціонованого підключення шляхом зачистки дроту або приєднання шляхом вгвинчування саморіза.

Якщо лічильник включають через вимірювальні трансформатори, можуть застосовуватися також: відключення струмових ланцюгів ТС; заміна нормальних запобіжників ТН на перегорілі, зміна полярності підключення ТС і тощо. Останнім часом великого поширення набув спосіб спотворення показань шляхом впливу сильного магнітного поля. Застосування магнітів з зовнішньої сторони лічильника уповільнює або зупиняє рахунковий механізм. Як індукційних лічильників, так і лічильників електронно-механічних можна за допомогою магніту уповільнити обертання диска або зупинити рахунковий механізм. Частково проблему зупинки приладу обліку магнітом вирішує установка антимагнітної пломби, але досить проблематично довести порушення при складанні акту про порушення ПРРЕЕ. При великій доступності потужних і недорогих магнітів цей спосіб вибивається лідируючі

позиції. Існує ще ряд інших способів крадіжки електроенергії котрі не зазнали такого розповсюдження, але більшість видів порушення з'являється через недостатність контролю за споживанням електричної енергії.

1.2 Концепція Smart Grid

Система АСКОЕ Smart Grid повинна дозволити значно поліпшити якість електроенергії та надійності її поставок. Інтелектуальні технології, що забезпечують двосторонні комунікації і інтегровані в мережу, дозволять енергетичним компаніям більш оперативно визначати, локалізувати, ізолювати і відновлювати електропостачання на відстані (дистанційно) без залучення «польових» працівників. Очікується, що реалізація концепції Smart Grid знизить екстрені виклики до 50%.

Віддалений моніторинг і контролюючі пристрої системи можуть створити самовідновлюється мережу, яка здатна скорочувати і запобігати перебої, а також продовжувати термін служби обладнання.

Енергетична система на базі концепції Smart Grid повинна мати можливість диференціювати послуги електропостачання за допомогою пропозиції різних рівнів надійності і якості електропостачання за різною ціною, забезпечуючи в режимі реального часу моніторинг, діагностику і швидку реакцію на зміни надійності і якості електропостачання. Рівень надійності електропостачання може варіюватися від «стандартного» до «преміум» в залежності від уподобань споживача. Забезпечення різних рівнів надійності електропостачання потребують особливої фокусування на усунення неполадок в мережі. Smart Grid повинна давати можливість швидко визначати причину і джерело проблем з надійністю і якістю електропостачання, а також можливість усувати цю проблему швидко і ефективно.

Якщо порівняти основні характеристики функціональних властивостей сьогоденної енергетичної системи і енергетичної системи на базі концепції Smart Grid, можна виділити основні відмінності.

Енергетична система сьогодні:

- одностороння комунікація між елементами або її відсутність;
- централізована генерація – складно інтегрована розподілена генерація;
- топологія – переважно радіальна;
- реакція на наслідки аварії та схильність до системних аварій;
- перевірка обладнання на місці;
- робота обладнання до відмови;
- ручне відновлення;
- обмежений контроль перетіканням потужності;

Енергетична система на базі концепції Smart Grid:

- двостороння комунікація між обладнанням;
- розподілена генерація;
- топологія – переважно мережева;
- реакція на запобігання аварії та запобігання розвитку аварій;
- віддалений моніторинг обладнання;
- моніторинг та самодіагностика, що подовжують «життя» обладнання;
- автоматичне відновлення;
- управління перетіканнями потужності.

1.3 Огляд структури системи АСКОЕ та принципів її функціонування

Основним і найбільш перспективним рішенням проблем є розробка, створення і широке застосування АСКОЕ, в тому числі для побутових споживачів, тісна інтеграція цих систем з програмним і технічним

забезпеченням АСДК, забезпечення АСКОЕ та АСДК надійними каналами зв'язку і передачі інформації, метрологічна атестація АСКОЕ.

Починаючи з 2018 року в Україні почав діяти роздрібний ринок електричної енергії і тепер вся, куплена постачальником, електрична енергія постачається через мережі ОСП та ОСР до кінцевих споживачів. У такій системі на ОСП прилягають лише технологічні втрати котрі, після відстоювання у НКРЕКП, вкладаються у вартість електричної енергії. А ось на ОСР окрім технологічних втрат, які також закладаються у вартість електричної енергії, припадають і комерційні. Організація АСКОЕ дозволяє мінімізувати втрати електроенергії і отримувати максимальну прибуток для обох сторін.

Останнім часом спостерігається велике поживлення в області створення АСКОЕ. Перенесення системи АСКОЕ котра вже більше десятиріччя працює на промислових підприємствах не рентабельні для впровадження в багатоквартирних будинках міста, тим більше в сільській місцевості. При порівняно низьких тарифах вони елементарно не змогли б окупити себе в розумні терміни. Наприклад в енергобалансі України частина побутового електроспоживання до останніх часів не перевищувала 26% в кВт*годинах і 8–9% в грошовому обчисленні, тому зборам плати за електроенергію, витрачену на побутові потреби, не приділялося великої уваги. Зважаючи на те, що зараз в парламенті на розгляді ліквідація наявного в Україні перехресного субсидування і доведення тарифів на електроенергію для побутових споживачів до рівня собівартості її виробництва, частка їх платежів в балансі доходів енергетичних компаній значно зросте. У безлічі країн світу з розвинутою економікою енергорозподільчі організації вирішують свої проблеми які були перераховані вище, за допомогою впровадження АСКОЕ.

Одночасно із впровадженням системи АСКОЕ повинні бути вирішеними проблеми із синхронністю вимірювання, повнотою й достовірністю тих даних котрі відносяться до обліку електричної енергії. За винятком цього повинно

бути налагоджено й своєчасна доставка даних комерційного обліку на верхні рівні системи АСКОЕ згідно розрахункових періодів та інших особливостей функціонування. Дані, котрі надходять на верхні рівні системи АСКОЕ, мають вміщати в себе необхідну кількість важливої інформації для можливості здійснювати розрахунки за спожиту електроенергію. Крім вище зазначеного потрібно враховувати те, що кількість учасників ринку електроенергії будуть збільшуватись кількість оброблюваної інформації [2].

Структура системи АСКОЕ енергоринку України згідно з функціональним призначенням розглядається як система, котра складається із двох основних частин. Одна з них займається збереження й формування первинних даних а інша існує для передачі та обробки інформації. ЗВТ котрі внесені до Державного реєстру України існують джерелом первинної інформації для системи АСКОЕ [2].

Згідно з принципами побудови АСКОЕ первинні дані, котрі синхронізовано з часом їх збору повинні зберігатися в первинному вигляді в постійній пам'яті ЗВТ і бути захищеними від несанкціонованого втручання. Інформаційна система у складі АСКОЕ не виконує вимірювальні операції, а лише отримує від ЗВТ первинні необроблені дані й займається їх обробкою, у процесі якої визначаються похибки первинних необроблених даних.

Виділяють дві основні системи, в котрих інформація передається до пристроїв обліку у виді імпульсів, системи, в котрих інформація поступає до пристроїв обліку вже у цифрованому вигляді.

АСКОЕ в котрому дані обчислюються, відображуються та поступають на верхні рівні системи майже в реальному часі називають – АСКОЕ першого типу. Плюсом першого типу АСКОЕ є можливість використання в їх складі різних лічильників електроенергії, як електронних так і індукційних. Відлік часу в системах АСКОЕ першого типу здійснюється на верхньому рівні. Також серед переваг структури першого типу АСКОЕ можна відзначити високу швидкість обчислення споживаної електричної енергії, а також порівняно низьку вартість. Обмеженнями даних АСКОЕ, котрі побудовані на базі

імпульсних вимірювальних комплексів, зумовлено декількома причинами: передача імпульсів від комплексів вимірювання відбувається майже у реальному часі, первинно визначені дані, котрі надходять до пристроїв обліку від вимірювальних комплексів, містять в собі інтегровану в реальному часі інформацію [2].

Головний мінус такої АСКОЕ це необхідність передавати імпульси через лінії зв'язку, через це існує вірогідність втрати даних на шляху до вимірювальних центрів у разі несправності або порушення лінії зв'язку. Другий несуттєвий для комерційного обліку, але важливий недолік це неможливість визначити в першому типі АСКОЕ значення потужності та інші параметри мережі у момент часу [3]. У зв'язку із вищезазначеним перший тип АСКОЕ не можливо застосувати для контролю за частотою електричної мережі, визначення рівня напруги, визначення сили струму, коефіцієнту потужності, для визначення величини миттєвої потужності та інших параметрів.

В другому типі АСКОЕ параметри вимірювання визначаються і зберігаються в самому Smart-лічильнику. Головну проблему зчитування даних, що генеруються з лічильників, за допомогою каналів зв'язку та передачі оброблених даних на більш високі рівні АСКОЕ вирішує програмне забезпечення таких систем. У таких системах ЗВТ забезпечує об'єднання даних та визначає додаткові параметри, як наприклад прогнозувати значення споживання наступного розрахункового періоду, зберігати інформаційні дані обліку у постійній пам'яті [3].

АСКОЕ будується на однотипних Smart-лічильниках і має досить високу надійність порівняно з першим типом АСКОЕ, що призводить до їх відносно високої вартості. Однак в другому типі АСКОЕ є деякі обмеження, серед яких менша швидкість обміну між вимірювальними системами та вищими рівнями АСКОЕ. Однак саме другий тип АСКОЕ в останні роки набув широкого поширення в Україні. Цьому є декілька передумов, головна з яких – підвищена надійність автоматизованих. Дані вимірювань в таких системах, обчислюють

та зберігають самі лічильники, котрі встановлені в точках комерційного обліку. Зберігання даних в постійній пам'яті усуває можливість втрати інформаційних даних під непереривної передачі їх каналами зв'язку, котрі можуть бути пошкодженими.

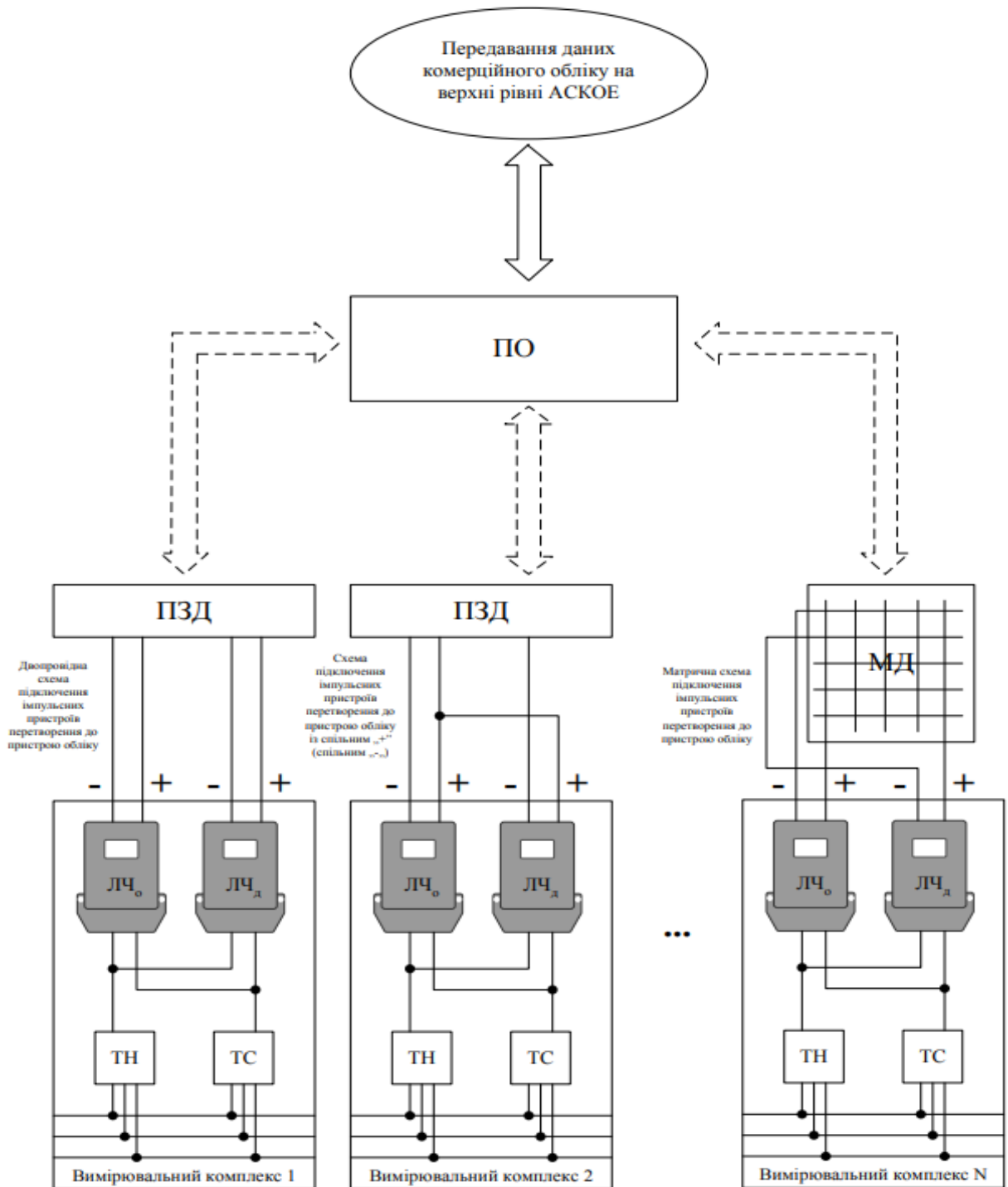


Рисунок 1.1 – Схема першого типу АСКОНЕ

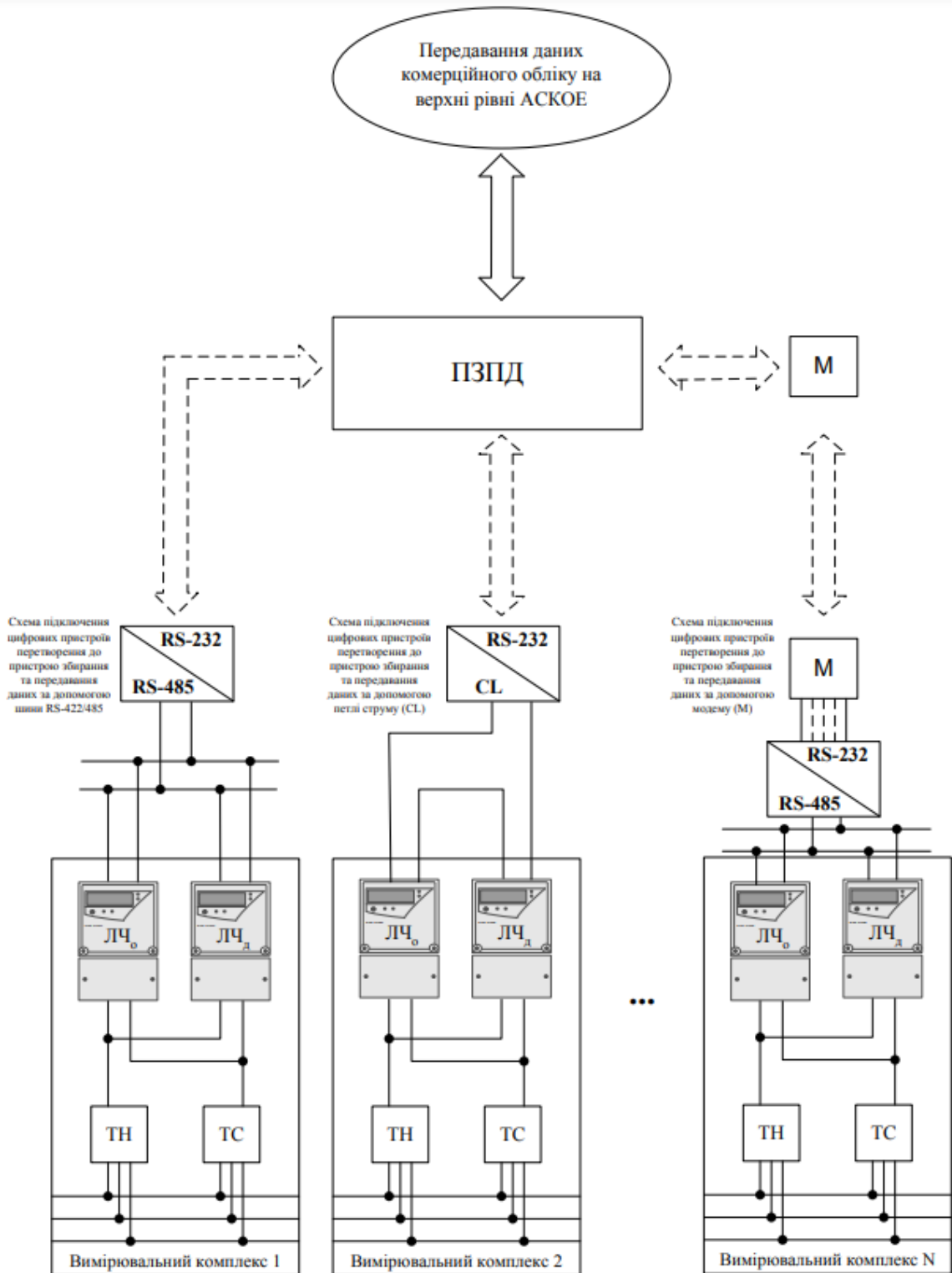


Рисунок 1.2 – Схема другого типу АСКОЕ

Період зберігання інформації в лічильниках визначений терміном від 45 днів до 1 року [4]. Протягом усього періоду зберігання інформація котра зберігається в лічильнику вона може бути зчитана та передана до верхніх

рівнів автоматизованої системи. Однак при існуючому енергоринку до побудови автоматизованих систем слід деталізувати і нормувати технічні вимоги до АСКОЕ всіх рівнів та уникати відхилень, що спричиняють втрату функціональності та ефективності застосування АСКОЕ.

1.4 Основні технічні засоби впровадження та функціонування АСКОЕ

Майже всі лідируючі виробники лічильників уже багато років працюють над створенням простої, надійної і дешевої системою обліку для побутових споживачів. В основі розробки такої системи лежить два основні підходи: це окупність системи і надійність функціонування.

«AMR systems» (Automatic Meter Reading) – система яка дозволяє автоматично зчитувати покази лічильників). На даний момент такі системи вже існують, виробляються серійно і впроваджуються в багатьох країнах. На ряду з такими світовими лідерами в області застосування AMR: Канада, США, Японія та Німеччина. Ця технологія так само набирає свою популярність і в Україні.

В даний момент переважно загальноприйнятою технікою зв'язку AMR вважається радіозв'язок, а також PLC (Power Line Communication – зв'язок по низьковольтній мережі). Хоча наприклад в Америці перевага надається більше радіозв'язку. В Україні у побутовому секторі лідирують PLC технології. Широке використання PLC логічно, так як для технології AMR потрібна площа покриття, близька до 100%, в нашій країні дуже важко домогтися від кожного будинку або фірми цього.

Технічні рішення для застосування системи AMR на базі PLC-технології [5], дозволяють:

- зберегти у споживачів недорогі однотарифні електронні лічильники;

- зчитувати дані з усіх лічильників за секунди дистанційно;
- виявити крадіжку електроенергії;
- відключати на відстані неплатників.

Передача даних по силовій мережі багатofункціональна, так як практично нарівні з обробкою інформації про споживання енергетичних ресурсів таких як (газ, тепло, гаряча або холодна вода) можуть бути так само легко доповнені й іншими різними функціями, наприклад охоронної або пожежною сигналізацією, що тільки підвищить ефективність і скоротить терміни окупності.

В якості каналів зв'язку нижнього рівня для PLC-технологій використовується електрична мережа напругою 0,4 кВ [5].



Рисунок 1.3 – Архітектура системи.

АСКОЕ представляє з себе багаторівневу інформаційно обчислювальну систему з централізованим управлінням і функцією виконання вимірювань [7].

Будується система з урахуванням структури і може мати 2-х рівневу архітектуру:

1-й рівень – рівень інформаційно-вимірювального комплексу, він представляє собою канали вимірювання і каналоутворюючого обладнання, яке підготовлено для передачі інформації з приладів обліку по GSM / GPRS каналам. Основним компонентом вимірювальних каналів є однофазні, трифазні, а також балансові лічильники електричної енергії, пристрої збору і передачі даних ПЗПД по каналам GSM / GPRS;

2-й рівень – рівень інформаційно – обчислювального комплексу, складається з сервера збору даних і АРМ диспетчера.

Цей рівень містить в собі комплекс програмних, апаратних, каналоутворюючих засобів, які виконують збір інформації з ІВК системи та їх обробку. У структуру АСКОЕ входять пристрої передачі і збору інформації, апаратно-програмний комплекс для збору та обробки інформації. Так само врахована можливість збільшення чисельності точок обліку.

Ключовими функціями системи є:

- організація обліку електроенергії споживачів роздрібного ринку;
- збір даних про спожиту електроенергію з приладів обліку;
- передача і відображення інформації на АРМ диспетчера;
- автоматизоване ведення системи;
- формування і передача звітів, про відпуск і закупівлю електроенергії;
- розрахунок небалансу.

Запровадження такої системи дає можливість збільшити точність обліку і сприяє кращому плануванню та організації енергоспоживання, що веде до енергозбереження [6]. В економічному плані результат впровадження автоматизованої системи в середньому 20-30% від споживання енергоресурсів, що досягається за рахунок:

- зниження комерційних втрат;
- відсутність необхідності в ручному знятті показань великої кількості лічильників електричної енергії;

- спрощене ведення багатотарифного обліку електроенергії;
- автоматична передача даних про спожиту електроенергію від споживача до ОСР, а від ОСР до постачальника.

Основним завданням створення системи є вимірювання електричної енергії, що дає можливість визначити величини облікових характеристик, які застосовуються в фінансових розрахунках.

Остаточним результатом впровадження системи є:

- підвищення якості системи комерційного обліку електроенергії;
- фіксація споживання електроенергії в межах заявлених обсягів для зниження фінансових витрат мережевих компаній;
- фіксація споживання електроенергії на межах балансової належності;
- отримання даних для розробки техніко-економічних заходів по оптимізації споживання електроенергії та вирішення завдань енергозбереження;
- збільшення оперативності отримання даних про спожиту електричну енергію в будь-якій розрахунковій точці обліку;
- поліпшення точності обліку електроенергії.

Зв'язок по лініям електропередач є багатообіцяючою технологією, оскільки вона легко доступна і відповідає природній топології розподільчої мережі. Компанія ТОВ «НІК-ЕЛЕКТРОНІКА» вирішує одну з нових реалій, яка полягає в тому, що інформаційна автоматизована система повинна бути енергоефективною. Для вирішення проблеми енергоефективності PLC в різних сценаріях інтелектуальних мереж, використовується топологія розширеної інфраструктури вимірювання на базі PLC для підвищення ймовірності успішної доставки інформаційних пакетів. Цей метод отримав назву кластеризація, в якому використовується традиційна структура мережі 0,4 кВ шляхом об'єднання інтелектуальних лічильників в кластери і локального агрегування їх показань.

Поліпшення доставки пакетів по своїй суті знижує втрати енергії. Потім рівень адаптації, в якому з метою зменшення енергоспоживання вузлів PLC –

зменшують швидкість передачі. Для цього розроблена мережева модель (імітатор мережі з відкритим вихідним кодом), яка розглядає трансивери PLC, як пристрої з обмеженими ресурсами. Мережева модель пов'язує їх між собою для емуляції домашньої системи управління енергоспоживанням. Модель була підтверджена експериментами, які показали, що в домашній мережі низькошвидкісні додатки можуть підтримуватися через малопотужні мережі PLC. Крім того, на фізичному рівні цей підхід пропонує більш енергоефективну схему модуляції з декількома несучими, на відміну від мультиплексної моделі з ортогонально-частотним розділенням каналів (OFDM), котра використовується в більшості сучасних систем PLC. OFDM широко відома своїм високим співвідношенням пікової потужності до середньої потужності, яке знижує енергетичну ефективність системи.

У випадку використанням векторного OFDM (V-OFDM) енергоспоживання передавача PLC може бути зменшено. Результати також показали, що енергоефективність може бути додатково покращена за рахунок використання методу динамічного шумозаглушення. Прикладом такого підходу є динамічна оцінка порогу на основі піків (DPTE) в приймачах.

Застосовуючи запропоновані методи, доставка пакетів може бути поліпшена на 3% на мережевому рівні (що дозволяє економити енергію), а зниження швидкості передачі даних може заощадити близько 2,6014 дБ потужності передачі. Нарешті, на фізичному рівні V-OFDM і DPTE можуть відповідно забезпечити зниження вимог до потужності приймачів PLC на 5,8 дБ і 2,1 дБ. Це означає, що якщо V-OFDM комбінується з DPTE, майбутні модеми PLC можуть отримати вигоду від енергоефективних підсилювачів потужності за меншою ціною.

Для вирішення безлічі проблем, що стоять перед енергосистемою, інтеграція систем двостороннього зв'язку була визначена як найважливіший елемент. Хоча PLC за останні два десятиліття еволюціонували з точки зору стандартизації і сценаріїв використання, включаючи додатки інтелектуальних мереж, з'явилися нові ознаки того, що енергоефективність має вирішальне

значення для базових систем зв'язку. Для управління вимогами до потужності систем PLC було запропоновано безліч методів, таких як розподілене просторово-тимчасове блочне кодування, гнучка ретрансляція з прямим декодуванням (DF) оптимізація розподілу ресурсів і інкрементна ретрансляція радіопеленгаторів [8]. Дослідження компанії «НІК-ЕЛЕКТРОНІКА» прийшли до висновку, що енергоефективність системи може бути значно поліпшена, якщо вузли PLC зменшать збір небажаної високої енергії негауссовських завад, присутніх в каналах ліній електропередач.

Експериментальні дослідження [9], повідомляють, що в мережі PLC з релейною DF-передачею, енергоефективність може бути підвищена за рахунок оптимального розподілу часу в схемі ретрансляції. Компанія з вимірювань в шести європейських країн прийшла до висновку, що статичне енергоспоживання в мережах PLC може бути зменшено за допомогою DF-реле з безліччю входів і безліччю виходів (MIMO). Подальші експерименти з пристроями MIMO PLC показали, що, хоча в енергоспоживанні в основному переважає статична потужність, динамічна потужність може досягати 50% в деяких модемах, та середній величині 40%. У межах динамічної потужності також було помічено, що прийом даних споживає менше енергії, ніж передача на 20-25%.

З цих досліджень можна зробити висновок, що оптимізація енергоспоживання в PLC може бути вирішена різними способами, включаючи оптимізовану конструкцію приймача та розширену обробку сигналів. Демонстрація малопотужної PLC для мереж управління енергоспоживанням, підходить для приміщень споживачів, таких як будинки, офіси і невеликі промислові об'єкти.

В Україні є вітчизняні виробники систем АСКОЕ з використанням PLC-технології. На технологію функціонування таких АСКОЕ впливає їх ієрархічна структура. Нюанси архітектури можуть бути найрізноманітніші, вона може мати дуже велику і складну структуру, але в класичному варіанті система утворює три рівня.

У підсистему нижнього рівня крім безпосередньо лічильників традиційно включають контролери і лінії зв'язку контролера з лічильниками. Контролери збереглися з тих часів, коли використовувалися лічильники з імпульсними виходами і було потрібно пристрій, що підсумовує ці імпульси. У сучасних системах, які використовують мікропроцесорні лічильники з цифровими інтерфейсами, ПЗПД є надмірною ланкою – його функції перекладаються на пристрої середнього рівня. Контролери на нижньому рівні доцільно застосовувати лише в дуже складних територіально розподілених системах [10].

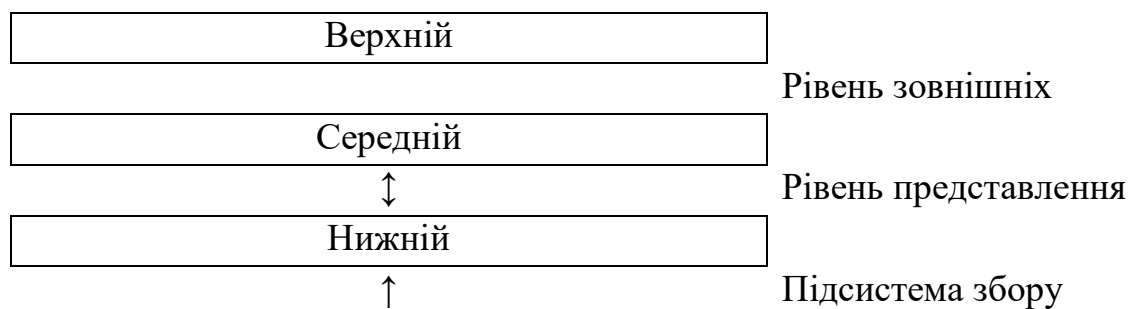


Рисунок 1.4 – Загальна структура системи.

Середній рівень являє собою автоматизоване робоче місце – АРМ (одне або декілька) фахівця-енергетика, реалізоване на базі робочої станції. На цій робочій станції зберігається база даних, працює інтерфейс з базою та всією системою в цілому. На невеликих підприємствах АРМ можна реалізувати на робочій станції загального користування у вигляді окремого додатку. Цей додаток може працювати в прихованому режимі весь час, за винятком безпосередніх сеансів звернення персоналу до системи. У системах малого масштабу, комп'ютер робочої станції може виконувати функції контролера збору даних.

Верхній рівень – рівень зовнішніх користувачів: постачальників і операторів ринку. Вони отримують доступ до необхідних їм даних по виділених каналах або по лініях загального користування. Звісно, інформація

їм поставляється тільки відповідно до їх прав доступу. Канали зв'язку в АСКОЕ це предмет гідний окремої великої роботи.

Сучасні лічильники мають більш прогресивний інтерфейс, що допускає підключення на магістраль декількох лічильників. Зчитуванням даних з лічильників керує одна з програм, завантажених в контролер електропостачання. Дані, засобами локальної обчислювальної мережі, доставляються до сервера введення/виведення, від якого через модем надходять в виділений канал для передачі на верхні рівні.

На рисунку 1.5 наведена загальна схема комунікацій між нижнім і верхнім рівнями. Обмін відбувається по протоколу TCP/IP. Тим самим утворюється IP-мережу регіонального масштабу. На верхньому рівні обміном управляє комунікаційний сервер, який отримує доступ до каналів зв'язку через маршрутизатор. Побудована таким чином мережа створює дуже зручне середовище роботи. З робочих станцій верхнього рівня можна отримати доступ до будь-якого контролера нижнього рівня, отримати повну інформацію про стан програмних процесів і виконати дії з управління контролером. Зрозуміло, створювати такі схеми тільки для завдань АСКОЕ – явна надмірність. Але якщо АСКОЕ інтегрована в програмно-технічний комплекс ТП, з'являються додаткові переваги.

При побудові системи комунікацій на дротяних лініях зв'язку важливим моментом є вибір моделі модему. Практика показує, що навіть хороший сертифікат із зазначенням на спеціальну адаптацію до Українських мереж зв'язку не є гарантією успіху. В систему не можна ставити обладнання, яке не пройшло тестову перевірку. Після розриву зв'язку, через проблеми з сигналом в лінії, при відновленні сигналу модеми зв'язку відновлюється тільки після холодного рестарту (виключення і включення живлення). Через це доводиться фахівцям виїжджати на підстанцію для виключення-включення живлення, в 60% випадків збою передачі даних.

Тариф на оплату передачі даних в містах де працює така система дуже низький. В такій системі можна вирішувати й деякі завдання технічного

обліку, наприклад, отримувати за запитом поточне навантаження по каналах (Завантаженість кабельних або повітряних ліній, трансформаторів і тощо).

Звісно, ми розглядаємо тільки мікропроцесорні лічильники з цифровим інтерфейсом. Для забезпечення необхідних якісних показників АСКОЕ лічильники повинні відповідати ряду вимог. Перш за все, вони повинні мати точність, не нижче необхідної Кодексу Комерційного Обліку (ККО). Більш того, має сенс завищити точність лічильників, маючи на увазі, що вимоги нормативних документів можуть в майбутньому бути підвищені (тобто при наявному допуску на встановлення лічильників з класом точності 2,0 встановлювати лічильники з класами точності 1,0, 0,5S).

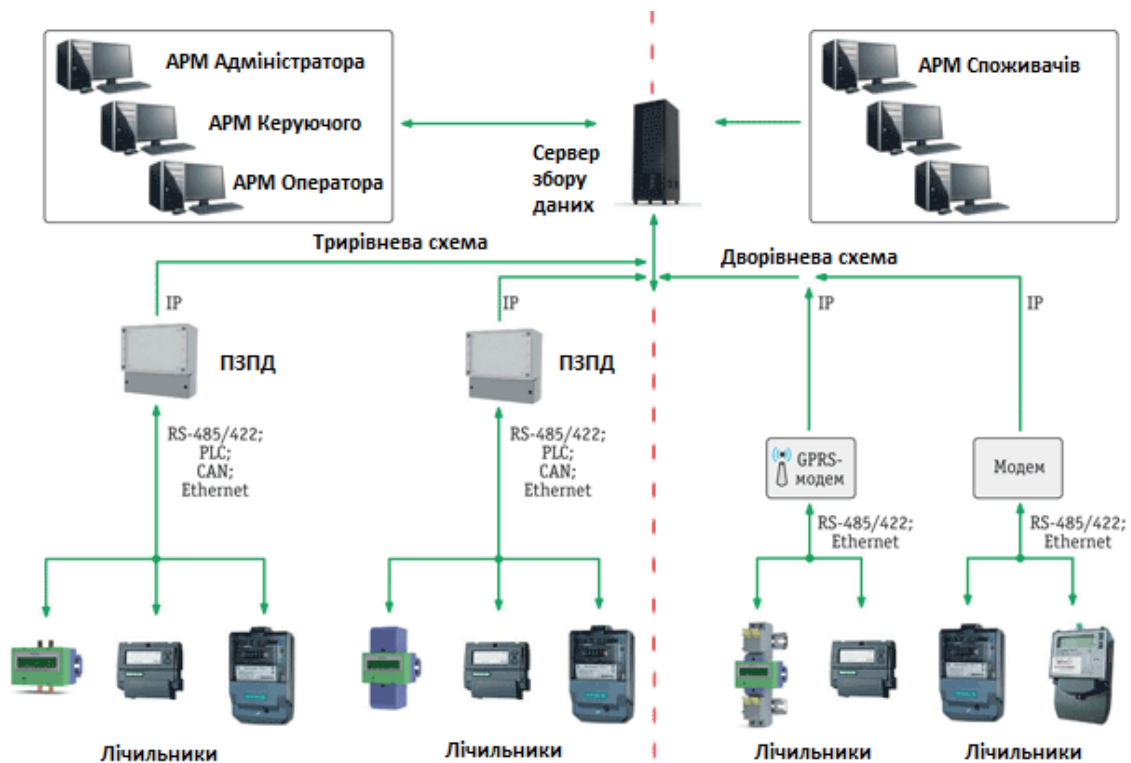


Рисунок 1.5 – Структура дворівневої та трирівневої АСКОЕ

Лічильники повинні забезпечувати вимірювання заданих типів електроенергії: або тільки активною, або активної і реактивної.

Лічильники повинні містити в своєму складі незалежну пам'ять, здатну зберігати дані про споживання за кілька місяців. Цим забезпечуються вимоги

до надійності АСКОЕ, як системи комерційного обліку. При відмовах каналів зв'язку з лічильником дані можуть, по-перше, бути зчитані за допомогою переносного комп'ютера, і, по-друге, зчитані дистанційно після відновлення каналів.

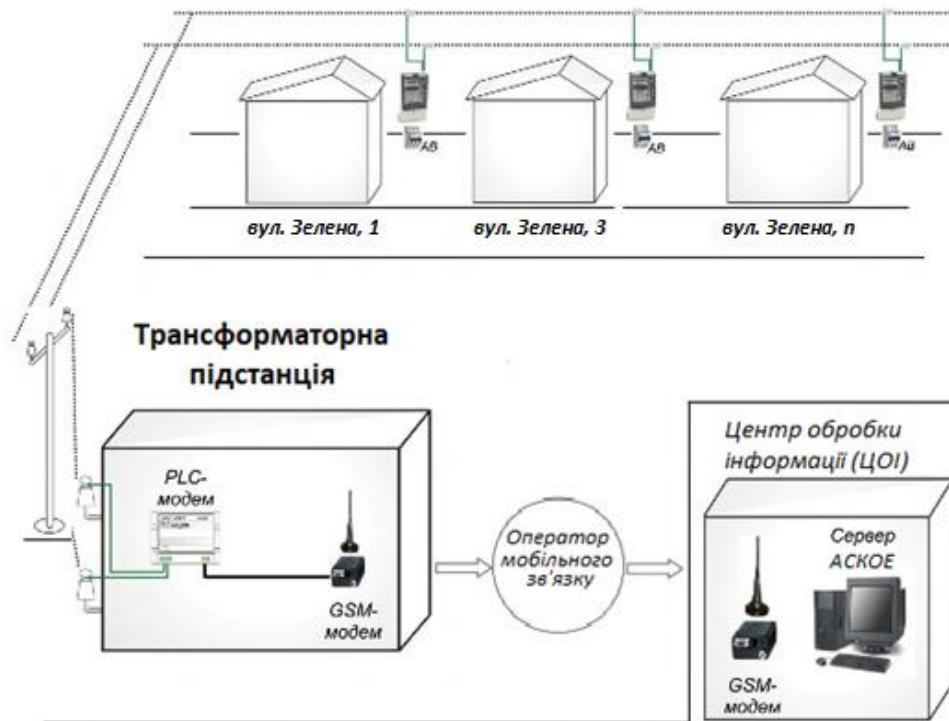


Рисунок 1.6 – Підключення приладів обліку

Крім інформації про спожиту електричну енергію лічильник повинен фіксувати цілий ряд важливих параметрів:

- максимальна потужність навантаження на заданому проміжку часу;
- час включення;
- час вимикання;
- показники якості електроенергії.

Дуже важливими параметрами лічильників є надійність і підтримка синхронізації.

Досвід практичної реалізації декількох систем показав, що по надійності лідером серед продукції вітчизняних виробників є лічильники «НІК»

виробництва ТОВ «НІК-ЕЛЕКТРОНІКА». Завод випускає дуже широку номенклатуру лічильників, придатних для обліку виробленої, одержуваної енергії та перетоків з вимірами активної і реактивної енергії. Цей виробник лічильників забезпечує хорошу технічну підтримку.

Опит експлуатації АСКОЕ виявляє одну закономірність: система має непропорційні труднощі реалізації, що не відповідають її функціональній простоті. Дійсно, завдання зводиться до написання драйверів для опитування лічильників в обраній операційній системі і створення бази даних з необхідним інтерфейсом. Проблеми пов'язані з відпрацюванням нестандартних ситуацій. Наприклад, незважаючи на відмову каналу зв'язку або лічильника до закінчення розрахункового періоду система повинна забезпечити легітимну інформацію для фінансових розрахунків, яка не викликає заперечень ні з боку постачальника, ні з боку споживача. Якщо в базу даних вводиться деяка інформація в «ручному режимі», то всі обчислення, в яких вона бере участь, повинні бути позначені, щоб сторони могли перевірити її коректність. Повинні бути процедури, що забезпечують достовірність даних при заміні і повірці лічильника, процедури відновлення даних на період, коли вимірювальний трансформатор був вимкнений, а навантаження не зняте тощо. Всі ці проблеми лягають на програмне забезпечення.

Не менш важливе значення має операційне середовище, в якому працює програмне забезпечення системи. Тут правило вибору досить очевидне: чим складніше система та чим дорожче коштує втрата інформації, тим біле переваг набирає ОС QNX. Операційна система QNX має істотно більш високу надійність, краще розвинені телекомунікаційні засоби, під її керуванням ефективніше працюють багатофункціональні програмні системи. Вона не схильна до руйнівної дії вірусів. Але її вартість набагато перевищує ціну ОС Windows.

Для малих систем, коли у диспетчера АСКОЕ, як правило, на столі вже є робоча станція в середовищі Windows, не доцільно змушувати його вивчати

інтерфейс з новою системою, краще залишити його зі звичними офісними додатками.

Програмне забезпечення типової АСКОЕ має наступні компоненти:

- ядро системи, що організує взаємодію програмних процесів;
- драйвери для опитування використовуваних в системі лічильників;
- базу даних для довготривалого надійного зберігання інформації;
- засоби захисту даних;
- графічний призначений для користувача інтерфейс.

Типова АСКОЕ повинна забезпечувати виконання таких функцій:

- реєстрація персоналу в системі для отримання прав доступу до управління її роботою та до бази даних;
- конфігурація конкретної схеми обліку енергоресурсів свого підприємства (підключення драйверів для використовуваних моделей лічильників, параметризація лічильників і каналів обліку, формування регламенту (розкладу) опитування кожного лічильника;
- формування зведень і графіків за споживанням конкретних енергоресурсів у певний інтервал часу;
- запит поточних значень витрат енергоносіїв;
- формування розрахункових документів;
- формування звітів з показаннями приладів обліку в текстовому форматі для завантаження в програмний комплекс з розрахунку корисного відпуску.

Однак спроби збільшити ефективність за рахунок застосування автоматизованих систем в Україні будуть марними, у наслідок не розрішення двох головних умов створення:

- 1) створити та адаптувати нормативну базу побудови й функціонування систем АСКОЕ до реальної моделі енергетичного ринку України.
- 2) запровадити уніфіковані технічні рішення на усіх рівнях АСКОЕ енергетичного ринку України.

Ігнорування та не виконання цих двох умов веде до малої ефективності, або взагалі неможливості застосовувати автоматизовані системи в Україні. Тільки за умови створення надійних повномасштабних автоматизованих систем, які вільно взаємодіють у мережі між собою. За умов використання АСКОВ для комерційного обліку та розрахунку, контролю за споживанням електроенергії та керування попитом на ресурси може створити основу для того, щоб підвищити ефективність у використанні електроенергії споживачами. У наслідок чого вдасться скоротити використання викопного палива та поліпшити екологію навколишньої середовища.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ОБРАНОГО МІКРОРАЙОНУ МІСТА СЕВЕРОДОНЕЦЬКА

На сьогоднішній день ТП 10/0,4 кВ є базовими в ланцюгу передачі електроенергії споживачам, серед яких як промислові підприємства, так і житлові, громадські та комерційні будівлі. Від надійності та безперебійної роботи цих ТП залежить повноцінна робота промислових підприємств і якісне постачання електроенергією організацій та населення. Будівництво нових підстанцій або їх капітальний ремонт з повною заміною всього обладнання і процедури приєднання вимагають дуже великих фінансових вкладень.

Аналіз стану існуючих ТП вказує на їх моральний і фізичний знос. Основна маса ТП у Северодонецьку збудовані до 90 років, а в основному в 60-70 роках, минулого століття, ТП працюють на межі можливостей і вимагають негайної реконструкції, збільшення потужності та заміни обладнання на сучасне.

Для розрахунку в даній роботі було обрано мікрорайон міста Северодонецьк, з наявними у ньому споживачами. На етапі розрахунку важливо з достатньою точністю визначити навантаження мікрорайону, що в остаточному підсумку визначає техніко-економічні показники запроектованої мережі електропостачання. План мікрорайону приведений на рисунку 2.1. Характеристики споживачів приведені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Специфікація плану мікрорайону:

№ на плані	Найменування	Кількість під'їздів	Кількість поверхів	Кількість квартир
1,3	Житловий будинок	4	5	60
2,4	Житловий будинок	6	5	90
5	Пральня	–	–	300 кг речей
6	Дитячий садок	–	–	200 місць
7	Гаражі	–	–	7 місць
8	Магазин промтоварів	–	–	90 м ²
9	Продовольчий магазин	–	–	100 м ²

Розміри мікрорайону 200 на 200 метрів

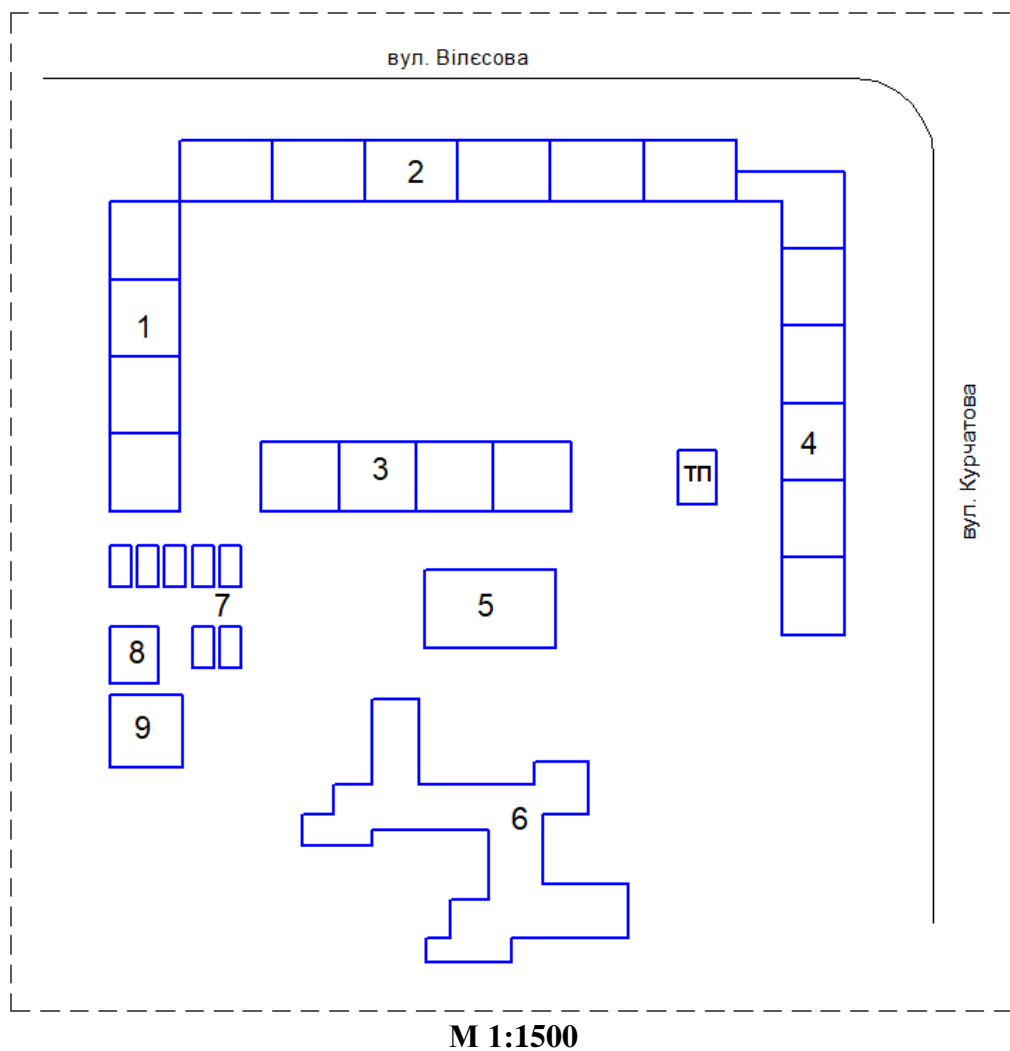


Рисунок 2.1 – План мікрорайону міста Сєвєродонецьк

Розрахунок навантажень міської мережі мікрорайону включає в себе визначення навантажень а також окремих споживачів електричної енергії: житлових будинків, комунально-побутових споживачів, громадських будівель і елементів системи електропостачання: розподільних ліній, трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів, центрів живлення тощо.

2.1 Визначення розрахункових навантажень споживачів

Розрахункове навантаження групи житла, підключеного до лінії живлення вводу в житловий будинок, від шин напругою 0,4 кВ ТП, визначається за формулою:

$$P_{жN} = P_{жп} N, \quad (2.1)$$

Згідно встановлених нормативних питомих навантажень приймаємо питома розрахункове електричне навантаження одного житла (для 4-під'їзного будинку = 1,14 кВт, для 6-під'їзного = 1,0 кВт):

Розрахунок навантаження квартир 4-під'їзного будинку

$$P_{жN} = P_{жп} N = 1,14 \times 60 = 68,4 \text{ кВт}$$

Реактивне навантаження житла визначається формулою:

$$Q_{жN} = P_{жп} tg\varphi_{кв}, \quad (2.2)$$

Знаходимо реактивне навантаження квартир 4-під'їзного будинку:

$$Q_{жN} = P_{жп} tg\varphi_{кв} = 68,4 \times 0,43 = 29,41 \text{ кВар}$$

$tg\varphi_{кв}$ – приймаємо = 0,43.

Повне навантаження житла визначається за формулою:

$$S_{жN} = \sqrt{(P_{жN}^2 + Q_{жN}^2)}, \quad (2.3)$$

Знаходимо повне навантаження квартир 4-під'їзного будинку:

$$S_{жN} = \sqrt{(P_{жN}^2 + Q_{жN}^2)} = 74,45 \text{ кВА}$$

Розрахункове навантаження освітлення житлового будинку, $P_{\text{осв.ж.б}}$, визначається за формулою:

$$P_{\text{осв.ж.б.}} = \sum P_{\text{осв.п}} \times N_{\text{п}}, \quad (2.4)$$

де $N_{\text{п}}$ – це кількість під'їздів.

Розраховуємо навантаження освітлення сходових клітин житлового будинку:

$$P_{\text{осв.ж.б.}} = \sum P_{\text{осв.п}} \times N_{\text{п}} = 0,9 \times 4 = 3,6 \text{ кВт}$$

Приймаємо потужність освітлення під'їзду для п'ятиповерхового будинку $P_{\text{осв.п.}} = 0,9 \text{ кВт}$.

Розрахункове реактивне навантаження освітлення житлового будинку, $Q_{\text{осв.ж.б}}$, визначається за формулою:

$$Q_{\text{осв.ж.б}} = P_{\text{осв.ж.б}} \times \text{tg}\varphi_{\text{осв}}, \quad (2.5)$$

Визначаємо реактивне навантаження освітлення враховуючи реактивне навантаження в дротах:

$$Q_{\text{осв.ж.б}} = P_{\text{осв.ж.б}} \times \text{tg}\varphi_{\text{осв}} = 3,6 \times 0,33 = 1,19 \text{ кВар}$$

де $\text{tg}\varphi_{\text{осв}}$ – приймаємо $= 0,33$.

Розрахункове повне навантаження освітлення житлового будинку, $S_{\text{осв.ж.б}}$, визначається за формулою:

$$S_{\text{осв.ж.б}} = \sqrt{(P_{\text{осв.ж.б}}^2 + Q_{\text{осв.ж.б}}^2)}, \quad (2.6)$$

Визначаємо повне навантаження освітлення будинку:

$$S_{\text{осв.ж.б}} = \sqrt{(P_{\text{осв.ж.б}}^2 + Q_{\text{осв.ж.б}}^2)} = 3,79 \text{ кВА}$$

Розрахункове активне навантаження житлового будинку в цілому визначаємо за наступним виразом:

$$P_{\text{б.ж.}} = P_{\text{ж}} + 0,5P_{\text{осв}}, \quad (2.7)$$

$$P_{\text{б.ж.}} = P_{\text{ж}} + 0,5P_{\text{осв}} = 68,4 + 0,5 \times 3,6 = 70,2 \text{ кВт}$$

Визначаємо реактивне навантаження житлового будинку за наступним виразом:

$$Q_{\text{б.ж.}} = P_{\text{б.ж.}} \text{tg}\varphi_{\text{кв}} + 0,5P_{\text{осв}} \text{tg}\varphi_{\text{с}} = 29,41 + 0,5 \times 3,6 \times 0,33 = 30,01 \text{ кВар.}$$

Значення коефіцієнтів потужності як для квартир з плитами на природному газі.

Визначаємо повне навантаження житлового будинку з освітленням:

$$S_{б.ж.} = \sqrt{(P_{б.ж.})^2 + (Q_{б.ж.})^2} = 76,34 \text{ кВА}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок для інших житлових будинків, результати розрахунків зводимо у таблицю 2.2.

2.2. Розрахунок навантажень нежитлових будинків та інших електрифікованих споруд мікрорайону

Навантаження нежитлових будинків (комерційних або комунальних споруд) визначаємо за питомими навантаженнями на розрахунковий показник N :

$$P_{р.г.б} = p_n N, \quad (2.8)$$

$$Q_{р.г.б} = P_{р.г.б} \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.9)$$

де p_n – розрахункове питоме навантаження;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

Розраховуємо навантаження пральні котра розрахована на 300 кг речей.
З урахуванням $p_n = 0,08$ кВт/кг реч., $\operatorname{tg} \varphi = 0,88$

Визначаємо розрахункове навантаження пральні:

$$P_{р.пр.} = p_n N = 0,08 \times 300 = 24 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.пр.} = P_{р.пр.} \operatorname{tg} \varphi = 24 \times 0,88 = 21,12 \text{ кВар}$$

$$S_{б.ж.} = \sqrt{(P_{р.пр.})^2 + (Q_{р.пр.})^2} = 31,97 \text{ кВА}$$

Розраховуємо навантаження дитячого садка котрий розрахований на 200 місць. З урахуванням $p_n = 0,45$ кВт/місце, $tg\varphi = 0,2$

$$P_{д.с.} = 0,45 \times 200 = 90 \text{ кВт}$$

$$Q_{д.с.} = 90 \times 0,2 = 18 \text{ кВар}$$

$$S_{д.с.} = \sqrt{(P_{д.с.}^2 + Q_{д.с.}^2)} = 91,78 \text{ кВА}$$

Розраховуємо навантаження гаражів на 7 місць. З урахуванням $p_n = 0,12$ кВт/місце, $tg\varphi = 0,48$

$$P_{г.} = 0,12 \times 7 = 0,84 \text{ кВт}$$

$$Q_{г.} = 0,84 \times 0,48 = 0,4 \text{ кВар}$$

$$S_{г.} = \sqrt{(P_{г.}^2 + Q_{г.}^2)} = 0,93 \text{ кВА}$$

Розраховуємо навантаження на підводах до магазину промтоварів площею торгового залу 90 м^2 з урахуванням, що магазин не оснащений системою кондиціонування повітря. Отже $p_n = 0,14$ кВт/м² торг.з., $tg\varphi = 0,62$.

$$P_{м.п.т.} = 0,14 \times 90 = 12,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{м.п.т.} = 12,6 \times 0,62 = 7,81 \text{ кВар}$$

$$S_{м.п.т.} = \sqrt{(P_{м.п.т.}^2 + Q_{м.п.т.}^2)} = 14,82 \text{ кВА}$$

Розраховуємо навантаження на підводах до продовольчого магазину з площею торгового залу 100 м^2 з системою кондиціонування повітря $p_n = 0,25$ кВт/м² торг.з., $tg\varphi = 0,75$.

$$P_{п.м.} = 0,25 \times 100 = 25 \text{ кВт}$$

$$Q_{п.м.} = 25 \times 0,75 = 18,75 \text{ кВар}$$

$$S_{п.м.} = \sqrt{(P_{п.м.}^2 + Q_{п.м.}^2)} = 31,25 \text{ кВА}$$

Результати розрахунку зводимо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.2 – Визначення розрахункових навантажень житлових будинків

Номер на плані	Розрахункове навантаження житла					Навантаження житлового будинку		
	Кількість квартир n , шт.	Питоме навантаження квартир P_n , кВт	Активне навантаження $P_{ж}$, кВт	Реактивне навантаження $Q_{ж}$, кВар	Повне навантаження $S_{ж}$, кВА	$P_{б.ж.}$, кВт	$Q_{б.ж.}$, кВар	$S_{б.ж.}$, кВА
1	2	3	4	5	6	12	13	14
1,3	60	1,14	68,4	29,41	74,45	70,2	30,01	76,34
2,4	90	1,00	90,00	38,7	97,97	92,7	39,59	100,8

Таблиця 2.3 – Розрахунок навантажень комерційних або комунальних споруд

Номер на генплані	Найменування громадських будинків	Одиниця виміру	Питоме навантаження, P_n	Коефіцієнт реактивної потужності, $tg\phi$	Розрахункове навантаження		
					$P_{р.г.б.}$, кВт	$Q_{р.г.б.}$, кВар.	$S_{р.г.б.}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
5	Пральня 300 кг	кг речей	0,08	0,88	24	21,12	31,97
6	Дитячий садок 200 місць	місця	0,45	0,2	90	18	91,78
7	Гаражі 7 місць	місця	0,12	0,48	0,84	0,4	0,93
8	Магазин промтоварів 90 м ²	м ²	0,14	0,62	12,6	7,81	14,82
9	Продовольчий магазин 100 м ²	м ²	0,25	0,75	25	18,75	31,25

2.3 Розрахунок навантаження зовнішнього і внутрішньоквартального освітлення

Визначимо розрахункове навантаження внутрішньоквартального освітлення:

$$P_{p.k.o} = p_{n.k.o} F, \quad (2.10)$$

де $p_{n.k.o} = 1,2 \text{ кВт/га}$ – питоме навантаження внутрішньо-квартального освітлення; F – площа мікрорайону, га.

Площу мікрорайону визначаємо з плану мікрорайону:

$$F = (200 \text{ м}) \times (200 \text{ м}) = 4 \text{ га},$$

Знаходимо розрахункове навантаження зовнішнього освітлення:

$$P_{p.z.o} = p_{n.z.o} L, \quad (2.11)$$

де $p_{n.z.o}$ – питоме розрахункове навантаження зовнішнього освітлення, приймаємо 8 кВт/км .

Довжина вулиць $L = 400 \text{ м}$ ($0,4 \text{ км}$).

Визначаємо навантаження внутрішньоквартального і вуличного освітлення.

$$P_{p.k.o} = p_{n.k.o} F = 1,2 \times 4 = 4,8 \text{ кВт}$$

$$P_{p.z.o} = p_{n.z.o} L = 8 \times 0,4 = 3,2 \text{ кВт}$$

2.4 Визначення розрахункової потужності мікрорайону міста

Розрахункове навантаження мікрорайону визначаємо за наступною формулою:

$$P_{m.p.} = P_{\max} + k_1 P_1 + k_2 P_2 + \dots + k_n P_n, \quad (2.12)$$

де P_{\max} – найбільше з однорідних електричних навантажень;

$P_1 \dots P_n$ – інші розрахункові навантаження;

$k_1 \dots k_2$ – їх коефіцієнти участі в максимумі навантажень.

$$P_{\max} = p_{\text{п.кв}} \sum n_{\text{кв.}} + 0,9K_c (\sum P_{\text{л1i}} n_{\text{л1i}} + \sum P_{\text{л2i}} n_{\text{л2i}}), \quad (2.13)$$

де $p_{\text{п.кв.}}$ – питоме навантаження квартир при $n_{\text{кв.}}$ в мікрорайоні;

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок;

$P_{\text{л1i}} n_{\text{л1i}}, P_{\text{л2i}} n_{\text{л2i}}$ – потужність ліфтових установок 1-го і 2-го типу відповідно;

$n_{\text{л1i}}, n_{\text{л2i}}$ – кількість ліфтових установок 1-го і 2-го типу відповідно.

При орієнтовних розрахунках і при розрахунках, коли кількість квартир у мікрорайоні менше 1000, можна використовувати вираз:

$$P_{\text{р.ж.}} = p_{\text{ж.б.п}} G \times 10^{-3}, \quad (2.14)$$

де $p_{\text{ж.б.п.}}$ – питоме навантаження житлових будинків, приведене до шин РП-0,4кВ трансформаторних підстанцій, відносно до 1 м² корисної площі квартир, приймає 9,3/0,96, Вт/м²;

G – корисна площа житлових будинків мікрорайону (кварталу), м².

З урахуванням культурно-побутових споживачів оцінка навантаження мікрорайону може розраховуватися так:

$$P_{\text{р.мр.}} = (p_{\text{ж.б.п}} + p_{\text{п.гр}}) \times G \times 10^{-3}, \quad (2.15)$$

де $p_{\text{п.ж.б.}}$ – питоме навантаження житлових будинків мікрорайону, приведене до шин 0,4 кВ міських трансформаторних підстанцій, відносно до 1 м² корисної площі квартир і приймається за таблицею;

$p_{\text{п.гр.}}$ – питоме навантаження культурно-побутових споживачів, приймається при наявності будинків з електроплитами, дорівнює 2,6 Вт/м², з плитами на газоподібному або твердому паливі – 2,3 Вт/м².

G – корисна площа житлових будинків мікрорайону (кварталу), м². $P_{\text{п.пр}} = 0,08$ кВт/кг речей, $p_{\text{п.д.с}} = 0,45$ кВт/місце, $p_{\text{п.гар}} = 0,12$ кВт/місце, $p_{\text{п.пр.т.}} = 0,14$ кВт/м² торг. з., $p_{\text{п.п.м.}} = 0,25$ кВт/м² торг. з. .

Визначаємо потужність мікрорайону, якщо відомо, що кількість квартир оснащених газовими плитами у мікрорайоні = 300. Навантаження громадських

будівель і споруд громадського призначення – 153 кВт. Внутрішньоквартальне освітлення – $P_{р.к.о.} = 4,8$ кВт Зовнішнє освітлення – $P_{р.з.о.} = 3,2$ кВт .

Визначаємо потужність мікрорайону:

$$P_{м.р.} = P_{мак} + k_1 P_1 + k_2 P_2 + \dots + k_n P_n = 325,8 + 0,4 \times 153 = 387 \text{ кВт.}$$

Результати розрахунку навантажень мікрорайону зводимо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахунок навантаження мікрорайону міста

Найменування споживачів	Розрахункове активне навантаження P_p , кВт	Коефіцієнт участі в максимумі $k_1 \dots k_n$	Розрахункове навантаження $P_p^* k_n$
Житлові будинки	325,8	1,0	325,8
Культурно-побутові споживачі	153	0,4	61,2
Разом			387

Розрахункове навантаження мікрорайону з урахуванням внутрішньоквартального і зовнішньоквартального освітлення визначаємо наступним чином:

$$\sum P_{м.р.} = P_{м.р.} + K_{м.о.} P_{р.з.о.} + K_{м.о.} P_{р.з.о.} , \quad (2.16)$$

де $K_{м.о.}$ – коефіцієнт участі в максимумі для зовнішньоквартального і внутрішньоквартального освітлення $K_{м.о.} = 1,0$.

$$\sum P_{м.р.} = 327 + 1 \times 4,8 + 1 \times 3,2 = 335 \text{ кВт.}$$

2.5 Визначення потужності і кількості підстанцій в мікрорайоні

Кількість підстанцій, необхідну для живлення мікрорайону, визначаємо за виразом

$$n_{\text{ТП}} = \frac{\sum P_{\text{м.р.}}}{k_3 S_{\text{МП}} n_{\text{тр}} \cos \varphi}, \quad (2.16)$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі;

$S_{\text{тр}}$ – прийнята потужність трансформаторів ТП;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

$n_{\text{тр}}$ – кількість трансформаторів на ТП.

Вибір потужності трансформаторних підстанцій (ТП) являє собою техніко-економічну задачу. Збільшення потужності ТП призводить до зменшення їхнього числа і відповідно загальної вартості, але ускладнюється розподільна мережа низької напруги, й, навпаки, зниження потужності ТП призводить до збільшення їх числа і вартості, але розподільна мережа низької напруги виявляється легшою і відповідно дешевшою.

Отже, повинна існувати оптимальна потужність ТП, що відповідає мінімумові річних приведених витрат. Приведені річні витрати, котрі залежать від потужності ТП, повинні включати в себе вартість розподільних мереж середньої і низької напруги і вартість втрат електричної енергії в них, вартість ТП і втрат електричної енергії у трансформаторах.

Але на попередніх етапах розрахунку не всі вихідні дані ще відомі. Тому з огляду на досвід проектування та обмеження через різні технічні обмеження, потужність трансформаторів для міських ТП обмежується, як правило, величинами 400 і 630 кВА.

Визначити кількість підстанцій в мікрорайоні, якщо його потужність :

$$\sum P_{\text{м.р.}} = 335 \text{ кВт.}$$

З огляду на поверховість, щільність забудови мікрорайону і категорію електричних приймачів, вибираємо потужність трансформаторів 400 кВА і кількість трансформаторів у ТП – 2.

$$n_{\text{ТП}} = \sum \frac{P_{\text{м.р.}}}{k_3 S_{k_3} S_{\text{МП}} n_{\text{ТР}} \cos \varphi} = \frac{335}{0,7 \times 400 \times 2 \times 0,9} = 0,66 \approx 1 \text{ шт.}$$

2.6 Визначення навантаження мікрорайону на підстанцію

Розподіл навантаження по підстанціях здійснюємо з урахуванням вищевикладеного в попередніх розділах.

Специфікація плану мікрорайону міста приведена у таблиці 2.1. Внутрішньоквартальне освітлення – 4,8 кВт, зовнішнє освітлення – 3,2 кВт. Житлові будинки оснащені плитами на природному газі.

Всі будинки живляться від однієї підстанції потужністю 2*400 кВА. Оскільки в цій частині мікрорайону знаходяться житлові будинки та громадські будівлі і споруди громадського призначення, визначаємо розрахункове навантаження цієї частини мікрорайону, що приходить на трансформаторну підстанцію

Визначаємо повну активну потужність ТП, віднесену до шин 0,4 кВ з урахуванням внутрішньоквартального й зовнішнього освітлення:

$$P_{\text{ТП}} = 325,8 + 153 + 4,8 + 3,2 = 486,8 \text{ кВт}$$

Знаходимо повну потужність підстанції:

$$S_{\text{ТП}} = \frac{P_{\text{ТП}}}{\cos \varphi} = \frac{486,8}{0,9} = 540,89 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження підстанції в нормальному режимі:

$$K_{\text{зн}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{n_{\text{ТП}} S_{\text{ТР}}} = \frac{540,89}{2 \times 400} = 0,67$$

Коефіцієнт завантаження в аварійному режимі:

$$K_{zn} = \frac{S_{ТП}}{S_{тр}} = \frac{540,89}{400} = 1,35$$

Оптимальні коефіцієнти завантаження

$$k_{zn} = 0,6-0,8; k_{za} = 1,2-1,6 \text{ виконуються.}$$

Аналогічно можна розподіляти навантаження серед інших ТП. При цьому треба звернути увагу, що при додаванні навантажень різних груп споживачів треба враховувати коефіцієнти сумісності. Всі розрахунки зводимо в табл. 2.5

Таблиця 2.5 – Розрахунок навантаження трансформаторних підстанцій

Номер ТП	Повна розрахункова потужність ТП, $S_{ТП}$, кВА	Встановлена розрахункова потужність трансформатора, $S_{тр}$, кВА	Тип трансформатора	Коефіцієнт завантаження трансформатора	
				K_{zn}	K_{za}
1	540,89	2 x 400	ТМГ 400-10/0,4	0,67	1,35

2.7 Розрахунок розподільної електричної мережі 0,4 кВ

Переріз жил кабелів розподільних мереж 0,4 кВ повинні бути вибрані, а потім перевірені за припустимим тривалим струмовим навантаженням по нагріванню у нормальному й післяаварійному режимах, припустимою втратою напруги в нормальному й післяаварійному режимах.

Попередній вибір перерізів кабелів роблять, виходячи з середніх значень граничних втрат напруги в нормальному режимі в мережах 0,4 кВ (от ТП до введів у будівлю) не більше 4% і здійснюють за формулою

$$F = \frac{10^5}{\gamma \Delta U_{\text{прип}} U_n^2} \sum PL \quad (2.17)$$

де γ – питома провідність алюмінію, $\gamma = 32 \text{ м/Ом*мм}^2$;

$\Delta U_{\text{прип}}$ – припустима втрата напруги, 4%;

U_n – лінійна напруга мережі, В;

$\sum PL$ – сума моментів навантаження, кВт*м;

За припустимим тривалим струмовим навантаженням по нагріванню в нормальному й післяаварійному режимах перевірку кабелю здійснюють за виразами (2.18)-(2.19).

За припустимою втратою напруги кабель можна перевірити за формулою:

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{\gamma F U_n^2} \sum PL. \quad (2.18)$$

Розрахувати розподільну мережу 0,4 кВ, якщо відоме навантаження житлових будинків і схема підключення відповідно до рисунка 2.2.

Результати попереднього вибору перерізу кабелю за формулою (2.17) для ділянок розподільної мережі 0,4 кВ зводимо у таблицю 2.6.

При визначенні розрахункового струму в нормальному режимі по ділянках мережі скористаємося формулою

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi}. \quad (2.19)$$

Визначаємо розрахунковий струм кабелю ділянок в нормальному режимі і результати зводимо в таблицю.

Припустимий струм кабелю в нормальному режимі визначаємо за виразом:

$$I_{\text{доп}}^n = (K_k K_t K_c K_{\text{пн}}) I_{\text{прип}}. \quad (2.20)$$

Визначаємо аналогічно для ділянок і результати вносимо в таблицю.

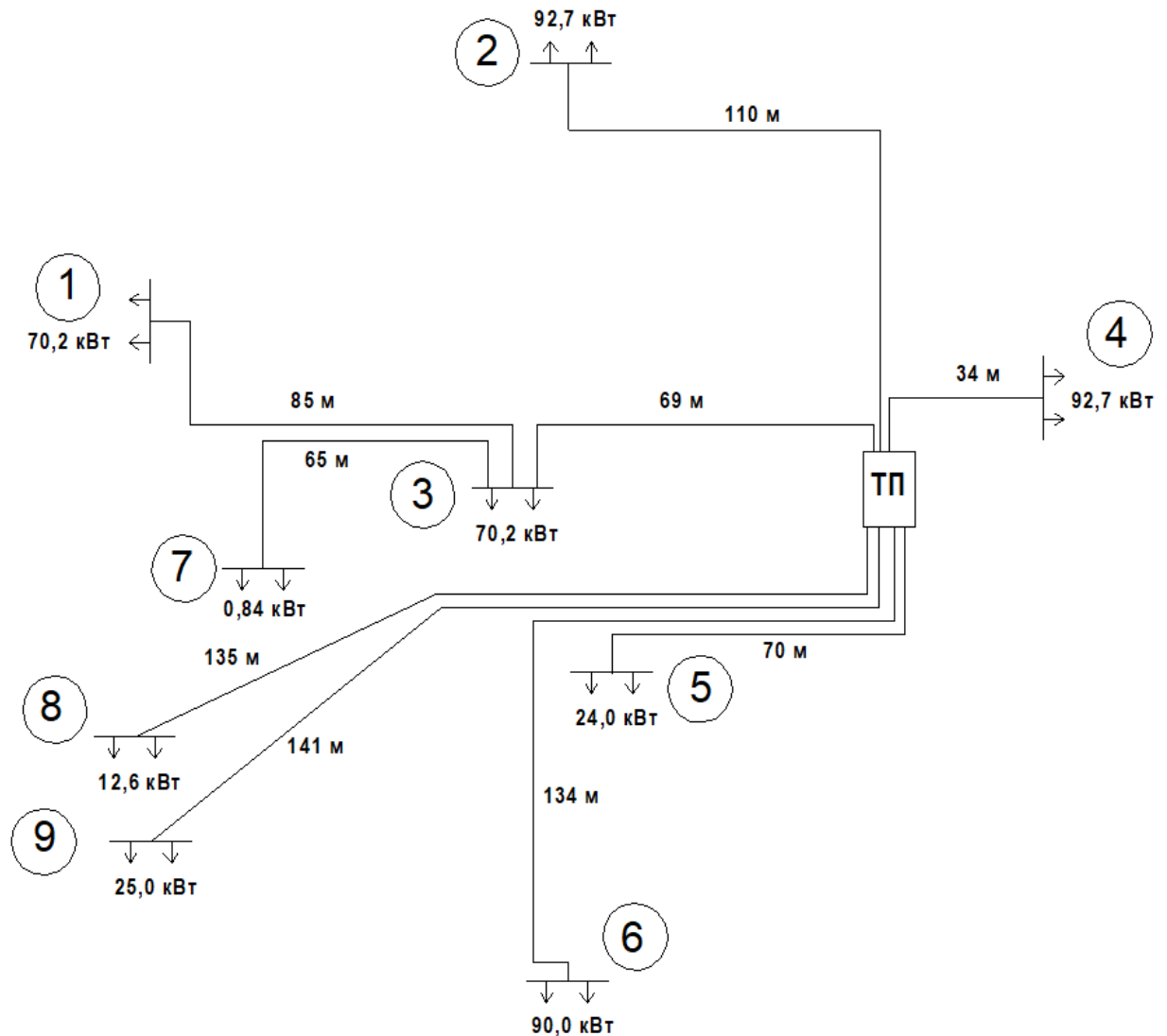


Рисунок 2.2 – Схема розподільної мережі 0,4 кВ

Якщо попередньо вибраний кабель не проходить післяаварійного режиму, то переріз кабелю уточнюється в бік збільшення на одну ступінь або більше залежно від розрахункового струму післяаварійного режиму. Далі, як і на початку розрахунку, проводимо порівняльний аналіз. Всі результати розрахунків також зводимо в таблицю. Після кінцевого вибору кабелю перевіряємо розподільну мережу 0,4 кВ за втратою напруги. Визначаємо втрати напруги в нормальному і післяаварійному режимі для всіх ділянок і визначаємо сумарні втрати по мережі до самої віддаленої точки. Результати розрахунків зводимо в таблицю.

Таблиця 2.6 – Розрахункові дані по розподільній мережі 0,4 кВ

Найменування	Ділянка мережі								
	1-3	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	3-7	ТП-8	ТП-9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Розрахунковий переріз кабелю, мм ²	61,8	49,8	77,0	15,4	8,2	58,9	0,6	8,3	17,2
Прийнятий перетин за ДСТ, мм ²	70	50	95	50	10	70	2,5	10	25
Розрахунковий струм кабелю в нормальному режимі, А	110,3	145,6	221,9	145,6	37,7	141,4	1,3	19,8	39,3
Припустимий струм кабелю $I_{прин}$, А	210	175	295	175	70	210	29	70	75
Припустимий струм кабелю з урахуванням поправних коефіцієнтів в нормальному режимі, $(K_k K_t K_c K_{nn}) I_{прин}$, А	174,3	145,7	244,9	145,7	58,1	174,3	24,1	58,1	62,3
Уточнення перерізу кабелю за ДСТ, мм ²	70	50	120	50	10	70	2,5	10	25
Сумарні втрати до віддаленої точки в нормальному режимі $\sum \Delta U^n, \%$	1,7	4,0	1,9	1,8	3,3	3,4	0,4	3,3	2,8

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПУНКТІВ ТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ 10 І 0,4 КВ

Кожна підстанція має розподільчі пристрої (РП), які вміщують комутаційні апарати, пристрої керування і автоматики, вимірювальні прилади, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої.

Графічне зображення з'єднаних між собою апаратів і приладів, з яких комплектується електрична частина підстанцій, називається електричною схемою підстанції. Всі елементи схеми зображують умовними символами у відповідності з вимогами ЕСКД та державних стандартів.

Окрім основного обладнання, трансформаторів та комутаційних апаратів, на електричних схемах показують зазвичай і захист електроустановок від різного роду, контрольно-вимірювальні прилади, передбачені на окремих ах, прилади і пристрої телекерування, сигналізації тощо.

Поєднання усіх перерахованих елементів на одному кресленні можливе лише для підстанцій з небагато чисельним та нескладним обладнання більшості підстанцій виконання схем у такому вигляді викликає технічні труднощі через те, що у такому випадку схеми втрачають одну із своїх основних переваг – наочність. Тому у таких випадках розробляють схеми окремими частинами, відображуючи у кожній частині групу тих чи інших електричних з'єднань. Розрізняють два основних види схем електричних з'єднань: первинних (головних) кіл та вторинних кіл.

Основні вимоги до схем первинних кіл комутації полягають у наступному:

- схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з категоріями навантаження з урахуванням присутності або відсутності незалежних резервних джерел живлення;

- схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з його значенням для ділянки мережі, що розглядається;

- схема повинна бути простою, наочною, економічною і забезпечувати за рахунок засобів автоматики відновлення живлення споживачів у післяаварійній ситуації без втручання персоналу;

- схема повинна допускати поетапний розвиток РП з пер ход від етапу до іншого без значних робіт з реконструкції і перерв у живленні споживачів;

- схема повинна передбачати застосування уніфікованих конструктивних рішень, тобто застосування типових схем первинних кіл комутації;

- застосування найпростіших схем первинних кіл комутації і техніко-економічне обґрунтування прийнятого варіанту.

Після вибору типової схеми підстанції для конкретного об'єкта або прийняття схеми, що відрізняється від типової, уточненню підлягають:

- типи і технічні параметри трансформаторів, включаючи трансформатори власних потреб, вимикачів, відокремлювачів, запобіжників, а також типи, технічні характеристики і місця установки розрядників, трансформаторів струму і напруги та інших електричних апаратів;

- кількість повітряних і кабельних ліній;

- режими нейтралей усіх трансформаторів;

- доцільність використання високочастотного зв'язку; необхідність виконання пристроїв для плавлення ожеледі на проводах і тросах ПЛ;

- вимоги до релейного захисту і автоматики.

3.1 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунки струмів КЗ здійснюються для вибору або перевірки параметрів електроустаткування, апаратів, шин, кабелів, струмообмежувальних реакторів, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики. При цьому основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ для найбільш складного режиму роботи мережі. При цьому досить уміти визначати струм трифазного короткого замикання в місці пошкодження. При розрахунку визначають періодичну складову струму короткого замикання для найбільш важкого режиму роботи мережі. Розрахунок аперіодичної складової проводять приблизно, допускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в даній фазі [14].

Визначення періодичної складової струму трифазного КЗ

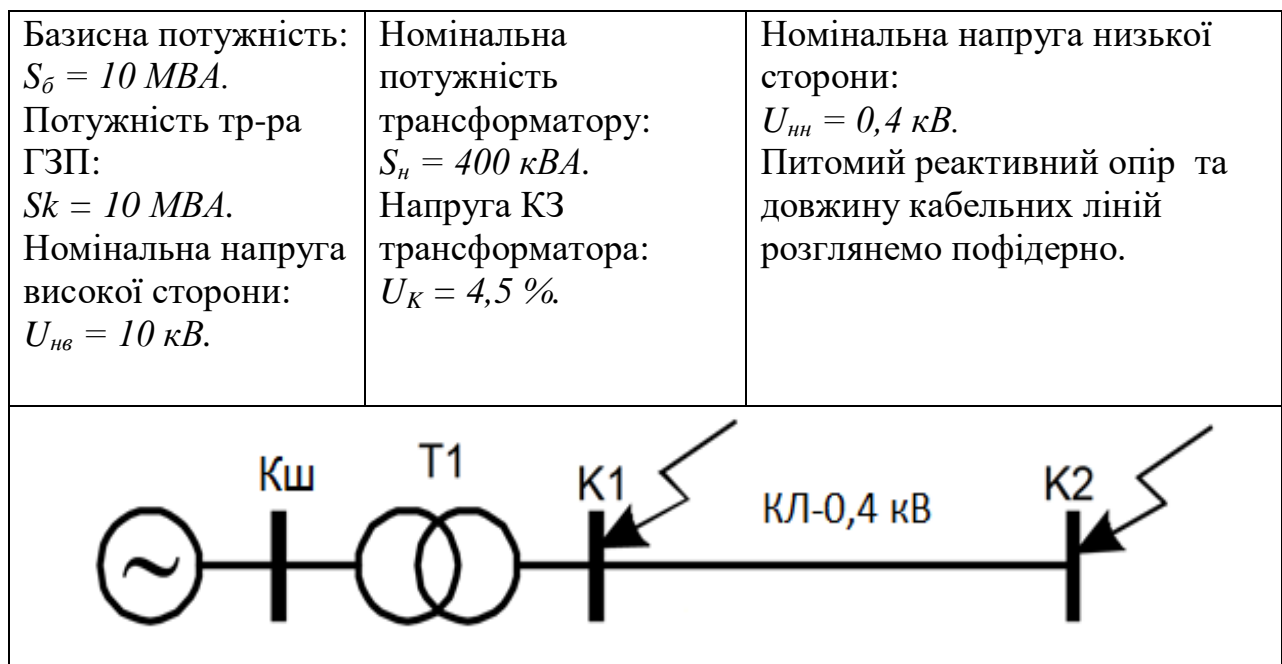


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема для визначення струмів КЗ для підстанції

Опір для ділянки шин високої сторони трансформаторної підстанції визначається формулою:

$$X_{Ш}^* = \frac{U_{k(\GammaЗП)} \times S_6}{100 \times S_{H(\GammaЗП)}} = \frac{10,5 \times 10}{100 \times 10} = 0,105. \quad (3.1)$$

Визначаємо струм КЗ на шинах РП – 10кВ, кА:

$$I_{КШ} = \frac{S_6}{U_{НВ} \times X_{Ш}^* \sqrt{3}} = \frac{10}{10 \times 0,105 \times \sqrt{3}} = 5,5. \quad (3.2)$$

Розраховуємо ударний струм КЗ на шинах РП – 10кВ, кА

$$i_y = \sqrt{2} \times k_{yШ} \times I_{КШ} = \sqrt{2} \times 1,6 \times 5,5 = 12,44. \quad (3.3)$$

Для розрахунку другої частини системи, складемо схему заміщення:

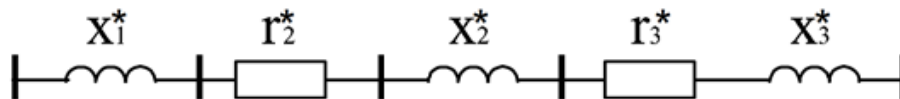


Рисунок 3.2 – Схема заміщення розрахункової схеми

Виконаємо розрахунок:

Опір ділянок визначаємо за формулами:

Опір ділянок визначаємо за формулами:

– для першої ділянки

$$x_1^* = \frac{S_6}{S_k} = \frac{10}{10} = 1. \quad (3.4)$$

– для другої ділянки

Визначаємо еквівалентний опір до точки К2, Ом

$$x_{e2\text{мін}}^* = \frac{Uk}{100} \times \frac{S_6}{S_H} = \frac{4,5}{100} \times \frac{10}{0,4} = 1,125. \quad (3.5)$$

$$r_{e2\text{мін}}^* = 0,197$$

$$z_{e2\text{мін}}^* = \sqrt{x^2 \times 2 + r^2 \times 2} = 1,142. \quad (3.6)$$

Розрахунок струму КЗ у точці К1 на вводі 10 кВ, А

$$I_{K1\text{мін}} = \frac{S_6}{U_H \times z_{e1} \times \sqrt{3}} = 506. \quad (3.7)$$

Струм КЗ у точці К1 на вводі 0,4 кВ, А

$$I_{K1\text{мак}} = 712 \text{ А}$$

– для розрахунку опору третьої ділянки необхідно визначити опори приєднаних КЛ.

Питомі активні і реактивні опори кабелів зведені до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Питомі опори кабелів

Марка кабелю	Активний питомий опір (r_0), Ом/км	Реактивний питомий опір, (x_0) Ом/км
АВБбШв 4х2,5	12,5	0,116
АВБбШв 4х10	3,12	0,099
АВБбШв 4х25	1,25	0,091
АВБбШв 4х50	0,625	0,085
АВБбШв 4х70	0,447	0,082
АВБбШв 4х120	0,261	0,080

Знаходимо питомі опори ділянок кабелів:

– Активні питомі опори

$$\begin{aligned} r_{3(\text{ТП-1})} &= r_{3(\text{ТП-3})} \times l_{(\text{ТП-3})} + r_{0(1-3)} \times l_{(1-3)} = \\ &= 0,261 \times 0,069 + 0,447 \times 0,085 = 0,056 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$r_{3(\text{ТП-2})} = r_{0(\text{ТП-2})} \times l_{(\text{ТП-2})} = 0,625 \times 0,11 = 0,069 \text{ Ом}$$

$$r_{3(\text{ТП-3})} = r_{0(\text{ТП-3})} \times l_{(\text{ТП-3})} = 0,261 \times 0,069 = 0,018 \text{ Ом}$$

$$r_{3(\text{ТП-4})} = r_{0(\text{ТП-4})} \times l_{(\text{ТП-4})} = 0,625 \times 0,034 = 0,021 \text{ Ом}$$

$$r_{3(\text{ТП-5})} = r_{0(\text{ТП-5})} \times l_{(\text{ТП-5})} = 3,12 \times 0,07 = 0,218 \text{ Ом}$$

$$r_{3(\text{ТП-6})} = r_{0(\text{ТП-6})} \times l_{(\text{ТП-6})} = 0,447 \times 0,134 = 0,060 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} r_{3(\text{ТП-7})} &= r_{0(\text{ТП-3})} \times l_{(\text{ТП-3})} + r_{0(1-3)} \times l_{(1-3)} = \\ &= 12,5 \times 0,065 + 0,261 \times 0,069 = 0,831 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$r_{3(\text{ТП-8})} = r_{0(\text{ТП-8})} \times l_{(\text{ТП-8})} = 3,12 \times 0,135 = 0,421 \text{ Ом}$$

$$r_{3(\text{ТП-9})} = r_{0(\text{ТП-9})} \times l_{(\text{ТП-9})} = 1,25 \times 0,141 = 0,176 \text{ Ом}$$

– Реактивні питомі опори

$$\begin{aligned} x_{3(\text{ТП-1})} &= x_{0(\text{ТП-3})} \times l_{(\text{ТП-3})} + x_{0(1-3)} \times l_{(1-3)} = \\ &= 0,08 \times 0,069 + 0,082 \times 0,085 = 0,012 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$x_{3(\text{ТП-2})} = x_{0(\text{ТП-2})} \times l_{(\text{ТП-2})} = 0,085 \times 0,11 = 0,009 \text{ Ом}$$

$$x_{3(\text{ТП-3})} = x_{0(\text{ТП-3})} \times l_{(\text{ТП-3})} = 0,08 \times 0,069 = 0,006 \text{ Ом}$$

$$x_{3(\text{ТП-4})} = x_{0(\text{ТП-4})} \times l_{(\text{ТП-4})} = 0,085 \times 0,034 = 0,003 \text{ Ом}$$

$$x_{3(\text{ТП-5})} = x_{0(\text{ТП-5})} \times l_{(\text{ТП-5})} = 0,099 \times 0,07 = 0,007 \text{ Ом}$$

$$x_{3(\text{ТП-6})} = x_{0(\text{ТП-6})} \times l_{(\text{ТП-6})} = 0,082 \times 0,134 = 0,011 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} x_{3(\text{ТП-7})} &= x_{0(\text{ТП-3})} \times l_{(\text{ТП-3})} + x_{0(1-3)} \times l_{(1-3)} = \\ &= 0,116 \times 0,065 + 0,08 \times 0,069 = 0,013 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$x_{3(\text{ТП-8})} = x_{0(\text{ТП-8})} \times l_{(\text{ТП-8})} = 0,099 \times 0,135 = 0,013 \text{ Ом}$$

$$x_{3(\text{ТП-9})} = x_{0(\text{ТП-9})} \times l_{(\text{ТП-9})} = 0,091 \times 0,141 = 0,013 \text{ Ом}$$

Приведемо значення опорів до умовних одиниць

– Активні опори

$$r_{3(\text{ТП-1})}^* = r_{3(\text{ТП-1})} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,056 \times 10}{0,4^2} = 3,50$$

$$r_{3(\text{ТП-2})}^* = r_{3(\text{ТП-2})} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,069 \times 10}{0,4^2} = 4,30$$

$$r_{3(\text{ТП-3})}^* = r_{3(\text{ТП-3})} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,018 \times 10}{0,4^2} = 1,13$$

$$r_{3(\text{ТП-4})}^* = r_{3(\text{ТП-4})} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,021 \times 10}{0,4^2} = 1,33$$

$$r_{3(\text{ТП-5})}^* = r_{3(\text{ТП-5})} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,218 \times 10}{0,4^2} = 13,65$$

$$r_{3(\text{ТП-6})}^* = r_{3(\text{ТП-6})} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,060 \times 10}{0,4^2} = 3,74$$

$$r_{3(\text{ТП-7})}^* = r_{3(\text{ТП-7})} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,831 \times 10}{0,4^2} = 51,91$$

$$r_{3(\text{ТП-8})}^* = r_{3(\text{ТП-8})} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,421 \times 10}{0,4^2} = 26,33$$

$$r_{3 \text{ (ТП-9)}}^* = r_{3 \text{ (ТП-9)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,176 \times 10}{0,4^2} = 11,02$$

– Реактивні опори

$$x_{3 \text{ (ТП-1)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-1)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,012 \times 10}{0,4^2} = 0,78$$

$$x_{3 \text{ (ТП-2)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-2)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,009 \times 10}{0,4^2} = 0,58$$

$$x_{3 \text{ (ТП-3)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-3)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,006 \times 10}{0,4^2} = 0,35$$

$$x_{3 \text{ (ТП-4)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-4)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,003 \times 10}{0,4^2} = 0,18$$

$$x_{3 \text{ (ТП-5)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-5)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,007 \times 10}{0,4^2} = 0,43$$

$$x_{3 \text{ (ТП-6)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-6)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,011 \times 10}{0,4^2} = 0,69$$

$$x_{3 \text{ (ТП-7)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-7)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,013 \times 10}{0,4^2} = 0,82$$

$$x_{3 \text{ (ТП-8)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-8)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,013 \times 10}{0,4^2} = 0,84$$

$$x_{3 \text{ (ТП-9)}}^* = x_{3 \text{ (ТП-9)}} \times \frac{S_6}{U_H^2} = \frac{0,013 \times 10}{0,4^2} = 0,80$$

Визначаємо еквівалентний опір до точки К2, Ом

$$\begin{aligned} r_{e2}^* &= r_{e3}^* \\ x_{e2}^* &= x_1^* + x_2^* + x_3^* \\ z_{e2}^* &= \sqrt{(x_{e2}^{*2} + r_{e2}^{*2})} \end{aligned}$$

Результати розрахунку еквівалентних опорів до точки К2 зводимо до таблиці 3.2:

Постійна часу ланцюга КЗ (T_a), на ділянках визначається за формулою:

$$T_a = \frac{x_{e2}}{314 \times r_{e2}}, \quad (3.8)$$

Визначаємо постійну часу для ділянки ТП-1, с:

$$T_{a(\text{ТП-1})} = \frac{2,91}{314 \times 3,5} = 0,0026$$

Для інших ділянок виконуємо аналогічний розрахунок постійної часу ланцюга КЗ, результати зводимо в зведену таблицю 3.2.

Розрахунок ударного коефіцієнту КЗ у точці К2, k_{y2} :

$$k_{y2} = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (3.9)$$

Визначаємо ударний коефіцієнт у точці К2 для ділянки ТП-1:

$$k_{y2(\text{ТП-1})} = 1 + e^{-0,01/0,0026} = 1,023$$

Для інших ділянок виконуємо аналогічний розрахунок ударного коефіцієнту КЗ, результати зводимо в зведену таблицю 3.2.

Розрахунок струму КЗ у точці К2 виконуємо за формулою:

$$I_{k2} = \frac{S_6}{U_H \times z_{e2} \times \sqrt{3}}, \quad (3.10)$$

Визначаємо струм КЗ для ділянки ТП-1, кА:

$$I_{k2(\text{ТП-1})} = \frac{10}{0,4 \times 4,55 \times \sqrt{3}} = 3,18$$

Для інших ділянок виконуємо аналогічний розрахунок струму КЗ, результати зводимо в зведену таблицю 3.2.

Ударний струму КЗ у точці К2 визначається формулою:

$$i_y = k_{y2} \times I_{k2} \times \sqrt{2}, \quad (3.11)$$

Виконаємо розрахунок ударного струму КЗ в точці К2 для ТП-1, кА:

$$i_{y(\text{ТП-1})} = 1,023 \times 3,18 \times \sqrt{2} = 4,59$$

Для інших ділянок виконуємо аналогічний розрахунок ударного струму КЗ, результати зводимо в зведену таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Зведена таблиця розрахунку струмів КЗ

Назва ділянки	r_{e2}^*	x_{e2}^*	z_{e2}^*	T_a, c	k_{y2}	I_{K2}	i_y
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	3,50	2,91	4,55	0,0026	1,023	3,18	4,59
ТП-2	4,30	2,71	5,08	0,0020	1,007	2,84	4,05
ТП-3	1,13	2,47	2,71	0,0070	1,239	5,32	9,33
ТП-4	1,33	2,31	2,66	0,0055	1,164	5,43	8,94
ТП-5	13,65	2,56	13,89	0,0006	1,000	1,04	1,47
ТП-6	3,74	2,81	4,68	0,0024	1,015	3,09	4,43
ТП-7	51,91	2,94	51,99	0,0002	1,000	0,28	0,39
ТП-8	26,33	2,96	26,49	0,0004	1,000	0,55	0,77
ТП-9	11,02	2,93	11,40	0,0008	1,000	1,27	1,79

3.2 Вибір обладнання РП-10 кВ

Для релейного захисту, автоматики та вакуумних вимикачів проєктованої ТП 10/0,4 кВ мікрорайону було обрано трансформатор власних потреб ОЛСП-1,25/10-У3, його характеристики приведені нижче:

– Номінальна потужність, кВА

$$S_{нТВП} = 1,25.$$

– Номінальна напруга первинної обмотки, кВ

$$U_{нВНмен} = 10,5.$$

– Номінальна напруга вторинних обмоток, В

$$U_{нННмен}:$$

a1 – x = 100; a2 – x = 209; a3 – x = 220; a4 – x = 231 .

Опір резистора в складі запобіжного захисного пристрою, Ом

$$R_{зан} = 13$$

Номинальна потужність резистора, Вт

$$P_{рез.з.} = 0,25$$

Зовнішній вигляд обраного трансформатора власних потреб приведений на рисунку 3.3.



Рисунок 3.3 – Трансформатор типу ОЛСП-1,25/10-У3

Вибір ввідного вимикача в РП-10 кВ

Для захисту від КЗ вибираємо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-20/630, $I_n = 630$ А, $U_n = 10$ кВ, $I_k = 20$ кА [15],.

Визначаємо робочий струм ТП, А:

$$I_{рТП} = \frac{S_{HT1} + S_{HT2}}{U_{НВ}\sqrt{3}} = \frac{400 + 400}{1,73 \times 10} = 46,24, \quad (3.12)$$

$$I_{рТП} \leq I_n,$$

$$46,24 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$$

Виконаємо перевірку обраного вимикача на електродинамічну та термічну стійкість [13]:

$$i_y = 12,44 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

$$W_k = I_T^2 \times t_{\text{відкл}} = 5,52^2 \times 0,2 = 6,05 \text{ кА}^2\text{с} \leq I_T^2 \times t_T = 80 \text{ кА}^2\text{с}$$

Обраний вимикач задовольняє всі умови. Зовнішній вигляд обраного вимикача приведений на рисунку 4.2.



Рисунок 3.4 – Вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-20/630

Вибір роз'єднувачів в РП-10 кВ

На вводі в ТП від кабельної лінії і після вимикача у якості шинного роз'єднувача, обираємо лінійний роз'єднувач РВЗ-10/630-ІІ УЗ $I_n = 630 \text{ А}$, $U_n = 10 \text{ кВ}$ [20]

Перевірка роз'єднувачів за наступними умовами:

– по номінальній напрузі:

$$U_{\text{уст}} \leq U_n,$$

де $U_{\text{уст}}$ – номінальна напруга електроустановки де передбачається установка комутаційного апарату, кВ;

U_n – номінальна напруга комутаційного апарату, кВ,

$$10 \leq 10$$

– по робочому струму:

$$I_{p.max} \leq I_H,$$

де $I_{p.max}$ – максимальний струм, який може протікати через комутаційний апарат в нормальному режимі роботи, А;

I_H – номінальний струм комутаційного апарату, А;

$$46,24 \leq 630$$

– по електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{дин},$$

де i_y – розрахунковий ударний струм при трифазному КЗ, кА;

$i_{дин.}$ – струм динамічної стійкості комутаційного апарату (граничний наскрізний струм КЗ згідно паспортних даних на комутаційний апарат), кА;

$$12,44 \leq 50$$

– по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_T^2 \times t_T \text{ або } B_k \leq B_T.$$

$$6,05 \text{ кА}^2\text{с} \leq 80 \text{ кА}^2\text{с}$$

Обрані роз'єднувачі задовольняють всі вимоги. Зовнішній вигляд обраних роз'єднувачів приведений на рисунку 4.3.

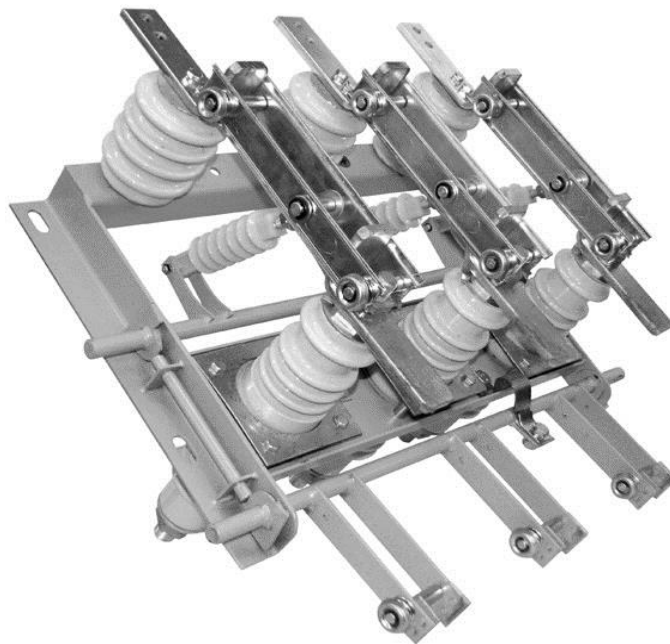


Рисунок 3.5 – Роз'єднувач типу PB3-10/630-II У3

Вибір вимикача навантаження в РП-10 кВ

Для комірок «Т-1», «Т-2» та комірки «ТВП» РП-10 кВ було обрано вимикачі навантаження типу ВНА-10/630-20, $I_n = 630$ А, $U_n = 10$ кВ, $I_T = 20$ кА, $I_d = 50$ кА [21].

Перевірка роз'єднувачів за наступними умовами:

– по номінальній напрузі:

$$U_{уст} \leq U_n,$$

$$10\text{кВ} \leq 10\text{кВ}$$

– по робочому струму:

$$I_{p.max} \leq I_n,$$

$$46,24 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$$

– по електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{дин},$$

$$12,44 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}$$

– по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_T^2 \times t_T \text{ або } B_k \leq B_T.$$

$$6,05 \text{ кА}^2\text{с} \leq 80 \text{ кА}^2\text{с}$$

Окремо слід обрати номінальний струм запобіжників вимикачів навантаження.

Запобіжники обирають за наступними умовами:

– по номінальній напрузі:

$$U_{уст} \leq U_n,$$

$$10\text{кВ} \leq 10\text{кВ}$$

– за номінальним струмом:

Для захисту трансформаторів у проектованій трансформаторній підстанції, номінальний струм плавких вставок запобіжників ($I_{ном.пл.}$) обирається за умовою налагодження від струму намагнічування трансформатору:

$$I_{\text{нам.т.}} < I_{\text{ном.пл.}},$$

де $I_{\text{нам.т.}}$ – струм намагнічування силових трансформаторів та трансформатора власних потреб, $I_{\text{нам.т.}} = (1..3)I_{\text{ном.т.}}$, $I_{\text{нам.Т-1}} = I_{\text{нам.Т-1}} = 48,86 \text{ А}$, $I_{\text{нам.ТВП}} = 0,25 \text{ А}$.

Для приєднання Т-1, Т-2 $I_{\text{ном.пл.}}$ обирається 80 А;

Для приєднання ТВП $I_{\text{ном.пл.}}$ обирається 2 А.

Для забезпечення селективності із захистом в точці приєднання проектованої ТП при струмі спрацювання захисту в незалежній ділянці характеристики реле РТВ-1

$$1,6I_{\text{с.з.}} = 1,6 \times 750 = 1200 \text{ А} \quad (3.13)$$

Час перегорання запобіжника повинен відповідати умовам селективності і бути менше часу спрацювання захисту:

$$t_{\text{пер}} < \frac{t_{\text{с.з.}}}{k_3}$$

$$k_3 = k_{\text{н}} \Delta t_3 \Delta t_{\text{п}}, \quad (3.14)$$

де $t_{\text{с.з.}}$ – час спрацювання захисту, $t_{\text{с.з.}} = 0,5 \text{ с}$;

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності $k_{\text{н}} = 1,5$;

Δt_3 – розкид за часом перегорання плавкої вставки, $\Delta t_3 = 1,2$;

$\Delta t_{\text{п}}$ – розкид за часом спрацювання захисту, $\Delta t_{\text{п}} = 1,1$.

$$k_3 = 1,5 \times 1,2 \times 1,1 = 1,98$$

Для ПКТ-101-10-2-31,5У3 $I_{\text{н}}=2\text{А}$, $U_{\text{н}}=10\text{кВ}$, $I_{\text{відкл}}=31,5\text{кА}$ [22]

$$t_{\text{пер}(2\text{А})} < \frac{0,5}{1,98}$$

$$0,04 \text{ с} < 0,25 \text{ с}$$

Умова виконується.

Для ПКТ-101-10-80-31,5У3 $I_{\text{н}}=80\text{А}$, $U_{\text{н}}=10\text{кВ}$, $I_{\text{відкл}}=31,5\text{кА}$ [22]

$$t_{\text{пер}(80\text{А})} < 0,5/1,98$$

$$0,1 \text{ с} < 0,25 \text{ с}$$

Умова виконується.

Номінальний струм відключення обирається за умовою налагодження від максимального ударного струму:

$$I_y \leq I_{відк.мах}$$

$$12,44 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

Обрані вимикачі навантаження задовольняють всі вимоги. Зовнішній вигляд обраних вимикачів навантаження приведений на рисунку 3.4.

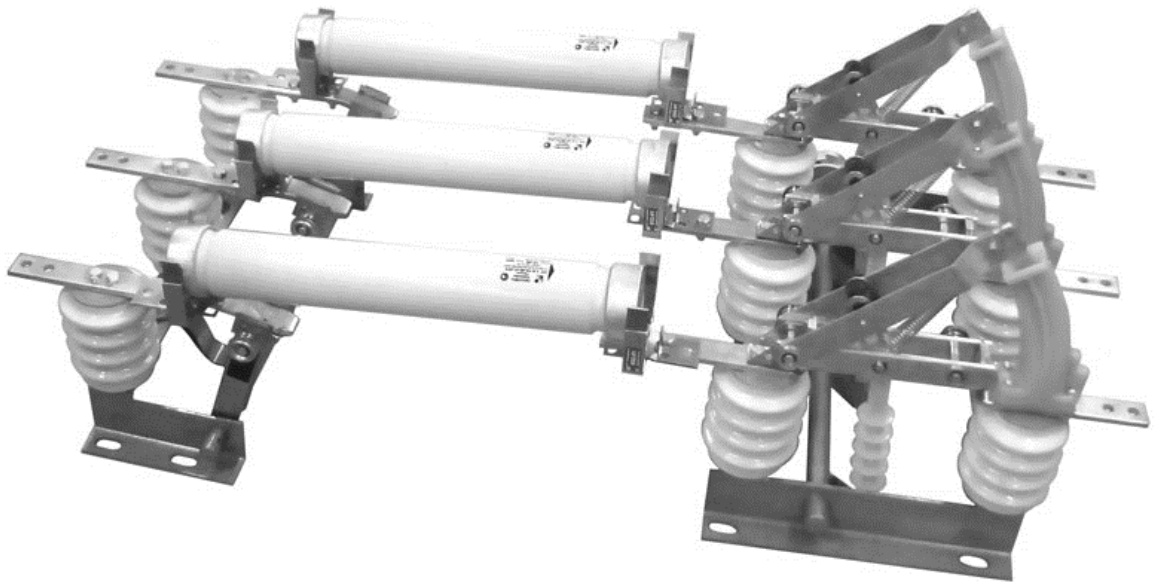


Рисунок 3.6 – Вимикач навантаження типу ВНА-10/630-20.

Вибір ТС на вводі 10 кВ для захисту проектованої ТП

Для контролю за режимом роботи електроприймачів використовуються контрольно-вимірювальні прилади, що приєднуються до ланцюгів високої напруги через трансформатори струму.

Трансформатори струму вибирають за номінальною напругою, номінальним первинним струмом, номінальним вторинним струмом, класом точності, номінальною потужністю вторинного кола, конструкцією, родом установки. В режимі короткого замикання необхідно перевіряти трансформатор струму на динамічну і термічну стійкість.

Трансформатори струму, призначені для релейного захисту додатково перевіряють на 10% похибку.

Трансформатори струму обираються відповідно до величини номінальної напруги:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}},$$

Номінальний струм трансформаторів струму ТПЛУ-10, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$.

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

Наступною умовою вибору трансформатора струму є потужність вторинної обмотки:

$$S_{2н} \geq S_{2р},$$

де $S_{2н}$ – номінальна потужність трансформатора струму, ВА;

$S_{2р}$ – розрахункова потужність вторинного кола трансформатора, ВА.

$$S_{2р} = \sum S_{\text{прил}} + I_{2н}^2 \times R_{\text{пров}} + I_{2н}^2 \times R_{\text{к}}, \quad (3.15)$$

де $\sum S_{\text{прил}}$ – сумарна потужність усіх приладів, підключених до трансформатора струму, ВА

$I_{2н}$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А;

$R_{\text{пров}}$ – активний опір з'єднувальних проводів, Ом;

$R_{\text{к}}$ – активний опір контактів, $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$.

Розрахунок допустимого опору з'єднувальних проводів можна розраховується за наступною формулою, якщо припустити що розрахункова потужність $S_{р}$ дорівнює номінальній вторинній потужності $S_{2н}$ трансформатора струму:

$$R_{\text{д.пров}} = \frac{S_{2н} - (\sum_{i=1}^n S_{\text{прил}} + I_{2н}^2)}{I_{2н}^2} = Z_{2н} - \left(\sum_{i=1}^n Z_{\text{прил}} + R_{\text{к}} \right), \quad (3.16)$$

де $Z_{2н}$ – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

$\sum_{i=1}^n Z_{\text{прил}}$ – сумарний повний опір підключених до трансформатора приладів, Ом.

$$Z_{\text{прил.}} = 1,5/25 = 0,06 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{д.пров}} = 0,6 - 0,06 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом}$$

Мінімально допустимий переріз з'єднувальних проводів визначимо за формулою:

$$F_{\text{д.пров}} = \frac{\rho \times l \times k_{\text{сх}}}{R_{\text{д.пров}}}, \quad (3.17)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводів, Ом*мм²/м;

l – довжина з'єднувальних проводів в один кінець (від ТС до вимірювального приладу), м;

$k_{\text{сх}}$ – коефіцієнт, що залежить від схеми включення вимірювальних приладів або реле, для неповної зірки $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

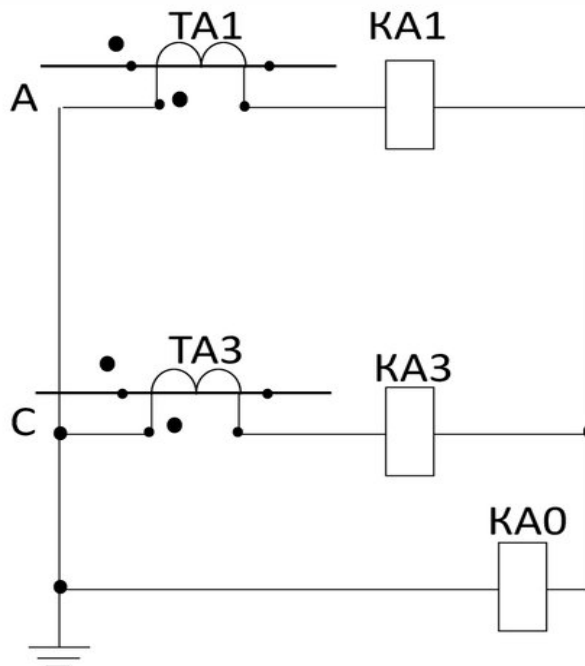


Рисунок 3.7 – Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму неповна зірка.

$$F_{\text{д.пров}} = \frac{0,01707 \times 10 \times 1,73}{0,44} = 0,67 \text{ мм}^2$$

Згідно ПУЕ [13] приймаємо мідні провідники перерізом 2,5 мм².

$$2,5 \geq 0,67$$

Умова вибору проводів виконується.

Для забезпечення необхідного класу точності з похибкою не більше 10% для надійного спрацювання струмової відсічки в кінці зони захисту виконується розрахунок номінального первинного струму ТС:

$$I_{п.н.} = \frac{1,1 \times I_{с.з.}}{ALF}, \quad (3.18)$$

де ALF – номінальний коефіцієнт граничної точності, ALF = 13 [23].

$$I_{п.н.} = \frac{1,1 \times 975}{13} = 82,5$$

Вибираємо номінальний первинний струм ТС = 150 А.

Перевірка трансформатора струму на динамічну і термічну стійкість виконується з урахуванням струму динамічної стійкості k_d і односекундного струму термічної стійкості k_t .

Виконуємо перевірку:

– по електродинамічній стійкості:

$$i_{уд} \leq i_{\max},$$

$$12,44 \text{ кА} \leq 36 \text{ кА}$$

– по термічній стійкості:

$$B_k \leq B_T.$$

$$6,05 \text{ кА}^2\text{с} \leq 14,4 \text{ кА}^2\text{с}$$

Обраний трансформатор ТПЛУ-10-150/5А

$$I_{ном1} = 150 \text{ А}, I_{ном2} = 5 \text{ А};$$

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}, U_{ном.мах} = 12 \text{ кВ};$$

$$B_T = 14,4 \text{ кА}, i_{\max} = 36 \text{ кА},$$

$S_{ном10P} = 15 \text{ ВА}$, клас точності вторинної обмотки захисту – 10%, задовольняє всі умови [23]. Зовнішній вигляд обраного ТС приведений на рисунку 4.6.



Рисунок 3.8 – Трансформатор струму ТПЛУ-10-150/5А

3.3 Розрахунок уставок МСЗ на стороні 10 кВ

При виникненні короткого замикання в електричній системі в більшості випадків зростає струм до величини, що значно перевершує максимальний робочий струм. Захист, що реагує на це зростання, називається струмовою. Струмові захисту є найбільш простими і дешевими. Тому вони широко застосовуються в мережах до 35 кВ включно [18].

При пошкодженні на одній з ділянок мережі струм ушкодження проходить через все реле. Якщо струм короткого замикання більше струму спрацьовування захистів, ці захисту придуть в дію. Однак, за умовою селективності, спрацювати і відключити вимикач повинна тільки одна максимальний струмовий захист – найближча до місця пошкодження.

Селективне відстроювання захистів за часом передбачає створення в захистів витримок часу, тим більших, чим ближче розташовані захисти до джерела живлення. Час спрацювання захисту а розрахунковій ділянці визначається ідно ступінчастого принципу.

Вибір струму МСЗ,

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_H \times K_{сзп} \times I_{роб.мах}}{K_{вз}}, \quad (3.19)$$

де K_H – коефіцієнт надійності, $K_H = 1,2$;

$K_{сзп}$ – коефіцієнт самозапуску, $K_{сзп} = 2$;

$K_{вз}$ – коефіцієнт повернення реле, $K_{вз} = 0,9$;

$I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм проектованої ТП,

$$\begin{aligned} I_{роб.мах} &= I_{роб.махТ1} + I_{роб.махТ2} + I_{роб.махТВП} = \\ &= 25 + 25 + 0,2 = 50,2 \text{ А.} \end{aligned}$$

Виконаємо налагоджування від струму розрахункового навантаження:

$$I_{с.з.} \geq 50,2 \times 1,2 \times 2 / 0,85 = 142 \text{ А}$$

Розрахункова уставка $I_{с.з.} \geq 142 \text{ А}$

Для забезпечення коефіцієнта чутливості $K_{ч.осн} = 1,5$, захисту в точці К1 схеми заміщення .

$$I_{с.з.} \leq \frac{I_{К2}}{1,5} = \frac{506}{1,5} = 337 \text{ А}$$

Струм МСЗ повинен відповідати вимогам:

$$142 \text{ А} \leq I_{с.з.} \leq 337 \text{ А}$$

На підставі виконаних розрахунків обрано $I_{с.з.} = 150 \text{ А}$

Для захисту використовується багатофункціональне реле РС-80-М2М-8.

Уставка витримки часу по умові налагодження від струму намагнічування трансформатора $T_{с.з.} = 0,5 \text{ с}$.

3.4 Розрахунок уставок струмової відсічки на стороні 10 кВ

Струмова відсічка без витримки часу відстроюється за струмом від коротких замикань на суміжних приєднаннях: лініях, трансформаторах. Селективність дії захисту досягається шляхом обмеження зони її дії.

Визначення струмів КЗ при ушкодженні в кінці лінії, що захищається, виконується для роботи системи в максимальному режимі, при якому електричний опір системи є мінімальним [18].

При умові налагодження від максимального струму трифазних на шинах 0,4 кВ, струм спрацювання струмової відсічки визначається за формулою [19]:

$$I_{\text{с.з.в.}} \geq K_n \times I_{\text{к1max}},$$

де K_n – коефіцієнт надійності, $K_n = 1,3$.

$$I_{\text{с.з.в.}} \geq 1,3 \times 712 = 925 \text{ А}$$

Налагодження струму струмової відсічки від струму намагнічування трансформатора:

$$I_{\text{с.з.в.}} \geq 5 \times I_{\text{роб.мах}},$$

$$I_{\text{с.з.в.}} \geq 5 \times 50,2 \times 2 = 502 \text{ А}$$

Для захисту використовується багатофункціональне реле РС-80-М2М-8 Обрано уставку $I_{\text{с.з.в.}} = 975 \text{ А}$. Уставка витримки часу обрана $t_{\text{с.з.в.}} = 70 \text{ мс}$.

3.5 Вибір основного обладнання РП-0,4 кВ

Вибір автоматичних вимикачів

Під час проектування сучасних підстанцій для комутації у мережах 0,4 кВ використовують автоматичні вимикачі. Автоматичний вимикач призначений для пропускання струму в нормальному режимі та вимикання

струму у випадку аварійних і ненормальних режимів роботи електроустановок (коротких замикань, перевантажень). [19]

При наявності у автоматичних вимикачах додаткових пристроїв вони можуть вимикати електроустановки при надмірному зниженні напруги, появі струму в нульовому проводі, керувати сигнальними пристроями та забезпечувати блокування в колах керування. Використання додаткових «приставок» дозволяє реалізувати дистанційне керування автоматичним вимикачем.

Виконаємо розрахунок автоматичного вимикача для фідеру №1.

Вибір автоматичного вимикача виконується за наступними вимогами:

– за номінальною напругою, кВ:

$$U_{роб} \leq U_{ном},$$

$$0,4 \leq 0,69.$$

– за номінальним струмом, А:

$$I_{ном.ав} \geq I_{роб.ф},$$

де $I_{ном.ав}$ – номінальний струм автоматичного вимикача, А;

$I_{роб.ф}$ – робочий струм фідеру, А.

$$250 \geq 204,1$$

– за конструктивним виконанням автоматичний вимикач обирається для кріплення на панель щита у комірці фідеру РП-0,4 кВ.

– за максимальним струмом комутаційної здатності:

$$I_{кз} \leq I_{відкл},$$

де $I_{кз}$ – струм розрахункового короткого замикання у точці, кА;

$I_{відкл}$ – струм максимальної комутаційної здатності автоматичного вимикача, кА.

$$9,33 \leq 36,$$

– перевірка на термічну стійкість, $кА^2с$:

$$B_k \leq B_T.$$

$$8,7 \text{ кА}^2 \times c \leq 50 \text{ кА}^2c$$

– перевірка на чутливість спрацювання розчеплювача:

Мінімальний струм КЗ у найвіддаленішій точці мережі повинен бути більшим за номінальний струм автоматичного вимикача не менш ніж в 3рази:

$$I_{\text{кз.мін}} \geq 3 \times I_{\text{ном.ав}}$$

$$3180 \text{ A} \geq 750 \text{ A.}$$

Для захисту кабельної лінії фідер №1, обрано автоматичний вимикач типу АВВ ХТ4N $I_{\text{ном}} = 250 \text{ A}$, $U_{\text{ном}} = 600 \text{ В}$ [24] з вбудованими тепловим та електромагнітним захистами. Для інших фідерів обрані вимикачі та їх параметри зведені до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри обраних автоматичних вимикачів

Фідер	Тип автоматичного вимикача	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{відкл}}, \text{кА}$	$B_T, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
1	АВВ ХТ4N	600	250	36	50
2	АВВ ХТ3N	600	160	36	50
3	АВВ ХТ3N	600	160	36	50
4	АВВ ХТ1N	600	50	36	50
5	АВВ ХТ1N	600	25	36	50
6	АВВ ХТ3N	600	160	36	50
7	АВВ ХТ1N	600	50	36	50

Зовнішній вигляд автоматичних вимикачів приведений на рисунку 3.9.



Рисунок 3.9 – Автоматичний вимикач серії АВВ–ХТ

Вибір секційного вимикача та ввідних вимикачів на секцію.

Підчас вибору секційного та ввідних автоматичних вимикачів, для забезпечення селективної дії послідовно встановлених автоматів їх захисні характеристики не повинні пересікатися. Причому, уставка струму спрацювання у головного автомата SF1 повинна бути більшою ніж у лінійних автоматів SF2 (рисунок 3.10).

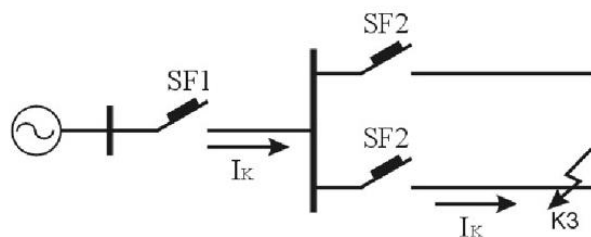


Рисунок 3.10 – Схема ступенів селективності автоматичних вимикачів

При перевірці селективності треба враховувати, що час спрацювання автоматів однієї марки має деяку розбіжність, котру слід враховувати. Розбіжність спрацювання вимикачів приймають рівною $\pm 20\%$. За такою умовою за будь-якого значення струму перевантаження або струму КЗ селективність забезпечується за умови:

$$0,8 \times t_{\text{спр.}SF1} \geq 1,2 \times t_{\text{спр.}SF2}, \quad (3.20)$$

Для забезпечення селективності у якості ввідного та секційного вимикача обрані автоматичні вимикачі фірми АВВ серії Еmax 2, викатного типу.

Перевірка за робочою напругою вимикачів серії Еmax 2 Екір N-LS/I ХТ2

$$U_{\text{ном}} = 600 \text{ В} \geq U_{\text{роб}} = 400 \text{ В}$$

Перевірка номінального струму вимикачів:

У випадку секціонування під час аварійних режимів роботи ТП максимальний робочий струм секційного вимикача ($I_{\text{макс.сек}}$) приймається рівним максимальному струму обмотки НН силового трансформатора ($I_{\text{макс.Т}}$):

$$I_{\text{макс.сек}} = I_{\text{макс.Т}} = 578 \text{ А}$$

Приймаємо номінальний струм секційного вимикача $I_{\text{ном.сек}} = 800 \text{ А}$.

Максимальний робочий струм ввідного вимикача ($I_{\text{макс.вв}}$) на секцію приймається відповідно до аварійних режимів роботи за умови живлення з увімкненим секційним вимикачем від одного трансформатора [14]:

$$I_{\text{макс.вв}} = 2 \times I_{\text{макс.Т}} = 578 \times 2 = 1156 \text{ А} \quad (3.21)$$

Приймаємо номінальний струм ввідного вимикача на секцію $I_{\text{ном.вв}} = 1250 \text{ А}$.

Виконуємо перевірку обраних вимикачів за здатністю до вимикання струмів КЗ:

$$I_{\text{відкл}} = 50 \text{ кА} \geq I_{\text{б.кз.ш}} = 46 \text{ кА}$$

Селективність спрацювання ввідного та секційного вимикачів налаштовуються за рахунок вбудованого електронного розчеплювача Екір N-LS/I ХТ2, електронний розчеплювач для захисту нейтралі, із захистом від перевантаження «L», з вибором або захисної функції «S» від короткого замикання з короткочасної затримкою спрацьовування (селективний захист), або функції «I» з миттєвим спрацьовуванням. Електронний є окремою частиною для автоматичного вимикача «ХТ2». Також даний вид розчеплювач маж можливість точної відбудови за допомогою панелі на

передній стороні вимикача. Зовнішній вигляд автоматичного вимикача приведений на рисунку 3.11.



Рисунок 3.11 – Автоматичний вимикач серії Emox 2 Екір N-LS/I XT2

Вибір вимірювальних ТС

При створенні системи АСКОЕ з використанням ТС виконуються наступні вимоги:

- для обліку приймаються ТС класу точності обмотки обліку 0,5S.
- навантаження обмотки вимірювання, до якої підключені лічильники, не повинно бути більш номінального навантаження ТС.
- до встановлення приймаються ТС, які внесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки і мають свідоцтва про повірку.
- ТС, які використовуються для розрахункового комерційного обліку, повинні мати коефіцієнти трансформації, які відповідають значенням робочих струмів приєднання: не більше 40% від максимального навантаження і не менше 1% від номінального струму ТС.

– повинна бути виключена можливість несанкціонованого доступу до ланцюгів комерційного обліку.

Для мереж 0,4 кВ значення номінальної напруги ТС ($U_{ном}$) обирається рівним 0,66 кВ,

$$U_{роб} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 0,66 \text{ кВ.}$$

Номінальний струм первинної обмотки ($I_{ном1}$) ТС вибирається відповідно до величини робочого навантаження.

Розрахунок значення номінального струму для фідери №1:

$$I_{ном1ф} \geq I_{роб.ф},$$

де $I_{роб.ф}$ – робочий струм фідери, А.

$$I_{роб.ф1} = 204,1 \text{ А.}$$

Обрано найближчий більший номінал ТС 300/5 А.

Виконаємо перевірку обраного ТС:

– за величиною завантаження первинної обмотки:

$$0,6 I_{ном1} < I_{роб.ф1} > 0,01 I_{ном1},$$

де $I_{ном1}$ – номінальний струм первинної обмотки ТС, А.

$$0,6 \times 300 = 180 < 204,1 > 0,01 \times 300 = 3.$$

– за величиною завантаження вторинної обмотки:

$$S_{2н} \geq S_{2р},$$

$$S_{2нр} = \sum S_{ліч} + I_{2н}^2 \times R_{пров} + I_{2н}^2 \times R_{к}, \quad (3.22)$$

де $\sum S_{ліч}$ – потужність лічильників, підключених до трансформатора струму, ВА.

Опір з'єднувальних проводів розраховується за формулою:

$$R_{дпров} = \frac{S_{2н} - (\sum_{i=1}^n S_{ліч} + I_{2н}^2)}{I_{2н}^2} = Z_{2н} - \left(\sum_{i=1}^n Z_{ліч} + R_{к} \right), \quad (3.23)$$

де $Z_{2н}$ – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

$\sum_{i=1}^n Z_{\text{прил}}$ – сумарний повний опір підключених до трансформатора лічильників, Ом;

R_k – опір контактних з'єднань, $R_k = 0,1$ Ом.

$$Z_{\text{ліч}} = \frac{0,05}{25} = 0,002 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{д.пров}} = 0,4 - 0,002 - 0,1 = 0,298 \text{ Ом}$$

Розрахунок мінімально допустимого перерізу з'єднувальних проводів визначаються за формулою:

$$F_{\text{д.пров}} = \frac{\rho \times l \times k_{cx}}{R_{\text{д.пров}}}, \quad (3.24)$$

де k_{cx} – коефіцієнт, що залежить від схеми включення вимірювальних приладів, для повної зірки $k_{cx} = 1$.

$$F_{\text{д.пров}} = \frac{0,01707 \times 15 \times 1}{0,298} = 0,86 \text{ мм}^2.$$

Згідно ПУЕ [13] приймаємо мідні провідники перерізом $2,5 \text{ мм}^2$.

$$2,5 \geq 0,86$$

– за електродинамічною стійкістю:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}},$$

$$9,53 \text{ кА} \leq 48 \text{ кА}$$

– за термічній стійкості:

$$B_k = 8,7 \text{ кА}^2\text{с} \leq B_T = 19,2 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Умови вибору ТС Фідеру №1 для Т-0,66А-0,5с-300/5 УЗ [25] виконуються. Результати вибору ТС інших фідерів заведені до таблиці 3.4.

Зовнішній вигляд обраних ТС приведений на рисунку 3.11.

Обрані облікові ТС мають заводські місця під опломбування для виключення можливості несанкціонованої зміни схеми підключення вторинних кіл.

Для підключення облікових лічильників до ТС використовуються перехідні клемні колодки типу НІК-КП25, котрі встановлюються на лицьовій стороні дверцят розподільчих панелей, та мають заводські місця під

опломбування для виключення можливості несанкціонованого відключення лічильника або зміни комутації вторинних кіл.

Таблиця 3.4 – Типи та параметри обраних ТС

<i>Фідер</i>	<i>I_{роб.ф.}</i> <i>A</i>	<i>Тип ТС</i>	<i>I_{ном1.}</i> <i>A</i>	<i>U_{ном.}</i> <i>кВ</i>	<i>F_{пров.}</i> <i>мм²</i>	<i>l_{пров.}</i> <i>м</i>	<i>i_{уд.}</i> <i>кА</i>	<i>i_{мах.}</i> <i>кА</i>	<i>B_{к.}</i> <i>кА²*с</i>	<i>B_{т.}</i> <i>кА²*с</i>
1	204,1	T-0,66A-300/5-0,5S	300	0,66	2,5	3	9,33	48	8,70	19,2
2	134,0	T-0,66A-150/5-0,5S	150	0,66	2,5	3	4,05	24	1,64	9,6
3	134,0	T-0,66A-150/5-0,5S	150	0,66	2,5	3	8,94	24	7,99	9,6
4	34,7	T-0,66A-50/5-0,5S	50	0,66	2,5	3	1,47	8	0,22	3,2
5	18,2	T-0,66A-30/5-0,5S	30	0,66	2,5	3	0,77	4,8	0,06	1,92
6	130,1	T-0,66A-150/5-0,5S	150	0,66	2,5	3	4,43	24	1,96	9,6
7	36,1	T-0,66A-50/5-0,5S	50	0,66	2,5	3	1,79	8	0,32	3,2



Рисунок 3.11 – Трансформатори струму типу Т-0,66А

Обрані ТС занесені до Державного реєстру, мають міжповірочний інтервал 16 років, відповідають вимогам вибору ТС і можуть бути прийняті для розрахункового комерційного обліку у системі АСКОЕ.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР СИСТЕМИ АСКОВЕ ТА ЇЇ СКЛАДОВИХ

4.1 Основні вимоги до ЗВТ

Комерційний облік на електростанції організовується в такий спосіб, щоб забезпечити роздільне визначення обсягів виробленої, відібраної (спожитої) на власні та господарські потреби та відпущеної електричної енергії в мережу кожним блоком та електростанцією в цілому [26].

Мінімальні вимоги до класу точності та функціональності ЗВТ (лічильників і вимірювальних трансформаторів) у складі вузлів обліку під час проектування нового будівництва, модернізації, реконструкції, технічного переоснащення або капітального ремонту електроустановок, а також при встановленні та заміні ЗВТ, у залежності від рівня напруги та потужності для ТКО, наведено в цьому пункті. Дозволяється використання ЗВТ вищого класу точності та функціональності.

Інтервальні лічильники та допоміжне обладнання, що забезпечує можливість дистанційного зчитування результатів вимірювання, мають відповідати вимогам нормативно-правових актів та нормативних документів щодо комунікаційних систем для зчитування результатів вимірювання з лічильників.

Інтервальні лічильники у споживачів додатково можуть мати можливість реєстрації відхилення напруги та тривалість перерв в

електропостачанні з мітками часу.. У такому разі лічильник має реєструвати як мінімум такі показники якості електропостачання:

- відхилення усередненого значення напруги на 10-хвилинному проміжку часу +10 % або -10 % від стандартної номінальної напруги
- середнє значення напруги в цьому інтервалі та час початку такого відхилення;
- час початку та завершення перерв в електропостачанні.

Вимоги ККО до ЗВТ електричної енергії 1 рівня напруги (до 1000 В) зведені до таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Мінімальні вимоги до точності та функціональності ЗВТ

Рівень напруги	Приєднана потужність S(повна)/P(активна)	Наявність функції інтервального обліку та дистанційного зчитування	Наявність зовнішнього джерела резервного живлення для лічильника	Клас точності			
				лічильники		вимірювальні трансформатори	
				активна енергія	реактивна енергія	ТС	ТН
1	понад 160кВА(150кВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5
	до 160кВА(150кВт)	ні/так	ні	A(2,0)	3	0,5S	0,5

Лічильники електричної енергії це частина вузла комерційного обліку, котрий включає в себе окрім лічильників також системи передачі інформації з лічильнику до дата центрів та вимірювальні трансформатори.

Для нормальної роботи системи в зборі необхідно щоб кожна її частина могла нормально «спілкуватися» одна з одною.

4.2 Вибір складових комерційного обліку АСКОЕ

Для вирішення задачі налагодження зв'язку між окремими елементами АСКОЕ, зазвичай, обирають готові системи одного виробника. В даній роботі було обрано систему АСКОЕ вітчизняного виробника ТОВ «НІК-ЕЛЕКТРОНІКА», до складу якої входить:

- дата центр з програмним забезпеченням компанії НІК «NovaSyS»;
- система бездротового зв'язку на базі GSM зв'язку;
- контролер КС-02-08, з вбудованими інтерфейсами для зв'язку;
- однофазні та трифазні лічильники НІК з вбудованими PLC модемами для передачі інформації та віддаленого керування лічильником.

Програмне забезпечення «NovaSyS» дає можливість вести моніторинг споживання і своєчасної оплати споживачами електроенергії; регулювання споживання електроенергії шляхом відключення боржників від електромереж, складання балансу електроенергії по районам, підстанціям, будинкам; планування енергоспоживання в мережах власника електроенергії, здешевлення і «полегшення» конфігурацій систем збору, зберігання і передачі комерційних даних про фактичне споживання електроенергії на верхній рівень. Система NovaSyS, розроблена компанією НІК, вирішує ці завдання шляхом реалізації наступних можливостей:

- збір даних обліку електроенергії з лічильників за наступними каналами зв'язку: Ethernet, PLC, радіоканал;
- можливість збору даних без втрати точності показань незалежно від поверховості домови та кількості споживачів в ньому;
- дистанційний моніторинг балансу;
- віддалене управління підключенням / відключенням абонентів до / від електромережі;
- можливості безмежного розширення мережі опитування.

Для забезпечення зв'язку дата центрів та окремих лічильників в системі НІК використовуються контролери зв'язку типу КС-08-02. Контролер збору даних призначений для дистанційного збору, накопичення, і передачі на сервер інформації про спожиту електричну енергію з однофазних і трифазних лічильників електроенергії, обладнаних відповідними інтерфейсами.

Контролер призначений для установки всередині приміщень з невибухонебезпечним навколишнім середовищем, яке не містить струмопровідного пилу, агресивних газів і парів в концентраціях руйнівних для металів та ізоляції.

Управління приладом здійснюється віддалено, через мережу Ethernet або зв'язок GPRS. Також передбачена можливість безпосереднього управління контролером з комп'ютера за допомогою підключеного консолі, що робить рішення більш універсальним.

Існує можливість підключення зовнішнього флеш-диска для збереження бази даних.

Зовнішній вигляд комутатора КС-08-02 [27] приведений на рисунку 4.1. Характеристики КС-08-02 зведені до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики контролеру КС-02-08

Найменування параметрів	Значення
1	2
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, сІВт	+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

Продовження таблиці 4.2

Рівень вихідного сигналу PLC модема, дБмкВ (не більше)	130
Номінальна напруга живлення $U_{ном}$, В	220
Номінальний струм споживання $I_{ном}$, мА	200
Робочий діапазон напруг при живленні від однофазної мережі, В	від 143 до 253
Робочий діапазон напруг при живленні від трифазної мережі, В	від 143 до 253
Потужність споживання, Вт	не більше 20
Номінальна частота мережі, Гц	50
Номінальна вихідна напруга допоміжного джерела живлення, В	5
Максимальний вихідний струм допоміжного джерела живлення, А	0,25
Діапазон температури, °С: робочий; зберігання	від мінус 40 до плюс 70 від мінус 45 до плюс 80
Відносна вологість повітря при температурі плюс 30 °С, %	не більше 95
Маса, кг	не більше 2



Рисунок 4.1 – Контролер збору даних типу КС-02-08

Ключовим компонентом АСКОЕ є лічильник. Саме він забезпечує вимір споживаних енергоресурсів і служить первинним джерелом даних для інших

елементів системи. У системах обліку електроенергії та інших комунальних ресурсів прилади обліку – найбільш витратна стаття. Але при виборі лічильників для монтажу АСКОЕ не варто орієнтуватися виключно на їх вартість. Як приклад, електролічильник, обладнаний телеметричним (імпульсним) виходом буде коштувати дешевше аналогічного приладу з цифровим виходом, але потребують додаткової установки повіреного суматора імпульсів. А це, крім збільшення вартості АСКОЕ, знизить її надійність і може призвести до помітних труднощів при експлуатації. Тому від подібних підходів відмовилися років десять тому.

Система АСКОЕ ТОВ «НІК-ЕЛЕКТРОНІКА» налаштована на роботу з лічильними НІК. Обраний вид зв'язку PLC між лічильниками та комутатором вимагає від лічильника наявності вмонтованого або порт для приєднання PLC-модема.

Оскільки лічильник буде під'єднаний до безпосередньо до мережі, номінальна напруга лічильника повинна відповідати робочій напрузі мережі.

$$U_{\text{ном.ліч.}} = U_{\text{роб.}}$$

$$400 \text{ В} = 400 \text{ В.}$$

Номінальний струм лічильника повинен відповідати робочому струму для лічильників трансформаторного ввімкнення.

$$I_{\text{ном.ліч.}} = I_{\text{ліч.мс.}}$$

$$5 \dots 10 \text{ А} \geq 5 \text{ А.}$$

Клас точності лічильника повинен бути не нижче 2.0. Клас точності обраного лічильника 1.0.

Для встановлення обрано лічильник типу НІК 2303 ART.1802.МС.12, [28] зовнішній вигляд приведено на рисунку 4.2.



Рисунок 4.2 – Зовнішній вигляд лічильнику

Дана модифікація лічильника NIK включає в себе додаткові функції:

- облік активної і реактивної електроенергії;
- тип встановлення – через вимірювальні трансформатори;
- оптичний порт;
- встановлений модуль інтерфейсу PLC;
- релейний вихід, для дистанційного відключення;
- підвищена ступінь захисту від впливу постійних і змінних магнітних полів;
- можливість підключення зовнішнього джерела живлення з напругою $12 \pm 10\% \text{ В}$ для зняття показань за відсутності напруги мережі.
- облік електричної енергії в прямому напрямку.

Інші характеристики лічильника зведені до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Характеристики лічильнику NIK 2303 ART.1802.MC.12

Найменування параметрів	Значення
1	2
Клас точності	1.0 / 2.0
Номінальна напруга, В	3x230/400
Допустиме відхилення напруги мережі	від -20% до + 15%
Номінальний струм, А	5
Максимальний струм, А	10
Кількість тарифів	4
Кількість часових зон	12
Частота мережі, Гц	50
Чутливість при вимірюванні активної енергії	від I_n 0.4%
Повна потужність, ланцюгом напруги лічильника, ВА	до 2,0 ВА
Повна потужність, ланцюгом струму лічильника, ВА	до 0,05 ВА
Пристрій відображення	РКІ
Передавальне число, імп / кВт*год	8000
Діапазон робочих температур, °С	від -40 до +70
Габаритні розміри, мм	246 x 181 x 92,5
Маса, кг	2,3
Міжповірочний інтервал, років	10
Термін служби, років	30

4.3 Вибір допоміжного обладнання РП-0,4 кВ

Вибір обмежувачів потужності

Згідно ПРРЕЕ споживачі електричної повинні споживати електричну енергію у межах дозволеної потужності. Дозволена потужність – це максимальна величина потужності, дозволена до використання в будь-який

час за кожним об'єктом споживача відповідно до умов договору споживача про розподіл електричної енергії, набута на підставі виконання договору про приєднання до електричних мереж або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт [12].

Для контролю зі сторони ОСР за величинами споживання електричної енергії створені ОП. ОП керують і контролюють в автоматичному режимі споживання електроенергії, регулюючи віддачу її споживачам. Конструкції ОП різного виконання дозволяють контролювати однофазні та трифазні мережі. Алгоритм обмежувача потужності безперервно моніторить процес роботи навантаження споживачів електричної мережі.

Вимірювальний блок ОП на основі трансформаторів струму і напруги постійно сканує вектори вхідних величин, і передає їх в логічний блок для обчислення споживаної потужності, значення якої порівнюється із заданою оператором уставкою. Якщо поточні значення споживання електроенергії досягне критичної величини, то блок обчислювальної логіки видасть команду виконавчої схемою на спрацьовування, при якому виникає збій в контактора. Після спрацьовування обмежувача потужності, необхідно переконатися про відключення додаткових електроприладів які перевищили ліміт споживаної електроенергії. Через заданий проміжок часу ОП знову спрацює на включення, для подальшого контролю потужності.

Окрім своїх основних функцій ОП можуть також виконувати допоміжні функції, такі як:

- функції амперметра та вольтметра;
- функції обмежувача неперіоритетного навантаження;
- функції пристроїв аварійної сигналізації, у випадку ненормальних режимів роботи мережі.

У якості ОП обираємо багатофункціональний пристрій ОМ-310 [29]. Його зовнішній вид представлений на рисунку 4.3.



Рисунок 4.3 – Обмежувач електричної потужності Новатек «ОМ-310»

ОП ОМ-310 призначений для відключення навантаження при перевищенні споживачем заданого рівня активної потужності відповідно до обраного алгоритму роботи.

ОМ-310 здійснює:

- контроль активної потужності, споживаної споживачем в трифазних мережах;
- повне відключення живлення споживача при перевищенні активною потужністю встановленого значення основного порога (значення основного порога задається користувачем);
- часткове відключення живлення споживача (навантаження) при перевищенні активною потужністю встановленого значення додаткового порога (значення додаткового порога задається користувачем);
- захист споживача при неякісних параметрах електричної мережі;
- вимір і індикацію параметрів трифазної електричної мережі (діючих значень фазних і лінійних напруг; напруг прямої, зворотної та нульової послідовностей; діючих значень фазних струмів; споживаної навантаженням активної, реактивної і повної потужності, $\cos\phi$)
- сповіщення про аварійні ситуації;
- дистанційне підключення і відключення навантаження по інтерфейсу RS-232 / RS485 або зовнішнім вимикачем.

ОМ-310 забезпечує роботу з навантаженням потужністю від 2,5 кВт до 30 кВт при використанні вбудованих струмових трансформаторів і до 450 кВт при використанні зовнішніх струмових трансформаторів, в тому числі і в мережах з ізольованою нейтраллю.

ОМ-310 забезпечує захист споживача:

- від неякісної напруги (при неприпустимих скачках напруги, обриві фаз, порушення чергування і злипання фаз, перекіс лінійних напруг);
- від перевищення заданого максимального струму по кожній із фаз навантаження;
- від струмів витоку на «землю».

За кожним типом захисту можливо заборона і дозвіл автоматичного повторного включення (АПВ) навантаження.

ОМ-310 забезпечує захист електрообладнання шляхом управління котушкою магнітного пускача (контактора).

В ОМ-310 користувач може вибрати призначення додаткового (функціонального) реле і використати його:

- для сигналізації аварійних ситуацій;
- для підключення пускача додаткового навантаження;
- в якості реле часу;
- для сигналізації перевищення реактивної потужності;
- для сигналізації перевищення активної потужності.

Зв'язок ОМ-310 забезпечує:

- управління і передачу параметрів по інтерфейсу RS-485 відповідно до протоколу MODBUS;
- управління і передачу параметрів по інтерфейсу RS-232.

Вибір ТС для ОП

Оскільки ОМ-310 за допомогою вмонтованих трансформаторів забезпечує діапазон обмеження до від 2,5 до 30 кВт, для обмеження потужності споживачів проектованої ТП необхідно підключати обмежувач через зовнішні трансформатори струму. Номінал ТС обирається рівним

відповідним обліковим ТС. Оскільки клас точності ОП ОМ-310 = 2,5, згідно ПУЕ п. 1.6.2. клас точності вимірювальний трансформаторів повинен бути не нижче 1,0 [13]. Обираємо тип вимірювальних ТС Т-0,66А-1,0.

Для підключення додаткового обладнання до вторинних кіл вимірювальних ТС використовуються перехідні клемні колодки типу НІК-КП25, котрі встановлюються на лицьовій стороні дверцят розподільчих панелей.

Вибір контакторів

Для роботи ОП та можливості дистанційного відключення споживачів необхідні контактори. За допомогою них при поданні сигналу від керуючих пристроїв контактори замикають, або розмикають силові контакти.

Виконаємо перевірку контактора АФ305-30-11-13 за основними умовами при виборі контакторів та магнітних пускачів:

– за номінальною напругою:

$$U_{роб.} \leq U_{ном.кон.},$$

де $U_{ном.кон.}$ – номінальна робоча напруга контактора.

$$400 \text{ В} \leq 1000 \text{ В}.$$

– за робочим струмом та струмом комутаційної здатністю:

$$I_{роб.} \leq I_{ном.кон.},$$

де $I_{ном.кон.}$ – номінальний робочий струм контактора.

Для фідеру №1 у нормальному режимі при збалансованому по-фазному навантаженні $I_{роб.} = 204,1 \text{ А}$, у випадку незбалансованості:

$$I_{ном.кон.} \geq I_{роб.мах} = I_{нерозч.ав},$$

де $I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм;

$I_{нерозч.ав}$ – максимальний струм не розчеплення автоматичного вимикача.

$$I_{нерозч.ав} = 1,13 * I_{ном.АВ},$$

де $I_{ном.АВ}$ – номінальний струм автоматичного вимикача.

$$I_{нерозч.ав} = 1,13 * 250 = 282,5 \text{ А}.$$

$$370 \text{ А} \geq 282,5 \text{ А}.$$

Для забезпечення надійності роботи контактора струм КЗ повинен бути менше номінальної комутаційної здатності:

$$I_{\text{відкл.}} \geq I_{\text{КЗ}},$$

де $I_{\text{КЗ}}$ – струм КЗ на вихідних клеммах контактора, приймаємо рівним $I_{\text{КЗ}}$ на вихідних клеммах автоматичного вимикача.

$$5000 \text{ A} \geq 3180 \text{ A}.$$

– за потужністю приєднаного навантаження:

$$P_{\text{роб.}} \leq P_{\text{ном.кон.}},$$

де $P_{\text{ном.кон.}}$ – номінальне навантаження контактора.

$$141,24 \text{ кВт} \leq 200 \text{ кВт}.$$

Під час вибору контактора, слід обирати контактори котрі забезпечують кількість циклів комутації більше 60 циклів/час. Контактори АВВ АФ забезпечують комутаційну здатність 300 циклів/час. Умови вибору контактору для Фідеру №1 виконуються, обрано АФ305-30-11-13 [30]. Для інших фідерів обрані контактори та їх параметри зведені до таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Параметри обраних автоматичних вимикачів

Фідер	Тип контактора	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{відкл}}, \text{кА}$	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$
1	АФ370-30-11-13	1000	370	5,0	200
2	АФ265-30-11-13	1000	265	3,8	132
3	АФ265-30-11-13	1000	265	3,8	132
4	АФ116-30-11-13	1000	116	2,0	55
5	АФ95-30-11-13	1000	95	1,15	45
6	АФ265-30-11-13	1000	265	3,8	132
7	АФ116-30-11-13	1000	116	2,0	55

Зовнішній вигляд контакторів приведений на рисунку 4.4.



Рисунок 4.4 – Контактор АВВ серія АF

Вибір панелей для встановлення обладнання в РП-0,4 кВ

Для встановлення обраного обладнання в РП-0,4 кВ було обрано панелі ЩО-90. Панелі ЩО-90 – це більш сучасна модифікація розподільної панелі ЩО-70, яка може працювати з більш високою напругою до 660 В. Панель ЩО – 90 це комплексне електрообладнання для розподілу електроенергії та захисту електромережі. Застосовувані пристрої комутації дозволяють безпечно проводити подачу і відключення електричної енергії, вести вимірювання і контроль споживання. ЩО-90 панелі розподільних щитів обслуговуються з лицьового боку шафи.

Для різних вимог, можливе виконання панелей ЩО-90 на ручних рубильниках, або на автоматичних вимикачах. Так само за бажанням замовника можуть бути використані комплектуючі вітчизняного або зарубіжного виробництва, підібрані габаритні розміри шафи і оснащення шинним мостом [31].

Габаритні розміри ЩО-90 700x600x2000 мм.

Маса панелей на номінальні струми до 2500А не більше 200 кг.

Кліматичне виконання шаф – УЗ.

Ступінь захисту панелей ЩО-90 для закритого виконання – IP 20, зі сторони днища IP 00.

Для розподільчих панелей використовуються типи панелей ЩО-90 обладнанні під встановлення автоматичного вимикача, контактора та двох комплектів ТС для кожного фідера. Одна панель ЩО-90, підходить для встановлення двох комплектів комутаційного та вимірювального та комутаційного обладнання у випадку потужності споживачів більше 80 кВт. Для споживачів потужністю до 80 кВт, одна панель ЩО-90 підходить для встановлення 4 комплектів комутаційного та вимірювального обладнання. Для секційного та ввідного вимикачів використовуються окремі типи панелей ЩО-90. Зовнішній вигляд обраних панелей приведений на рисунку 4.5.

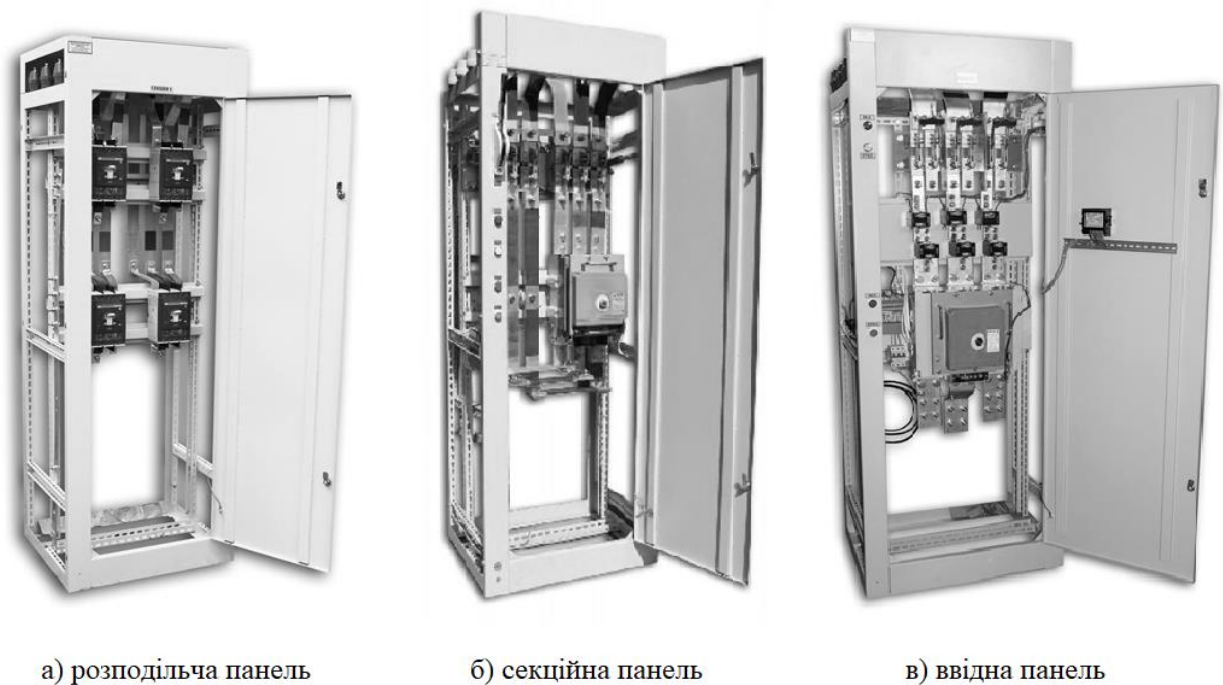


Рисунок 4.5 – Панелі РП-0,4 кВ ЩО-90

ВИСНОВКИ

Магістерська робота з аналізу структури та ефективності від впровадження АСКОЕ для житлового мікрорайону міста.

1. В процесі магістерської роботи було виконано огляд і аналіз літературних джерел щодо видів автоматизованих систем комерційного обліку.

2. Крім того зроблено аналіз властивостей силового комутаційного обладнання розподільчих пунктів. Вибрані критерії вибору обладнання з огляду на характеристики мережі. Згідно цих критеріїв провести розрахунки струмоведучих елементів.

3. При аналізі існуючої підстанції, було виявлено сильний фізичний і моральний знос обладнання. В процесі роботи запропоновано варіант модернізації електроустаткування підстанції, обладнаної АСКУЕ та засобами автоматизації ТП.

Визначені розрахункові навантаження споживачів та освітлення мікрорайону міста. У відповідності до навантаження обрано силовий трансформатор та живильні кабелі. Було виконано розрахунок струмів короткого замикання розподільчої мережі. Згідно обраних критеріїв було розраховано та обрано комутаційне обладнання розподільчих пунктів підстанції. Виконано розрахунок уставок релейного захисту, а саме максимального струмового захисту та струмової відсічки. Для комерційного обліку обрані лічильники та трансформатори струму. Згідно з запропонованим варіантом модернізації підстанції було обрано допоміжне обладнання для забезпечення функціонування АСКОЕ.

Перевагами модернізованої ТП є: можливість завчасно відслідковувати ненормальні режими роботи підстанції та попереджати розвиток аварій, можливість віддалено відключати та підключати споживачів, складання

балансів споживання у розподільчій мережі підстанції, а також автоматизовано виконувати розрахунки за електричну енергію.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Долгих, В. С. Перспективы внедрения и совершенствования АСКУЭ / В. С. Долгих, В. Г. Олейник // Сучасні проблеми систем електропостачання промислових та побутових об'єктів : І Міжнар. наук.-техн. конф. викладачів, аспірантів і студ.: зб. наук. праць. – Донецьк : ДонНТУ, 2013. – С. 70– 71.
2. Коцар О.В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням [навчальний посібник] / О.В. Коцар – К.: КПІ і. І. Сікорського, – Дніпро: Середняк Т.К., 2017, – 44 с.
3. Коцар О.В. Комплексне забезпечення достовірності та актуальності даних комерційного обліку в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів і балансуєчого ринку // Енерг. та електрифікація, 2011. – №3 – С.27 – 39.
4. Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії. Додаток до Договору між членами оптового ринку електричної енергії // Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України, протокол №8 від 09.06.1998 р. (із змінами і доповненнями).
5. Адаменко В.К. Применение PLC технологий в системах передачи данных, автоматизированных систем управления и мониторинга / В.К. Адаменко – Луганск, НИПКИ «Искра», 2012. – 14 с.
6. Сенькова, О. С. Принципи побудови і роботи АСКОЕ / О. С. Сенькова, С. В. Шлепньов // Електротехнічні та електромеханічні системи: Матеріали XVI Всеукраїнської студентської науково-технічної конференції. – Севастополь: СевНТУ, 2011. – С. 47–48.
7. Андреева Л.В. Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках / Л.В. Андреева, Л. К. Осика, В. В. Тубинис. – М : «АВОК-ПРЕСС», 2010. – С. 384.

8. Rabie K. M. On the Energy Efficiency of Multi-hop Relaying Power Line Communication Systems / B. Adebisi, H. Gacanin, N. Galymzhan, I. Augustine – New York : IEEE System Journal, 2018 – S. 2005-2016.
9. Bakkali W. A measurement based model of energy consumption for PLC modems, / M. Tlich, P. Pagani, T. Chonavel – Glasgow : IEEE ISPLC, 2014. – S. 42–46.
10. Голояд Ю.В. Алгоритми автоматичного збору даних витрат енергоносіїв "інтелектуального" міста / Ю.В. Голояд. – Сучасні комп'ютерні інформаційні технології – 2016. – С. 39–40
11. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 25.10.2006.
12. Правила роздрібного ринку електричної енергії: [електронний ресурс] / Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18>
13. Правила улаштування електроустановок, 6-те вид., переробл. й доповн. – Х.: Вид-во «ІНДУСТРІЯ», 2017. – 800 с.
14. Буйний Р.О. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях. Методичні вказівки для студентів спеціальності 6.090600 “Електричні системи та мережі”. / Укл.: Р.О. Буйний, В.М. Ананьєв., В. В. Тисленко – Чернігів: ЧДТУ, 2004 – 70с.
15. Технічна інформація ВВ/TEL: [електронний ресурс] / Режим доступу: <http://tavrida-ua.com/products/vacuumswitch.html>
16. Шкрабець Ф. П. Електропостачання [навчальний посібник] / Ф. П. Шкрабець. – Держ. вищий навч. закл. "Нац. гірничий ун-т". Ін-т електроенергетики. – Дніпропетровськ: НГУ, 2015. – 539 с.
17. Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : [навчальний посібник] / Б.В. Клименко. – Харків: Вид-во «Точка», 2012. – 340 с.

18. Шабат М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: [Монография] /М.А. Шабат. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 с.
19. Новосилецкий Ю.Л. Методичні вказівки для проектування систем електропостачання в АПК. / Укл.: Ю.Л. Новосилецкий, О.О. Лавріщев, – Житомир: 2014 – 330 с.
20. Роз'єднувачі РВЗ. Технічний каталог. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://nva-korenevo.ru/download/catalog/manual/RVZ.pdf>
21. Вимикач навантаження ВНА-10/630-20. Технічний каталог. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://nva-korenevo.ru/download/catalog/manual/ВНА.pdf>
22. Технічна інформація. ПКТ-101-10. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://uralen.ru/catalog/pred/group-32/214.html>
23. Технічна інформація. ТПЛУ-10. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://ukrelektro.com.ua/p560472755-transformator-toka-tplu.html>
24. Вимикачі АВВ серії ХТ4N. Технічний каталог. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://new.abb.com/products/ru/1SDA068136R1/xt4n-250-ekip-lsi-in-250a-3p-f-f>
25. Т-0,66А. Технічний каталог. [Електронний ресурс] / Режим доступу: https://energooblik.com.ua/sites/default/files/pasport_megometr_t-066a-converted.pdf
26. Кодекс комерційного обліку електричної енергії: [електронний ресурс] / Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18>
27. Контролер КС-02-08. Технічний паспорт. [Електронний ресурс] / Режим доступу: http://www.nik.net.ua/uploads/паспорт_KS-02-08.pdf
28. Лічильник НІК 2303 ART.1802.МС.12. Технічний паспорт. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <http://www.nik.net.ua/uploads/NIK%202307%200.5s%20AR%D0%A2%20T.pdf>
29. ОМ-310. Технічний паспорт. [Електронний ресурс] / Режим доступу: https://novatek-electro.com/docs/doc_om-310.pdf

30. Контактори серії АВВ АФ. Технічний каталог. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <http://svt.org.ua/images/elektroinstall/Трехполюсные%20контакторы%20АФ,%20А-abb.pdf>

31. Шафи ШО-90. Технічний каталог. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://electrocontrol.com.ua/elektroshhitovoe-oborudovanie/paneli-raspredeletelnyx-shhitov-serii-shho-90>

SUMMARY

Shevkun Roman «Analysis and implementation of the ASCME system for a residential area of the city» VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, group EE-19dm. – Severodonetsk, 2021.

Pages – 97; Drawings – 25; Tables – 14; Sources – 31.

Analysis of the structure and efficiency of creating an automated system of commercial accounting of electricity. Selected technical means for creating an automated system.

The calculation of electrical loads of a separate district of the city of Severodonetsk is performed. Power transformers and power cables are calculated and selected.

The electrical equipment of substation distribution points was selected and checked. Selected relay protection settings. The type of automated system and additional technical means are selected. Electricity meters and current transformers have been selected for commercial consumer metering.

AUTOMATED SYSTEM OF COMMERCIAL ACCOUNTING OF ELECTRICITY. WHOLESALE ELECTRICITY MARKET. ELECTRICAL POWER LOSSES. MEASUREMENT POINTS. DISTRIBUTION POINTS. BALANCE SHEET BOUNDARY. SOFTWARE. AUTOMATIC SWITCH. CURRENT TRANSFORMER. ACCOUNTING ELECTRICITY METER. POWER LIMITER. CONTACTOR.