

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

УДК 313.33:621.318.122

ПОГОДЖЕНО
Директор ННІ енергетики,
автоматики і
енергозбереження

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

(підпис) /Каплун В.В./
« ____ » _____ 2024 р.

(підпис) /Антипов Є.О./
« ____ » _____ 2024 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Реконструкція трансформаторної підстанції №181 напругою 10/0,4 кВ НУБіП України»

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

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

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

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., ДОЦЕНТ
(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Усенко С.М.
(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., ДОЦЕНТ
(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Павленко В.М.
(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Ткаченко М.В.
(ПІБ)

КИЇВ – 2024

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

к.т.н доцент Антипов Є.О.
 (ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)
 «___» _____ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

Ткаченко Максим Вячеславович
 (прізвище, ім'я, по батькові)

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

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

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

Тема магістерської роботи «Реконструкція трансформаторної підстанції №181 напругою 10/0,4 кВ НУБіП України» затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від 26.09.2024р. № 1666 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 2024.11.15
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: однолінійна електрична схема ТП-181 напругою 10/0,4 кВ, змодельований графік навантаження, правила користування електричною енергією, правила технічної експлуатації під час реконструкції.

Перелік питань, що підлягають дослідженню: проаналізувати вимоги до автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та методи контролю даних; дослідити методи реконструкції трансформаторної підстанції з урахуванням збільшеного навантаження і заміни трансформатора на більш потужний; оцінити економічну ефективність реконструкції, окупність проекту та ефективність впровадження АСКОЕ; розробити заходи з охорони праці; створити проект реконструкції ТП для безпечного, надійного та економічно-обґрунтованого використання нових систем.

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному забезпеченні MS Power Point

Дата видачі завдання «26» вересня 2024 р.

Керівник магістерської роботи _____ Павленко В.М.
(підпис) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання _____ Ткаченко М.В.
(підпис) (ПІБ)

РЕФЕРАТ

Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» виконана у Національному університеті біоресурсів і природокористування України, Київ, 2024 р.

Метою роботи є розробка технічних рішень для реконструкції трансформаторної підстанції №181 напругою 10/0,4 кВ з впровадженням автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії для підвищення надійності та економічної ефективності електропостачання в умовах НУБіП України. Об'єктом дослідження є трансформаторна підстанція №181 напругою 10/0,4 кВ, а предметом – підвищення надійності електропостачання та зниження втрат за рахунок реконструкції та впровадження АСКОЕ.

У роботі проведено аналіз існуючого стану обладнання та обґрунтовано необхідність заміни трансформатора на більш потужний для забезпечення зростаючих навантажень. Розроблено методи реконструкції підстанції, оптимізовано процес комерційного обліку електроенергії, описано процедури збору, передачі та обробки даних. Проведено аналіз автоматизованих систем обліку, розраховано технічну та економічну доцільність впровадження запропонованих рішень.

Робота складається з пояснювальної записки обсягом 82 сторінка, що включає 5 розділів і 4 додатки. Перший розділ аналізує стан підстанції та зону її розміщення. Другий – розрахунок навантажень і систем електропостачання. Третій розглядає впровадження АСКОЕ та його вплив на ефективність електропостачання. Четвертий містить економічний розрахунок ефективності заміни обладнання та реконструкції. П'ятий присвячений заходам з охорони праці та техніки безпеки.

Ключові слова: АСКОЕ, НАПРУГА, РЕКОНСТРУКЦІЯ, СХЕМА, ОПИС СИСТЕМ ОБЛІКУ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕФЕКТИВНІСТЬ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТП 10/0,4 КВ.....	10
1.1. Оцінка параметрів зони електропостачання ТП 10/0,4 кВ та аналіз технічного стану основного обладнання	10
1.2. Обґрунтування необхідності реконструкції	13
Висновки до розділу 1	15
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ІНЖЕНЕРНИХ СИСТЕМ	16
2.1. Проектування конструктивних змін підстанції.....	16
2.2. Розрахунок навантажень на стороні 0,4 кВ	17
2.3. Перевірка силового трансформатора	21
2.4. Розрахунок струмів короткого замикання.....	24
2.5. Перевірка високовольтних захисних систем і струмоведучих компонентів підстанції	28
2.6. Перевірка струмопровідних елементів РП	33
2.7. Вибір кабелів живлення	36
2.8. Розрахунок захисного заземлення.....	39
Висновки до розділу 2	42
РОЗДІЛ 3. СИСТЕМА ОБЛІКУ ТА ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ КЕРУВАННЯ	44
3.1. Структура АСКОЕ на трансформаторній підстанції 10/0,4 кВ	44
3.2. Влаштування АСКОЕ	48
3.3. Опис процесу формування інформації про споживання електричної енергії НУБіП України	49
3.4. Опис неавтоматизованого процесу в умовах АСКОЕ	49

	5
3.5. Вибір лічильника електричної енергії	50
3.6. Структура АСКОЕ ТП 10/0,4 кВ №181	52
3.7. Організація каналів зв'язку	53
3.8. Обмін даними АСКОЕ з НУБіП України	54
3.9. Захист інформації від несанкціонованого доступу	55
3.11. Диспетчерське керування в АСКОЕ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ	56
Висновки до розділу 3	58
РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ РЕКОНСТРУКЦІЇ З АСКОЕ.....	60
4.1. Аналіз капітальних витрат на реконструкцію	60
4.2. Розрахунок економічної ефективності проекту та реконструкції	62
4.3. Оцінка потенціалу зниження втрат електроенергії в мережах споживачів завдяки впровадженню АСКОЕ	64
Висновки до розділу 4	67
РОЗДІЛ 5. БЕЗПЕКА ТА ОХОРОНА ПРАЦІ ПІД ЧАС РЕКОНСТРУКЦІЇ ..	68
5.1. Монтаж технічного обладнання на об'єкті.....	68
5.2. Рекомендації щодо монтажу та налаштування запуску системи	68
5.3. Обслуговування (експлуатація та ремонт)	71
5.4. Заходи щодо забезпечення електробезпеки.....	72
Висновки до розділу 5	72
ВИСНОВКИ	74
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	75
ДОДАТОК	79

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ТП	– трансформаторна підстанція
АСКОЕ	– автоматизована система комерційного обліку електроенергії
КТП	– комплектна трансформаторна підстанція
РП	– розподільний пристрій
РПН	– пристрій розподілу з боку найменшої напруги
ПУЕ	– Правила улаштування електроустановок
ПБЕЕС	– Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів
ПБЕЕ	– Правила безпечної експлуатації електроустановок
ЦОД	– центр обробки інформації
ІКОЕ	– Інструкція з комерційного обліку електроенергії
ОРЕ	– оптовий ринок електроенергії
ПЗПД	– пристрій збору і передачі даних
ЛУЗОД	– локальне устаткування збору та обробки даних
АРМ	– автоматизоване робоче місце
БД	– база даних
ПБД	– первинна база даних

ВСТУП

Актуальність дослідження. Енергетична інфраструктура є важливою складовою сучасних освітніх та наукових процесів, оскільки забезпечує безперервне функціонування всіх енергетичних систем закладів вищої освіти. Стабільність та надійність електропостачання є критичними для нормального здійснення освітнього процесу, наукових досліджень та забезпечення комфорту в навчальних і адміністративних приміщеннях. У зв'язку з постійним зростанням вимог до якості електричної енергії, а також необхідністю зниження експлуатаційних витрат, реконструкція застарілих трансформаторних підстанцій набуває великої значущості. Трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ, що використовуються на багатьох освітніх об'єктах, потребують модернізації, щоб відповідати сучасним вимогам щодо енергоефективності та безпеки. Реконструкція таких підстанцій дозволяє покращити якість електропостачання, зменшити втрати енергії, а також забезпечити надійність функціонування електричних мереж, що є критично важливим для безперебійної роботи університетів.

Особливо важливим елементом реконструкції та модернізації є впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії. Вона дозволяє здійснювати точний моніторинг споживання електричної енергії в реальному часі, що сприяє зменшенню енергетичних витрат та дозволяє швидко реагувати на зміни в енергетичних навантаженнях. Окрім того, система диспетчерського керування дозволяє оперативно управляти роботою підстанції, забезпечуючи надійність і стабільність у її функціонуванні, що має велике значення для підвищення загальної енергоефективності та зниження витрат на обслуговування обладнання.

Мета дослідження. Основною метою даної роботи є розроблення проекту реконструкції трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ з впровадженням сучасних енергоефективних технологій, включаючи заміну

застарілого обладнання [3,4], встановлення нових трансформаторів, комутаційних апаратів і систем захисту, а також інтеграцію автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії та диспетчерського управління. Реконструкція повинна забезпечити підвищення якості електропостачання, зниження енергетичних втрат, покращення експлуатаційної ефективності і стабільності підстанції, а також зменшення витрат на технічне обслуговування обладнання [5,6].

Завданнями дослідження є:

- 1) проведення техніко-економічної оцінки стану трансформаторної підстанції та виявлення її основних проблемних аспектів;
- 2) розробка проекту реконструкції підстанції, який передбачає заміну застарілого обладнання на нові енергоефективні компоненти;
- 3) розрахунок економічної ефективності запропонованих змін та оцінка їх впливу на надійність та безпеку електропостачання;
- 4) впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії та диспетчерського управління для підвищення ефективності моніторингу та управління енергетичними процесами [7].

Об'єктом дослідження є трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ Національного університету біоресурсів і природокористування України (НУБіП), а предметом дослідження є процеси реконструкції енергетичного обладнання та впровадження нових технологій для підвищення енергоефективності та надійності роботи підстанції.

Методи дослідження. У роботі використовуються методи техніко-економічного аналізу, моделювання енергетичних процесів, а також оцінка ефективності впроваджених рішень. Основним методом є розрахунок економічної та технічної доцільності реконструкції, а також оцінка впливу нових технологій на загальну ефективність роботи підстанції [8].

Теоретична цінність дослідження полягає в удосконаленні підходів до реконструкції енергетичних об'єктів в умовах підвищених вимог до енергоефективності та безпеки. Прикладна значущість роботи полягає в тому, що запропоновані рішення можуть бути застосовані для реконструкції інших трансформаторних підстанцій в закладах вищої освіти та інших великих установах.

Апробація результатів. Результати дослідження були представлені на наукових конференціях, таких як Міжнародна науково-практична конференція «ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА ТА ТЕХНОЛОГІЇ В АПК» (6 листопада 2024 р., м. Харків) та XI Міжнародна науково-технічна онлайн-конференція «Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування» (06-07 листопада 2024 року). Участь у цих заходах дозволила вдосконалити запропоновані рішення та отримати зворотний зв'язок від фахівців у галузі енергетики [1,2].

У межах виконання науково-дослідної роботи я також брав участь у наукових конференціях, науковому гуртку та виконанні науково-дослідних тем кафедри, що дозволило поглибити розуміння енергетичних процесів і удосконалити навички проектування енергоефективних систем.

Отже, результатами дослідження є рекомендації щодо подальшого вдосконалення енергетичної інфраструктури університету та можливість масштабування запропонованого підходу на інші об'єкти. Розроблений проект реконструкції не лише сприяє покращенню енергоефективності та зниженню витрат на електроенергію, але й може стати основою для реалізації подібних заходів в інших навчальних закладах та установах, що має важливе значення для розвитку енергетичної сфери в Україні в цілому.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТП 10/0,4 КВ

1.1. Оцінка параметрів зони електропостачання ТП 10/0,4 кВ та аналіз технічного стану основного обладнання

Трансформаторна підстанція № 181 розташована на території навчального містечка Національного університету біоресурсів і природокористування України. Дана підстанція є одним із важливих елементів енергетичної інфраструктури університету, який відіграє ключову роль у забезпеченні безперебійного електропостачання низки об'єктів різного призначення.

Розташування ТП на території університету обумовлено забезпеченням локальної генерації та розподілу електроенергії для забезпечення навчального процесу та функціонування всієї інфраструктури. НУБіП є одним із найбільших вищих навчальних закладів Києва, а його кампус займає велику територію з численними корпусами, лабораторіями, спортивними майданчиками та зонами відпочинку.

ТП № 181 є частиною місцевої електромережі університету і функціонує на базі трансформатора 10/0,4 кВ, який знижує напругу основної мережі 10 кВ до робочого рівня 0,4 кВ, необхідного для електропостачання приміщень університету (рис. 1.1).

Основні характеристики системи електропостачання ТП:

- Напруга первинної мережі: 10 кВ;
- Напруга вторинної мережі: 0,4 кВ;
- Потужність: обслуговує будівлі з навчальним обладнанням, спортивні майданчики та зовнішнє освітлення території.

Від безперервної роботи підстанції залежить електропостачання університету, вона повинна жити як системи внутрішнього освітлення, так і обладнання корпусів, а також найважливіші мережі зовнішнього освітлення, що забезпечують безпеку пересування територією університету у вечірній час.

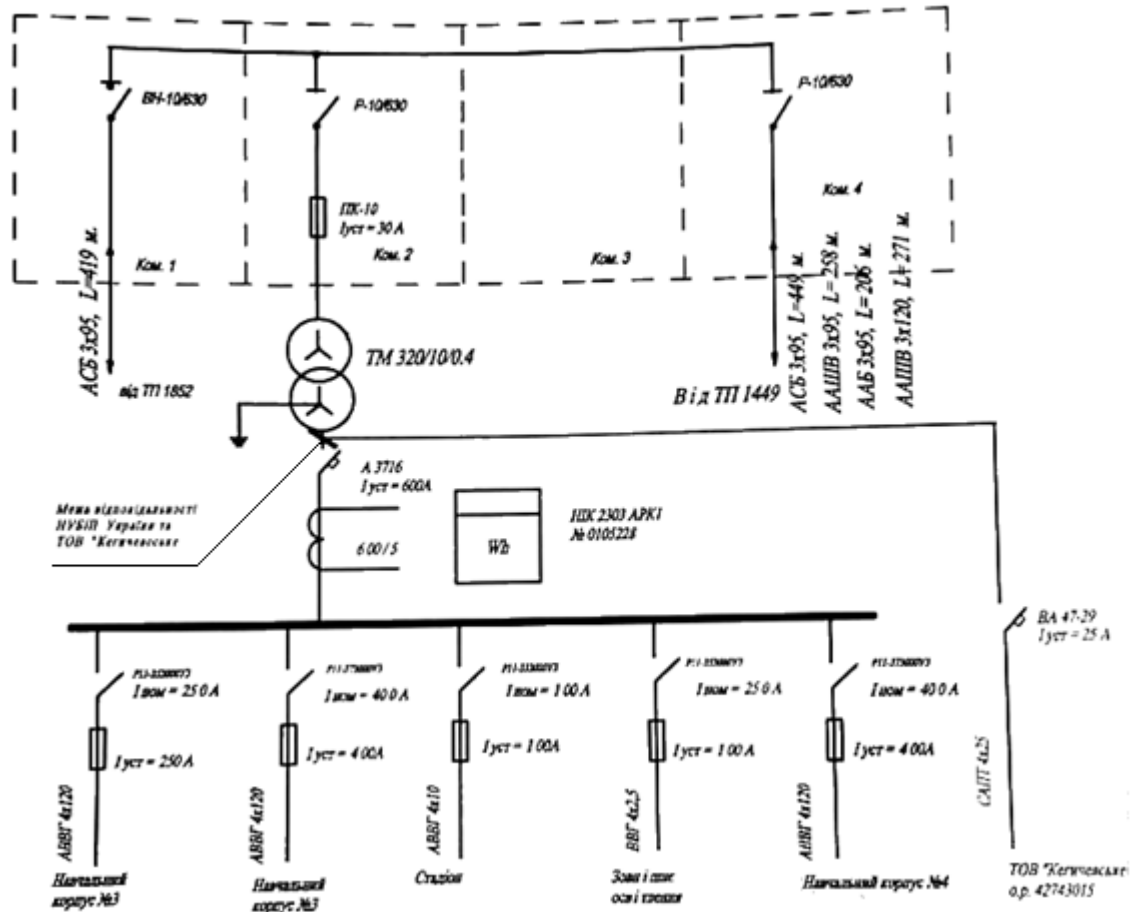


Рис. 1.1. Однолінійна схема електропостачання ТП 181

Підстанція обладнана елементами, що забезпечують стабільність електропостачання. Аналіз технічного стану ТП проводиться на підставі наявних схем електропостачання та огляду зовнішнього вигляду обладнання (рис. 1.2), які необхідно оновити або модернізувати для досягнення оптимальної надійності та енергоефективності.



Рис. 1.2. Зовнішній вигляд існуючого обладнання

У список основних елементів входять:

- 1) Шафа EP 20106/2B – забезпечує захист і розміщення автоматичних вимикачів та іншого комутаційного обладнання.
- 2) Шини алюмінієві та мідні (40x10, 20x5, 25x10, РСВ 4м 639 А 40x5) – використовують для розподілу електроенергії між обладнанням підстанцій.
- 3) Силкові автоматичні вимикачі: e.industrial.ukm.630Re.630 (3р, 630 А), e.industrial.ukm.250S.100 (3р, 100 А) та e.industrial.ukm.250S.250 (3р, 250 А), e.industrial.ukm.400S.400 (3р, 400 А).
- 4) Модульний автоматичний вимикач (e.mcb.stand.60.3.C25, 3р, 25 А, 6 кА) – засіб захисту дрібних ланцюгів.
- 5) Комутаційна колодка НІК-КП25 – надійне з'єднання між ланцюгами. Колодка має нормальний зовнішній вигляд та не має механічних пошкоджень.

6) Трансформатори струму Т-0,66-1 600/5 – три трансформатори забезпечують перетворення струму для вимірювальних приладів.

7) Вимірювальні прилади: Вольтметр e.meter72.v500.dir (АС 500 В, прямого ввімкнення), амперметр e.meter72.a.body (АС X/5А). Усі три амперметри функціонують безвідмовно, шкали не мають пошкоджень та забезпечують точні вимірювання.

8) Перемикач вольтметра e.switch.v 600 В – дозволяє перемикати режими вимірювання напруги. Він знаходиться в робочому стані, всі механізми спрацьовують чітко.

9) Перемикач навантаження LA CO ЗР З/D 400А ("1-0-2", з виносною рукояткою) – застосування для перемикання між живильними лініями. Після огляду встановлено, що перемикач справний, механізми працюють плавно та без затримок.

10) Панель для установки трифазного лічильника – застосування для обліку споживаної електроенергії. Її технічний стан задовільний, жодних видимих дефектів не виявлено.

1.2. Обґрунтування необхідності реконструкції

Аналіз стану обладнання показав, що ТП № 181 знаходиться в задовільному технічному стані та виконує свої функції без значних відхилень. Проте, враховуючи сучасні вимоги до енергоефективності та стабільності електропостачання, необхідно провести реконструкцію підстанції. Це стане запорукою не тільки збереження існуючого рівня надійності, а й підвищення його відповідно до нових технологічних стандартів.

Основні напрямки реконструкції:

1) Встановлення автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії - АСКОЕ дасть можливість забезпечити точний облік споживання електроенергії в режимі реального часу, що дозволяє оперативно

регулювати зміни навантаження, оптимізувати витрати та знизити ризики виникнення аварійних ситуацій.

2) Заміна та реконструкції трансформаторів, силових вимикачів та вимірювальних приладів - реконструкція чи модернізація трансформаторів дозволяє запобігти можливим аваріям, а також мінімізувати втрати електроенергії. Автоматичні вимикачі критично важливі компоненти, які впливають на загальну надійність системи. Реконструкція цих елементів дозволяє не тільки підвищити точність контролю, але й забезпечити більш безпечні умови експлуатації.

3) Інтеграція нових засобів моніторингу енергоспоживання - використання сучасної системи моніторингу дозволить детально аналізувати ефективність використання енергоресурсів, що відкриває можливості для оптимізації витрат та підвищення загальної енергоефективності інфраструктури університету.

Реконструкція ТП №181 є необхідним етапом для підвищення ефективності, надійності та енергоефективності енергосистеми НУБіП. Впровадження нових технологій, зокрема автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії, забезпечить точний облік енергоспоживання, а також реагування на можливість збоїв електропостачання.

Загальна реконструкція обладнання дозволить університету зменшити витрати на утримання енергомережі за рахунок зменшення витрат енергоресурсів завдяки більш ефективного управління споживанням електроенергії, що сприятиме підвищенню якості навчання на території університету та забезпечить комфортні умови для студентів і співробітників.

Реконструкція також забезпечує безперебійне постачання електроенергії для навчальних процесів та обслуговування приміщень університету, а також зменшує втрати енергії за рахунок оптимізації енергосистем.

Отже, реконструкція ТП №181 сприятиме підвищенню не лише технічних, а й екологічних стандартів інфраструктури університету, забезпеченню сталості та ефективності використання енергоресурсів.

Висновки до розділу 1

У розділі проведено оцінку технічного стану трансформаторної підстанції ТП 10/0,4 кВ №181, що забезпечує електропостачання території НУБіП України. Хоча підстанція функціонує стабільно, для відповідності сучасним вимогам енергоефективності та надійності необхідна її реконструкція. Основні напрямки реконструкції: впровадження автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ), заміна трансформаторів, вимикачів та вимірювальних приладів, а також інтеграція нових засобів моніторингу енергоспоживання.

Реконструкція підвищить надійність і ефективність енергопостачання, зменшить витрати на енергоресурси та покращить умови для навчального процесу та роботи університету.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ІНЖЕНЕРНИХ СИСТЕМ

2.1. Проектування конструктивних змін підстанції

Проектом конструктивних змін трансформаторної підстанції № 181 передбачено реалізацію ряду певних заходів щодо покращення її функціональності, підвищення надійності та енергоефективності. Виходячи з попереднього аналізу технічного стану ТП № 181 та змодельованого прогнозу навантаження, який буде наведено в наступних розділах, реконструкція включає декілька основних напрямків, спрямованих на забезпечення стабільного електропостачання університету [9].

1) Заміна трансформатора на більш потужний – у зв'язку з можливим збільшенням навантаження на мережу, рекомендується провести заміну існуючого трансформатора на більш потужний. Такий крок допоможе запобігти перевантаженням у моменти пікового споживання, підвищить стабільність електропостачання та знизить ризики виникнення аварійних ситуацій. Розрахунок необхідної потужності трансформатора буде виконано в наступних розділах роботи, що дозволить більш чітко встановити параметри нового обладнання для адаптації до прогнозованого навантаження.

2) Проектування автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії – забезпечити детальний облік та контроль споживання електроенергії, що сприятиме своєчасному реагуванню на зміни в навантаженні, моніторингу параметрів мережі в реальному часі та оптимізації витрат. Крім того, на основі отриманих даних можна буде вчасно проводити профілактичні заходи та уникати критичних ситуацій.

3) Модернізація комутаційних елементів і вимикачів – заміна застарілих комутаційних елементів на сучасні моделі з підвищеними показниками надійності дозволить забезпечити більш безпечну роботу обладнання та

полегшити обслуговування мережі. Це допоможе уникнути перевантажень у разі збільшення навантаження та дозволить оперативно здійснювати перемикання між живильними лініями у випадку аварійних ситуацій.

4) Удосконалення конструктивної організації щодо заходів для зниження втрат енергії – інтеграція нових засобів моніторингу споживання енергії та енергоефективне розташування обладнання на підстанції дозволить оптимізувати витрати на експлуатацію.

2.2. Розрахунок навантажень на стороні 0,4 кВ

У рамках даного розділу здійснено моделювання прогнозу навантаження для сторони 0,4 кВ. Для вибору потужності силових трансформаторів необхідно скласти відомість споживачів електроенергії (табл 2.1.).

Відповідно до Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), всі споживачі електроенергії класифікуються на три категорії в залежності від критичності перерв у електропостачанні [10]:

I-а категорія охоплює електроприймачі, у разі відключення яких можуть виникнути небезпечні ситуації для життя людей, суттєві втрати, масові дефекти продукції або порушення складних технологічних процесів. Споживачі цієї категорії повинні отримувати електроенергію від двох незалежних резервних джерел, а перерва в живленні допускається тільки на час автоматичного відновлення.

II-а категорія включає електроприймачі, відключення яких призводить до масового недовипуску продукції, а також до простоїв працівників і обладнання. Для таких споживачів забезпечується електропостачання з двох взаєморезервуючих станцій, а перерви допустимі лише на час, необхідний для ремонту або заміни пошкоджених елементів.

III-а категорія охоплює всі інші споживачі, які не належать до перших двох категорій. У цьому випадку також допускаються перерви в електропостачанні на час, необхідний для проведення ремонтних робіт, але не більше одного дня.

Отже, враховуючи наведені категорії, можна стверджувати, що споживачі електроенергії від трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ відносяться до третьої категорії.

Таблиця 2.1

Перелік споживачів електроенергії

Найменування споживача	U, кВ	I _{роб} , А	cosφ	tgφ
Навчальний корпус №3	0,4	44,5	0,92	0,42
Навчальний корпус №3	0,4	44,5	0,92	0,42
Стадіон	0,4	19,19	0,84	0,64
Навчальний корпус №4	0,4	44,5	0,92	0,42
Зовнішнє освітлення	0,4	19,19	0,84	0,64

Розрахунок навантаження на стороні 0,4 кВ підстанції проводимо на основі загальної потужності.

Для споживача №1 (Навч. корпус №3) визначаємо активну розрахункову потужність $P_{розр.}$, за формулою:

$$P_{розр.} = \sqrt{3} \cdot U_{н.} \cdot I_{роб.} \cdot \cos\varphi \quad (2.1)$$

де $U_{\text{н}}$ – напруга низьковольтної сторони, 0,4 кВ;

$I_{\text{роб}}$ – робочий струм, А;

$\cos\varphi$ – середній коефіцієнт потужності.

$$P_{\text{розр.}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 44,5 \cdot 0,92 = 28,36 \text{ кВт.}$$

Розрахункову реактивну потужність визначаємо за формулою:

$$Q_{\text{розр.}} = P_{\text{розр.}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (2.2)$$

$$Q_{\text{розр.1}} = 28,36 \cdot 0,42 = 11,91 \text{ квар.}$$

Повну розрахункову потужність визначаємо за допомогою формули:

$$S_{\text{розр.}} = \sqrt{P_{\text{розр.}}^2 + Q_{\text{розр.}}^2} \quad (2.3)$$

$$S_{\text{розр.1}} = \sqrt{28,36^2 + 11,91^2} = 30,76 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Аналогічно проводимо розрахунок навантаження підстанції для інших споживачів, результати заносимо у табл. 2.2.

Розрахунок сумарного активного навантаження на стороні 0,4 кВ визначаємо за формулою:

$$P_{\text{розр.заг.}} = \sum P_{\text{розр.}} \quad (2.4)$$

$$\sum P_{\text{розр.}} = 354,5 \text{ кВт.}$$

Розрахунок сумарного реактивного $Q_{\text{розр.}}$ навантаження на стороні 0,4 кВ визначаємо за формулою:

$$Q_{\text{розр.заг.}} = \sum Q_{\text{розр.}} \quad (2.5)$$

$$\sum Q_{\text{розр.}} = 172,7 \text{ квар.}$$

Розрахунок сумарного реактивного $S_{\text{розр.}}$ навантаження на стороні 0,4 кВ визначаємо за формулою:

$$S_{\text{розр.заг.}} = \sum S_{\text{розр.}} \quad (2.6)$$

$$\sum S_{\text{розр.}} = 399,8 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Таблиця 2.2

**Підсумкові розрахунки потужностей на стороні 0,4 кВ
трансформаторної підстанції**

Найменування споживача	U, кВ	I _{роб.} , А	cosφ	tgφ	P _{розр.} , кВт	Q _{розр.} , квар	S _{розр.} , кВ · А
Навчальний корпус №3	0,4	44,5	0,92	0,42	28,36	11,91	30,76
Навчальний корпус №3	0,4	44,5	0,92	0,42	28,36	11,91	30,76
Стадіон	0,4	19,19	0,84	0,64	11,17	7,15	13,26
Навчальний корпус №4	0,4	44,5	0,92	0,42	28,36	11,91	30,76

Продовження табл. 2.2

Зовнішнє освітлення	0,4	19,19	0,84	0,64	11,17	7,15	13,26
---------------------	-----	-------	------	------	-------	------	-------

2.3. Перевірка силового трансформатора

У зв'язку з тим, що трансформаторна підстанція передбачає можливість перемикання на шини низьковольтної сторони, то необхідно передбачити потужність трансформатора для роботи при аварійних режимах.

Проводимо перевірку трансформатора №1, використовуючи параметри для розрахунків. У таблиці 2.3. наведено змодельований прогноз добового навантаження [11], що дозволяє ретельно оцінити ефективність роботи обладнання в актуальних умовах експлуатації.

Таблиця 2.3

Навантаження протягом доби

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{\text{нав}}, \%$	70	70	80	125	125	140	145	142	137	110	100	70
$S_{\text{нав}},$ кВА	152	152	168	322	322	360	377	373	356	210	190	152

За даними таблиці будемо графік навантаження підстанції.

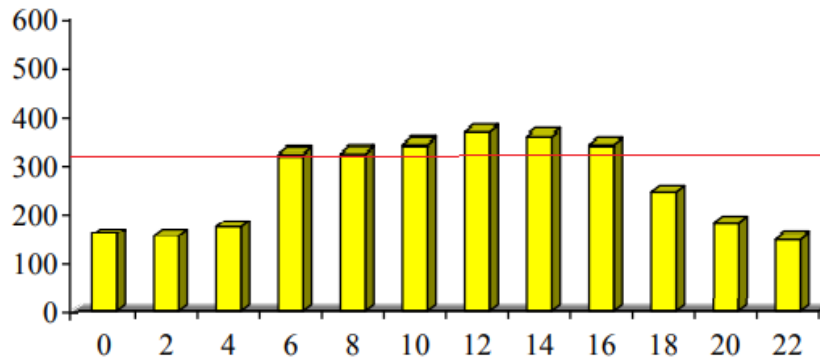


Рис. 2.1. Змодельований графік навантаження протягом доби

Для того, щоб перевірити трансформатори та оцінити їх відповідність характеристикам, потрібно перетворити змодельований графік навантаження у двоступінчастий.

Початкове еквівалентне навантаження графіка за добу:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + \dots + t_n}} \quad (2.7)$$

де $S_1 \dots S_n$ – навантаження трансформатора першого, n -го ступеня графіка навантаження, розміщене нижче лінії номінальної потужності;

$t_1 \dots t_n$ – час тривалості ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{320} \cdot \sqrt{\frac{152^2 \cdot 2 + 168^2 \cdot 2 + 210^2 \cdot 2 + 190^2 \cdot 2}{10}} = 0,59$$

За аналогією з формули (2.7), обчислюємо другий ступінь трансформатора відповідно до графіка навантаження, при цьому враховуються ступені, які перевищують номінальну потужність.

$$K_2 = 1,088$$

Отже, максимальне перевантаження:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ.ТР}} \quad (2.8)$$

$$K_{MAX} = \frac{377}{320} = 1,18$$

де S_{MAX} – максимальне навантаження за графіком навантаження за добу.

Оскільки, $K'_2 < 0,9K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,18 = 1,062$.

Тривалість стабільних навантажень складає до 10 годин, де:

$$h = \frac{K_2^2 \cdot 10}{0,9K_{MAX}^2} \quad (2.9)$$

$$h = \frac{1,088^2 \cdot 10}{1,062^2} = 10,4 \approx 10 \text{ годин.}$$

Згідно з ДСТУ 2105-92 [12], з урахуванням еквівалентної температури та тривалості перевантаження трансформатора $h = 10$ годин, визначаємо значення допустимого перевантаження $K_{2ГОСТ}$. Порівнюємо отримані значення перевантаження трансформатора: $K_2 = 1,062$ і $K_{2ГОСТ} = 1,5$. Можна зробити висновок, що трансформатор не перевантажений.

Аналіз потужності силового трансформатора показав, що він не перевантажений, проте, для зменшення втрат електроенергії та підвищення енергоефективності я пропоную встановити трансформатор типу ТМ-400/10, який забезпечений регулятором напруги під навантаженням (РПН), що дозволяє стабілізувати напругу мережі [13].

2.4. Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання є важливими для коректної перевірки обладнання на 10 кВ та 0,4 кВ. Підстанція живиться через одну прохідну лінію, розрахункова схема для розрахунку струмів короткого замикання представлена на рис. 2.2. Розрахунок струмів короткого замикання виконується в іменованій системі одиниць [14].

Характеристики вибраного трансформатора представлено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4.

Вихідні дані трансформатора

Тип силового трансформатора	Потужність, кВА	X_T , Ом	X_{L1} , Ом	X_{L2} , Ом	X_C , Ом	t , °C
ТМ 400/10/0,4	400	0,1	0,12	0,07	0,02	0

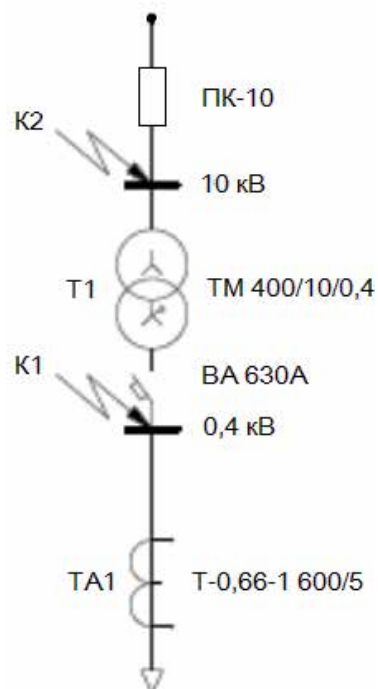


Рис. 2.2. Розрахункова схема

Періодична складова струму короткого замикання в точці К1:

$$I_{K1} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3} \cdot \left(X_c + \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} + \frac{X_T}{2} \right)} \quad (2.10)$$

де X_c – ємнісний опір;

$X_{л1}, X_{л2}$ – реактивний опір високої та низької сторони;

X_T – активний опір.

$$I_{K1} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \left(0,02 + \frac{0,12 \cdot 0,07}{0,12 + 0,07} + \frac{0,1}{2} \right)} = 24,44 \text{ кА}$$

Аналогічно проводимо розрахунок КЗ для точки К2, приведеної до напруги високої сторони:

$$I'_{K2} = \text{кА}$$

При короткому замиканні у точці К2:

$$I_{K2} = I'_{K2} \approx 71,43 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$K3I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_K \quad (2.11)$$

$$\text{Для точки К1} - I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 24,44 = 55,647 \text{ кА}$$

$$\text{Для точки К2} - I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 71,43 = 162,638 \text{ кА}$$

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова струму КЗ залишаються сталими протягом часу, що дорівнює часу відключення автоматики:

$$I_{n\tau 1} = I_{K1} = 24,44 \text{ кА}$$

$$I_{n\tau 2} = I_{K2} = 71,43 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{kn} \cdot e^{-t/Ta} \quad (2.12)$$

де Ta – постійна аперіодична складова КЗ часу загасання.

Таблиця 2.5

Постійна аперіодична складова КЗ часу загасання

Точка КЗ	Ta , с	t , с
К1	0,025	0,06
К2	0,05	0,1

Визначаємо аперіодичну складову струму КЗ до моменту розбіжності контактів аварійного вимикача:

$$\text{Для К1} - i_a = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 55,647 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 10,139 \text{ кА}$$

$$\text{Для К2} - i_a = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 162,638 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 20,866 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля визначаємо за формулою:

$$K = K_{\text{ка}}^2 \cdot (t + Ta) \quad (2.13)$$

$$\text{Для К1- } B_{\text{к}} = 55,647^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 421,51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{Для К2- } B_{\text{к}} = 162,638^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 683,542 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Занесемо всі прорахункові дані в табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Значення струмів короткого замикання

Струм КЗ	Струм КЗ в початковий момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Струм КЗ в момент розмикання вимикача, кА	Аперіодична складова струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, кА·с
К2 (Шини 10 кВ)	71,43	162,638	71,43	20,866	683,542
К1 (Шини 0,4 кВ)	24,44	55,647	24,44	10,139	421,51

В ході розрахунку струмів короткого замикання для трансформатора ТМ-400/10 встановлено, що отримані значення відповідають допустимим межах. Результати підтверджують, що струми короткого замикання в точках К1 і К2 не перевищують критичних рівнів, які можуть спричинити пошкодження трансформатора або збоїв в електричній мережі. Таким чином,

значення, отримані в результаті розрахунку, можна вважати безпечними для подальшої експлуатації обладнання.

2.5. Перевірка високовольтних захисних систем і струмоведучих компонентів підстанції

Перевірка високовольтних електричних апаратів є важливим етапом технічного обслуговування, і повинна проводитись з урахуванням як умов тривалої експлуатації обладнання, так і можливих ситуацій коротких замикань.

До перевірки підлягають наступні елементи обладнання:

- 1) Вимикачі на боці високої напруги;
- 2) Ввідні вимикачі на стороні низької напруги (0,4 кВ);
- 3) Секційні вимикачі на низькій напрузі (0,4 кВ);
- 4) Вимикачі ліній, що відходять, на низькій напрузі (0,4 кВ);
- 5) Роз'єднувачі високої напруги;
- 6) Шини розподільчих пристроїв (10 кВ та 0,4 кВ);
- 7) Трансформатори струму і напруги (10 кВ та 0,4 кВ).

Важливо, щоб під час такої перевірки було оцінено, як апарати працюють не лише в звичайних умовах, а й при екстремальних навантаженнях або аварійних ситуаціях, коли виникають короткі замикання або інші відхилення від нормальної роботи.

Для підстанції 181 визначається максимальний струм на стороні 10 кВ:

$$I_{\text{MAX}}^{\text{ВН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (2.14)$$

де S_{MAX} – максимальне навантаження шини.

$$I_{\text{MAX}}^{\text{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 377}{\sqrt{3} \cdot 10} = 30,5 \text{ кА}$$

Обчислюємо струм у колі ввідних захисних вимикачів на стороні 0,4 кВ за аналогічною формулою:

$$I_{\text{MAX}}^{\text{НН}} = \frac{1,4 \cdot 377}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 761,81 \text{ А}$$

Розраховуємо струм у колі секційного захисного вимикача за формулою:

$$I_{\text{MAX}}^{\text{СВ}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} \quad (2.15)$$

$$I_{\text{MAX}}^{\text{СВ}} = \frac{0,7 \cdot 377}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 380,907 \text{ А}$$

Визначаємо струм у колі лінії на стороні 0,4 кВ:

$$I_{\text{MAX}}^{\text{ПЛ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot n} \quad (2.16)$$

де n – кількість ліній, котрі відходять від підстанції.

$$I_{\text{MAX}}^{\text{ПЛ}} = \frac{1,4 \cdot 377}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 5} = 152,363 \text{ А}$$

У процесі реконструкції підстанції проводимо заміну наступних елементів обладнання: вимикачі на стороні високої напруги, секційний вимикач на стороні низької напруги та ввідні вимикачі на стороні низької напруги [15].

Наявне обладнання, а саме запобіжники типу ПК-10, можна залишити в експлуатації, оскільки вони відповідають встановленим технічним вимогам і наразі здатні забезпечити належний рівень захисту. Однак, з огляду на те, що технології постійно удосконалюються, а також з урахуванням майбутніх вимог до надійності та ефективності роботи підстанції, під час планової реконструкції або модернізації рекомендується замінити старе обладнання на більш сучасне. У цьому випадку доцільно встановити автоматичний вимикач аналогічного типу. Така заміна дозволить підвищити рівень безпеки та ефективність роботи підстанції в довгостроковій перспективі.

Тому, в процесі планової модернізації підстанції, доцільно замінити наступне обладнання для забезпечення більш високого рівня надійності та ефективності роботи:

1) Силовий автоматичний вимикач e.industrial.ukm.630Re.630 з електронним розчіплювачем, 3р, 630А — замінюємо на аналог типу АВВ 630А А3S ELT-LI 3р FF. Вибір цього вимикача обумовлений його здатністю ефективно розривати ланцюги при високих струмах, що забезпечує покращену безпеку та стабільність роботи системи в умовах коротких замикань та інших аварійних ситуацій. Вакуумна технологія розриву контактів цього вимикача сприяє підвищеній довговічності і зниженню ймовірності механічних пошкоджень.

2) Силовий автоматичний вимикач e.industrial.ukm.250S.100, 3р, 100А — замінюємо на аналог типу АВВ S203-C100. Цей вимикач має компактний розмір і здатний забезпечити високий рівень захисту в умовах низької напруги, при цьому маючи відмінні характеристики по стійкості до перевантажень. Вибір АВВ S203-C100 обумовлений його надійністю і здатністю працювати в широкому діапазоні робочих умов.

3) Силовий автоматичний вимикач e.industrial.ukm.250S.250, 3р, 250А — замінюємо на АВВ А2С 250А FORMULA 3Р FF. Цей вимикач володіє високою стійкістю до високих струмів і забезпечує точну настройку захисту для різних

типів навантажень. Він оптимально підходить для забезпечення надійного захисту при великих струмах і перевантаженнях, зменшуючи ризик пошкодження підстанційного обладнання.

4) Силовий автоматичний вимикач e.industrial.ukm.400S.400, 3р, 400А — замінюємо на ABB A3N 400A FORMULA 3P FF. Цей вимикач пропонує підвищену ефективність при розриві ланцюгів високої потужності, має високу стійкість до механічних і термічних навантажень, а також оснащений додатковими функціями захисту від коротких замикань та перевантажень. Вибір цієї моделі обумовлений її здатністю витримувати інтенсивні умови роботи та забезпечувати тривалу безперебійну експлуатацію підстанції.

Вимикачі ліній, що відходять, напругою 0,4 кВ.

Захист ліній, що відходять, напругою 0,4 кВ, наразі здійснюється за допомогою двох елементів: запобіжників та роз'єднувачів. У процесі модернізації ці елементи можна замінити на більш сучасні та ефективні пристрої, що забезпечують кращу надійність та зручність в обслуговуванні. Пропонується замінити:

1) Запобіжники на більш ефективні моделі, наприклад, вакуумні вимикачі типу ABB VEP або Schneider Electric Masterpact. Пристрої забезпечують швидке відключення ланцюга при короткому замиканні або перевантаженні, мають високу стійкість до високих струмів і тривалий експлуатаційний ресурс.

2) Роз'єднувачі замінюємо на вакуумні роз'єднувачі типу ABB VSN 10-20 або Schneider Electric SM6, які забезпечують надійне механічне відключення ліній, знижують ризик механічних пошкоджень і підвищують безпеку при експлуатації. Роз'єднувачі мають низький рівень обслуговування та високу ефективність у роботі з високими струмами.

Роз'єднувачі вищої напруги

Роз'єднувачі вищої напруги залишаються без змін, оскільки вони відповідають необхідним технічним вимогам та забезпечують надійне відключення в умовах поточної експлуатації.

Трансформатори струму та напруги

Для секційних вводів, відходячих ліній на номінальну напругу 0,5 кВ та роботи секційного автоматичного пристрою обираємо трансформатори струму (вимірювальний) з шиною Т-0,66-1 800/5 клас точності 0.5s.

Оскільки клас точності 0,5s є одним з основних стандартів, що використовуються для забезпечення точності вимірювань в системах обліку електричної енергії. Цей клас точності дозволяє досягати необхідної точності в обліку енергії при номінальних навантаженнях та в умовах нормальної експлуатації [16].

Таблиця 2.7

Трансформатори струму Т-0,66-1 800/5

Клас точності	0,5s
Номінальний первинний струм, А	800
Номінальний вторинний струм, А	5
Номінальна напруга, кВ	0,66
Номінальне вторинне навантаження з коефіцієнтом потужності $\cos\varphi = 0,8$, ВА	5
Матеріал шини	алюміній
Температура навколишнього повітря під час експлуатації, °С	-45...+40

Вибір трансформаторів напруги здійснюється відповідно до заданих значень напруги та їх потужності [17]. Для високовольтного боку 10 кВ обираються трансформатори типу НАМИ-10, представлено в табл. 2.8., на основі даних, наведених у таблицях паспортів трансформаторів, що містяться в довідниках.

Таблиця 2.8

Трансформатори напруги НАМИ-10

Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, В	$100\sqrt{3}$
Номінальна потужність, В · А	10 - 20
Клас точності	0,5
Тип обмоток	заземлені (для прямого заземлення)
Граничні значення напруги	$\pm 10\%$ від номінальної
Втрата потужності на холостому ході, В · А	$\leq 1,5$
Межі допустимих струмів короткого замикання, кА	25
Тривалість витримки короткого замикання, с	1

2.6. Перевірка струмопровідних елементів РП

При заміні трансформатора потужністю 320 кВА на 400 кВА, збільшиться номінальний струм на стороні низької напруги (0,4 кВ). Заміна трансформатора збільшить потужність, що проходить через розподільні шини,

тому необхідно перевірити, чи відповідають наявні шини новим умовам експлуатації.

Для того щоб перевірити, чи витримують наявні шини нове навантаження, треба порахувати струм для кожного трансформатора. Вихідні дані для розрахунку наведені в табл. 2.9.

Таблиця 2.9

Вихідна характеристика потужності і струму трансформаторів

Тип трансформатора	Потужність, ВА	Напруга, В
ТМ	$S_{\text{стар}} = 320 \cdot 10^3 \text{ ВА}$	400 В
ТМ	$S_{\text{нов}} = 400 \cdot 10^3 \text{ ВА}$	400 В

Наприклад, змодельюємо розрахунок струму для старого та нового трансформатора потужністю 320 і 400 кВА та визначимо, чи підходять наявні шини.

Для трифазного навантаження, струм розраховується за формулою:

$$I = \frac{S}{U \cdot \sqrt{3}} \quad (2.17)$$

де S – потужність трансформатора в ВА;

U – напруга на стороні 0,4 кВ.

$$I_{\text{стар}} = \frac{320 \cdot 10^3}{400 \cdot \sqrt{3}} = 461 \text{ А}$$

$$I_{\text{нов}} = \frac{400 \cdot 10^3}{400 \cdot \sqrt{3}} = 577 \text{ А}$$

Отже, при заміні трансформатора, струм збільшується на 116 А, це означає, що струм, який протікатиме через шини, збільшиться, і необхідно перевірити, чи витримують шини новий струм.

Зробимо оцінку наявних шин, які встановлені на підстанції. Для кожного з них розраховуємо допустимий струм, щоб застосувати, чи витримують вони нові навантаження.

1) Шина алюмінієва 40x10 мм: $S_{40 \times 10} = 40 \text{ мм} \cdot 10 \text{ мм} = 400 \text{ мм}^2$.

Допустимий струм для алюмінієвої шини 40x10 мм складає приблизно 700-800 А. Шина може витримати новий струм, тому її можна залишити без змін.

2) Шина мідна РСВ 40x5 мм: $S_{40 \times 5} = 40 \text{ мм} \cdot 5 \text{ мм} = 200 \text{ мм}^2$.

Допустимий струм для мідної шини 40x10 мм складає приблизно 800-1000 А. Шина витримує новий струм, тому її можна залишити без змін.

3) Шина алюмінієва 20x5 мм: $S_{20 \times 5} = 20 \text{ мм} \cdot 5 \text{ мм} = 100 \text{ мм}^2$.

Для нових умов ця шина не витримає навантаження, тому її слід замінити.

Для заміни шини 20x5 мм, яка не витримує нового струму, можна вибрати шину з більшим перерізом, що здатна витримати це навантаження.

Де, площа поперечного перерізу буде становити:

– Шина алюмінієва 25x5 мм: $S_{25 \times 5} = 125 \text{ мм}^2$, а допустимий струм 500-600 А, що підходить для нових умов експлуатації;

– Шина алюмінієва 30x5 мм: $S_{30 \times 5} = 150 \text{ мм}^2$, а допустимий струм становить 600-700 А, що забезпечує запас міцності;

– Шина мідна 25x5 мм: $S_{25 \times 5} = 125 \text{ мм}^2$, а допустимий струм становить 600-700 А, який підходить для нових умов.

4) Шина алюмінієва 25x10 мм: $S_{25 \times 10} = 25 \text{ мм} \cdot 10 \text{ мм} = 250 \text{ мм}^2$.

Допустимий струм для алюмінієвої шини 25x10 мм складає приблизно 600-700 А. Шина витримує, тому її залишаємо.

Таким чином, для реконструкції підстанції з заміною трансформатора на 400/10/0,4, потрібно замінити лише одну шину — 20×5 мм, а решта можуть залишатися в експлуатації, оскільки вони витримують новий струм.

2.7. Вибір кабелів живлення

Вибір кабелю здійснюється для високовольтної сторони 10 кВ підстанції. Спочатку розраховуємо робочий струм, використовуючи відповідну формулу.

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot 10} \quad (2.18)$$

$$I_p = \frac{540,36}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,2 \text{ A}$$

На основі розрахунків вибираємо трижильний кабель з алюмінієвими жилами, що має ізоляцію типу АСБ, з відповідним поперечним перерізом струмопровідних жил, що забезпечує допустимий робочий струм $I_{\text{доп}} = 75 \text{ A}$.

Кабель вибраний правильно з урахуванням умов нагрівання, оскільки виконується наступна умова:

$$I_{\text{роб}} = 31,2 \text{ A} \leq 75 \text{ A}$$

Розраховуємо робочий струм під час короткого замикання для однієї кабельної лінії:

$$I_{p1} = \frac{I_p}{2} \quad (2.19)$$

$$I_{p1} = \frac{31,2}{2} = 15,6 \text{ A}$$

Перевіряємо кабель на здатність витримувати термічні навантаження під час короткого замикання:

$$S_{\min} = \frac{I_k \cdot \sqrt{t_\phi}}{C} \quad (2.20)$$

де I_k – струм короткого замикання, А;

t_ϕ – час існування к.з., с;

C – коефіцієнт виділення тепла в різних провідниках після короткого замикання для алюмінієвого кабелю становить $C = 88$.

$$S_{\min} = \frac{I_k \cdot \sqrt{t_\phi}}{C} = 22,46 \text{ мм}^2$$

Умова не виконується, тому приймаємо кабель АСБл-10 3х95 мм².

Перевіряємо вибраний силовий кабель на падіння напруги:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot I_p \cdot l \quad (2.21)$$

де r_0 – питомий активний опір одного кілометра кабельної лінії, Ом/км;

x_0 – індуктивний опір одного кілометра кабельної лінії, що становить 0,08 Ом/км;

l – відстань однієї фази між опорними ізоляторами.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{10000} (0,329 \cdot 0,96 + 0,08 \cdot 0,28) \cdot 15,6 \cdot 2 = 0,18\%$$

Визначаємо питомий активний опір:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot S} \quad (2.22)$$

де γ – питомий опір алюмінію, що становить 32 Ом · м;

S – поперечний переріз, мм².

$$r_0 = \frac{1000}{32 \cdot 95} = 0,329 \text{ Ом/км}$$

Кабель обраний правильно з урахуванням допустимої втрати напруги, оскільки розрахункова величина відповідає встановленим вимогам:

$$\Delta U = 0,18\% \leq 5\%$$

У нормальному режимі роботи кабель вибирається на основі економічної густини струму.

Перевіримо кабель за економічною густиною струму:

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{роб}}}{J_{\text{ек}}} \quad (2.23)$$

де $J_{\text{ек}}$ – довідникова економічна густина струму.

$$S_{\text{ек}} = \frac{32,2}{1,4} = 23 \text{ мм}^2$$

Отже, остаточно вибираємо алюмінієвий кабель АСБл-10 3х95 з поперечним перерізом струмопровідних жил, що відповідає вимогам.

2.8. Розрахунок захисного заземлення

Розрахунок заземлюючого пристрою проводиться для визначення його опору, щоб забезпечити ефективне відведення струму в аварійних ситуаціях і гарантувати безпеку людей. Такі кроки дозволяють оптимізувати конструкцію заземлення, відповідаючи вимогам безпеки та нормативам [18].

Вихідні дані:

- 1) Заземлюючий пристрій проектується як спільний для ліній високої та низької напруги.
- 2) Питомий опір ґрунту в районі встановлення заземлюючого пристрою – суглинок.
- 3) Заземлюючий пристрій складається з вертикальних заземлювачів, встановлених на відстані між собою, $a = 3$ м.
- 4) Матеріал вертикальних заземлювачів – кругла сталь діаметром $d = 18$ мм та довжиною $l_b = 3$ м.
- 5) Верхні кінці вертикальних заземлювачів заглиблені на $t_r = 0,95$ м та приварені до горизонтального заземлювача з сталевієї смуги шириною $b = 44$ мм і висотою $h = 4$ мм.

При виконанні розрахунків заземлюючого пристрою приймаємо опір заземлюючого пристрою, який має відповідати встановленим нормативам для забезпечення безпеки та ефективного відведення струму в разі короткого замикання або інших аварійних ситуацій, $R_z = 4$ Ом.

За каталожними даними для ґрунту суглинок питомий опір становить $\rho = 100$ Ом · м, в залежності від вологості, температури та інших умов експлуатації.

Коефіцієнти для вертикальної та горизонтальної прокладки кабелів приймаємо згідно з нормативними вимогами, зокрема для вертикальної

прокладки – 1,2, а для горизонтальної – 1,0, залежно від типу ґрунту та глибини закладення.

Для визначення розрахункової величини питомого опору ґрунту для вертикальних і горизонтальних заземлювачів використовуємо формулу:

$$\rho_{p.в} = \rho_{p.r} = K_{с.в} \cdot \rho \quad (2.24)$$

$$\rho_{p.в} = 1,2 \cdot 100 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{p.r} = 1 \cdot 100 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача визначаємо за формулою:

$$t = t_r + \frac{l_B}{2} \quad (2.25)$$

$$t = 0,95 + \frac{3}{2} = 2,5 \text{ м}$$

Визначаємо опір розтікання струму для одного вертикального електрода з заданими діаметром і довжиною при певній глибині занурення за формулою:

$$R_{з.в} = \frac{0,366 \cdot \rho_{p.в}}{l_B} \cdot \left(\lg \cdot \frac{2 \cdot l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \cdot \frac{4 \cdot t + l_B}{4 \cdot t - l_B} \right) \quad (2.26)$$

$$R_{з.в} = \frac{0,366 \cdot 120}{3} \cdot \left(\lg \cdot \frac{2 \cdot 3}{18 \cdot 10^2} + \frac{1}{2} \cdot \lg \cdot \frac{4 \cdot 2,5 + 3}{4 \cdot 2,5 - 3} \right) = 23,17 \text{ Ом}$$

Без врахування горизонтальних заземлювачів, при заданій кількості електродів у контурі та їхньому співвідношенні, вибираємо довідниковий

коефіцієнт ефективності вертикальних заземлювачів з урахуванням екранування, $n_B = 0,44$.

Приблизну кількість вертикальних заземлювачів розраховуємо за такою формулою:

$$n = \frac{R_{з.в}}{n_B \cdot R_{з.норм}} \quad (2.27)$$

$$n = \frac{23,17}{0,44 \cdot 4} = 13 \text{ шт}$$

Прийmemo 13 вертикальних заземлювачів.

Визначаємо опір розтікання для горизонтального заземлювача зі сталевий смуги:

$$R_{з.г} = \frac{0,366 \cdot \rho_{п.г}}{l_r} \cdot \lg \cdot \frac{l_B^2}{v \cdot t_r} \quad (2.28)$$

де $l_r = 1,05 \cdot 3 \cdot (13 - 1) = 37$.

$$R_{з.г} = \frac{0,366 \cdot 100}{37} \cdot \lg \cdot \frac{2 \cdot (3 \cdot 37)^2}{44 \cdot 10^{-3} \cdot 0,95} = 2,85 \text{ Ом}$$

Виходячи з розрахункових даних, вибираємо коефіцієнт ефективності горизонтального заземлювача, $n_r = 0,3$.

Опір розтікання горизонтального заземлювача з урахуванням екранування буде визначений за формулою:

$$R_{з.г.е} = \frac{R_{з.г}}{n_r} \quad (2.29)$$

$$R_{з.г.е} = \frac{2,85}{0,3} = 9,5 \text{ Ом}$$

Опір заземлюючого пристрою з урахуванням горизонтальної смуги визначається за формулою:

$$R_{з.у} = \frac{R_з \cdot R_{з.р.е}}{R_з + R_{з.р.е}} \quad (2.30)$$

$$R_{з.у} = \frac{4 \cdot 9,5}{4 + 9,5} = 2,8 \text{ Ом}$$

Отже, $R_{з.у} = 2,8 \text{ Ом} \leq R_з = 4 \text{ Ом}$, тому умова виконується, оскільки розрахункове значення відповідає встановленим вимогам. Такий результат забезпечує належний рівень електробезпеки, мінімізуючи ризик ураження людей електричним струмом, а також сприяє ефективній роботі електрообладнання, знижуючи ймовірність аварійних ситуацій, викликаних поганим заземленням.

Висновки до розділу 2

В даному розділі були проведені розрахунки та здійснено заміну ряду обладнання на трансформаторній підстанції. У зв'язку зі збільшенням споживання електроенергії, було прийнято рішення замінити існуючий силовий трансформатор на більш потужний трансформатор потужністю 400 кВА.

В результаті були замінені вимикачі на боці високої напруги, ввідні вимикачі на стороні низької напруги, секційні вимикачі, а також вимикачі ліній, що відходять, на низькій напрузі. Вимикачі було замінено на сучасні вакуумні марки АВВ, які мають кращі експлуатаційні характеристики, дешевше обслуговуються, є вибухо- та пожежобезпечними та мають високий комутаційний ресурс.

Також була замінена шина розподільчих пристроїв.

Заміна трансформатора потужністю 320 кВА на 400 кВА призведе до збільшення номінального струму, тому було перевірено, чи відповідають наявні шини новим умовам експлуатації.

В результаті проведеного аналізу було прийнято рішення замінити одну з шин, оскільки вона не здатна витримувати нові рівні струму, що виникли внаслідок зміни навантаження. Дане рішення було ухвалене для запобігання можливим аваріям і забезпечення стабільної роботи підстанції.

Крім того, для покращення точності вимірювань та підвищення надійності роботи системи було здійснено заміну трансформаторів струму та напруги. Замість старих моделей були встановлені нові трансформатори: Т-0,66-1 800/5 класу точності 0.5s та НАМИ-10. Ці трансформатори відповідають сучасним вимогам щодо точності та надійності, що дозволить забезпечити коректний облік електроенергії та стабільність роботи всієї електричної мережі.

РОЗДІЛ 3

СИСТЕМА ОБЛІКУ ТА ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ КЕРУВАННЯ

3.1. Структура АСКОЕ на трансформаторній підстанції 10/0,4 кВ

Автоматизована система контролю та обліку електроенергії – це комплекс пристроїв для вимірювання, збору, обробки та зберігання даних, засобів зв'язку і синхронізації часу, які разом забезпечують як комерційний, так і технічний облік електроенергії.

Комерційний облік електроенергії полягає у визначенні показників споживання електроенергії для взаєморозрахунків між виробниками, постачальниками, організаціями з передачі, продавцями та споживачами, а також для контролю балансу електроенергії на оптовому ринку України.

АСКОЕ функціонує в автоматичному режимі, що мінімізує вплив людського фактору на процес обліку, потребує менше обслуговуючого персоналу і, таким чином, знижує витрати. Крім того, система забезпечує швидкий доступ до об'єктивних даних про спожиту електроенергію у форматі, зручному для аналізу.

АСКОЕ призначена для автоматизації процесів комерційного та технічного обліку електроенергії. Система виконує автоматизовані вимірювання, збір, обробку, зберігання, відображення та фіксацію даних про постачання, розподіл, споживання і перетоки електроенергії (рис. 3.1.). На нижньому рівні система здійснює передачу облікової інформації до верхнього рівня, де вона обробляється центром збору даних (ЦОД). АСКОЕ також може обмінюватися даними з іншими суб'єктами на оптовому ринку електроенергії та, за потреби, інтегруватися з іншими інформаційними системами [19].



Рис. 3.1. Структурна схема АСКОЕ

АСКОЕ на трансформаторній підстанції 10/0,4 кВ повинна виконувати такі функції:

1) Забезпечення обліку електроенергії згідно з вимогами Інструкції з комерційного обліку електроенергії (ІКОЕ) та відповідними нормативними актами оптового ринку електроенергії (ОРЕ).

2) Первинна обробка даних про постачання та передачу електроенергії на межах розподілу між мережами структурних підрозділів і мережами енергопостачальних компаній, що охоплює всі точки обліку, зокрема трансформаторні підстанції, КТП і РП.

3) Формування балансу електроенергії з щоденним, подекадним та щомісячним оновленням.

4) Проведення розрахунків сальдо-перетікань електроенергії у точках, де ведеться комерційний облік.

5) Врахування втрат електроенергії в мережах відповідно до методики, що враховує втрати у лініях, трансформаторах, а також втрати, пов'язані з транзитом активної та реактивної енергії для споживачів. Під час

проекування мають бути визначені і погоджені алгоритми, структура та перелік показників для розрахунку втрат.

6) Автоматичний обмін первинними даними з АСКОЕ суміжних учасників ОРЕ для точок обліку, розташованих на межі розподільних мереж, із частотою передачі даних щонайменше раз на добу у встановлений час.

7) Передача даних про втрати електроенергії до АСКОЕ суміжних учасників ОРЕ в автоматичному режимі через програму «Генератор звітів», формуючи звітні шаблони з розрахунками втрат із частотою не менше одного разу на добу у заданий час.

Структура АСКОЕ на ТП 10/0,4 кВ (рис. 3.2.) включає лічильники електроенергії, які забезпечують як комерційний, так і технічний облік на підстанції.

Згідно з ПУЕ 1.5, технічний (контрольний) облік передбачає контроль за витратами електроенергії на електростанціях, підстанціях та інших підприємствах, а також аналіз і розрахунок втрат електроенергії в мережах різних класів напруги. Комерційний (розрахунковий) облік охоплює реєстрацію виробленої і переданої споживачам електроенергії для здійснення фінансових розрахунків.

На кожній лінії напругою 10 кВ і 0,4 кВ (для внутрішніх потреб) встановлено лічильники електроенергії, які ведуть облік даних по кожній лінії. Дані передаються на комутатори або концентратори, встановлені відповідно до класу напруги лінії. З комутаторів інформація надходить на пристрої збору та передачі даних (ПЗПД), які передають її на вищі рівні, наприклад, на розподільчий пункт (РП).

Для передачі облікової інформації на підстанції використовується провідне з'єднання типу "вита пара", що є оптимальним через невеликі відстані (до 120 м) між об'єктами. Для передачі інформації на вищі рівні застосовуються модеми з портами RS-485 (Ethernet) [20].

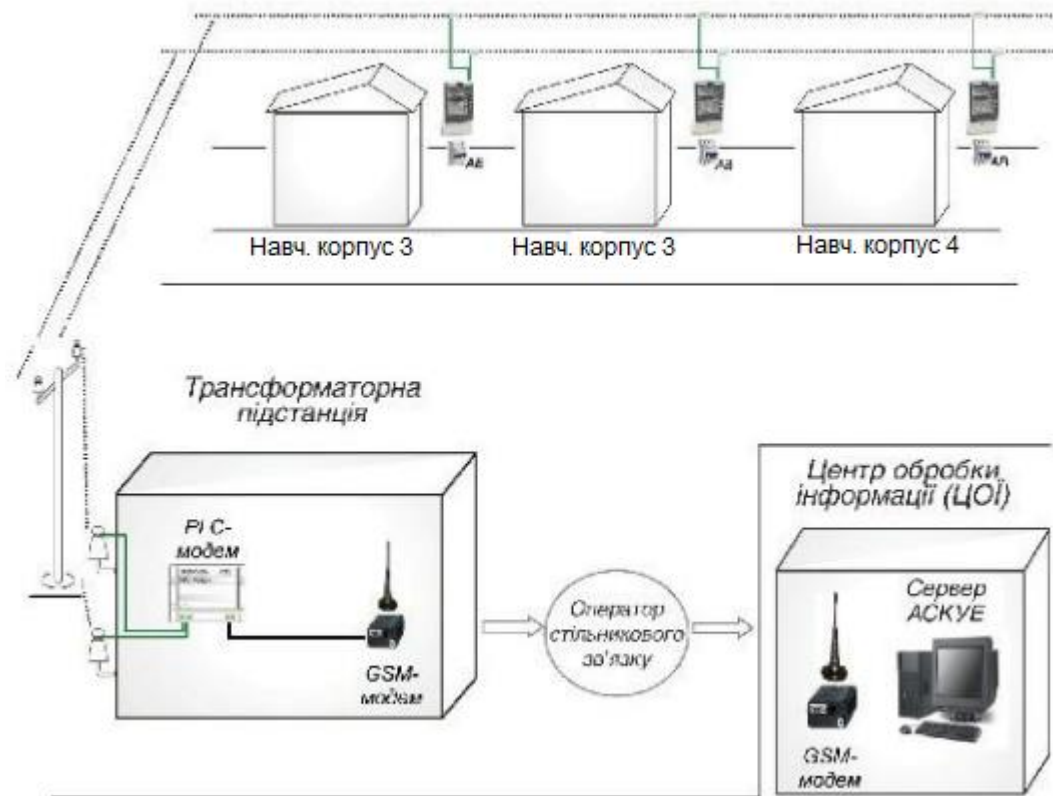


Рис. 3.2. АСКОЕ з передачею даних через силову мережу 0,4 кВ

АСКОЕ може використовувати для передачі даних силову мережу 0,4 кВ, що дозволяє передавати інформацію безпосередньо по наявних лініях електропередачі, без необхідності встановлення додаткових каналів зв'язку. Така система передачі даних забезпечує передачу сигналів через мережу низької напруги, дозволяючи використовувати існуючу інфраструктуру та зменшувати витрати на встановлення додаткових комунікаційних ліній.

У цій конфігурації лічильники електроенергії, що встановлені на різних точках обліку (на лініях 0,4 кВ), збирають і передають дані по тих самих силових кабелях, що використовуються для передачі електроенергії. Спеціальні модулі або адаптери, встановлені на лічильниках, кодують інформацію про споживання електроенергії у сигнали, які потім передаються через силову мережу.

На приймальній стороні (наприклад, у центрі збору даних або на підстанції) встановлюється обладнання, яке розкодує ці сигнали і передає дані далі для зберігання та аналізу. Така система дозволяє уникнути втручання в ландшафт підстанції і знижує витрати на окремі комунікаційні лінії, оскільки вся передача інформації відбувається по існуючій інфраструктурі електричних мереж [21,22].

3.2. Влаштування АСКОЕ

АСКОЕ зазвичай є розширеною версією системи ЛУЗОД. Приклад її конструкції можна показати за допомогою спрощеної структурної схеми, наведеної нижче.



Рис. 3.3. Структурна схема АСКОЕ, ЛУЗОД

З цієї схеми видно, що «Споживач 1» оснащений ЛУЗОД, який включає два лічильники електроенергії, що встановлені в ТП-181. Важливо зазначити, що один комплект ЛУЗОД «Споживача 1» використовується для дистанційного обліку електроенергії, причому лічильники з'єднані між собою

цифровим інтерфейсом. Пояснює, що ЛУЗОД може підключати як один, так і кілька лічильників, якщо вони знаходяться в межах одного РУ та є можливість прокладення кабельних ліній для зв'язку між ними.

За допомогою наявного обладнання ЛУЗОД було розширено функціональність системи, встановивши АСКОЕ. Для дистанційного зчитування даних з ЛУЗОД №1 використовується GSM/GPRS канал зв'язку. Також для зчитування даних застосовується кабельна лінія зв'язку, дозволяючи зменшити витрати на зв'язок і підвищити надійність отримання даних, а в деяких випадках навіть скоротити витрати на монтаж АСКОЕ.

Також варто зазначити, що ЛУЗОД споживачів є важливою частиною існуючої АСКОЕ енергокомпанії.

3.3. Опис процесу формування інформації про споживання електричної енергії НУБіП України

Процес формування балансів надходження та віддачі електричної енергії в мережах НУБіП України буде автоматизовано за допомогою програмних засобів нової системи, що розробляється в рамках реконструкції ТП №181 напругою 10/0,4 кВ. Для обчислення розрахункових параметрів система використовуватиме дані, зібрані з первинної бази даних електронних багатофункціональних лічильників, а також введені вручну оператором або адміністратором системи. Лічильники електричної енергії будуть встановлені на точках обліку, визначених у договорі про постачання електроенергії.

3.4. Опис неавтоматизованого процесу в умовах АСКОЕ

Дані комерційного обліку електричної енергії за попередню добу, які не були своєчасно передані на АРМ або не можуть бути зчитані з лічильників, вводяться в АСКОЕ вручну диспетчером, оператором або адміністратором

системи з подальшим коригуванням. Вказаний процес є неавтоматизованим, коли дані по кожному засобу обліку енергії вводяться вручну у випадках, коли неможливо отримати їх автоматично через ПБД лічильників (наприклад, через поломку лічильника, несправність каналу зв'язку, заміну лічильника тощо). Всі введені вручну дані маркуються ознакою якості «ручне введення» та мають відповідну мітку часу.

3.5. Вибір лічильника електричної енергії

Для обліку електроенергії будуть застосовуватися лічильники «АСЕ 6000 (АСЕ-661В) [23]».

Лічильники «АСЕ-661В» використовуються для таких цілей:

- вимірювання виробленої електроенергії на електростанціях;
- облік енергетичних перетоків та потужності на міжсистемних лініях;
- моніторинг постачання електроенергії та потужності споживачам;
- облік енергоспоживання для власних потреб;
- контроль за втратами електроенергії та потужності;
- управління розподілом енергоресурсів;
- точний облік спожитої енергії та потужності при багатотарифних тарифах;
- автоматизація процесів виробництва;
- прогнозування потреби в заявленій потужності для підприємств;
- вибір оптимального графіка споживання електроенергії;
- облік реактивної потужності;
- передача даних про виміряні параметри енергоспоживання.

Характеристика точок обліку на локальному об'єкті НУБіП України наведено у таблиці нижче. Облік електричної енергії проводиться за

допомогою багатофункціонального електронного лічильника типу ACE-661B (клас точності 0,5s).

Таблиця 3.1

Характеристика типу лічильника та точок обліку на локальному об'єкті

Місце встановлення	Найменування	Параметри вимірювання	Тип лічильника	Тип інтерфейсу	K_i	K_n
ТП №181 10/0,4 кВ	На стороні 0,4 кВ	+A	ACE- 661B	RS 485	800/5	-
		+R				
		-R				
		+R				
		-R				

Точка комерційного обліку електричної енергії оснащена необхідними трансформаторами струму згідно з вимогами ПУЕ та стандартами ДСТУ 2976-95.

Електронні лічильники ACE-661B призначені для обліку спожитої активної та реактивної енергії в обох напрямках на приєднаннях у РУ 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ трифазних мереж змінного струму. Вони оснащені вбудованими автономними годинниками, що визначають точний час вимірювання, а також інтерфейсом RS485. Лічильники ACE-661B відповідають стандарту ДСТУ EN 50470-3 і мають клас точності 0,5s. Вони підтримують як однотарифний, так і багатотарифний облік електроенергії.

Детальні технічні характеристики лічильників містяться в їх паспортах та інструкціях з експлуатації, що надаються разом з робочою документацією. Лічильники встановлюються на панелях обліку електроенергії в РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ у спеціально призначеному для цього місці та закріплюються в трьох

точках. Вони підключаються до трьох- або чотирьохпроводної мережі через трансформатори струму або безпосередньо до мережі, згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок.

Схема підключення лічильників і розташування затискачів в затискній коробці наведені в проектній документації. Перед встановленням лічильників необхідно провести процедуру параметризації, згідно з рекомендаціями НКРЕ від 10.05.2006 № 05-39-19/2306. Параметризація здійснюється за допомогою спеціального програмного забезпечення через оптичний інтерфейс лічильника.

Після завершення параметризації складається «Акт виконаних робіт», до якого додаються протоколи параметризації лічильників, відповідно до вимог Правил користування електроенергією.

3.6. Структура АСКОЕ ТП 10/0,4 кВ №181

АСКОЕ для трансформаторної підстанції ТП 10/0,4 кВ №181 є дворівневою (нижній та верхній рівень) системою, що включає програмно-апаратні засоби для визначення, збору, збереження, передачі та відображення даних комерційного обліку електроенергії на межі з мережами постачальника електричної енергії.

АСКОЕ забезпечує цілісність і централізоване управління. Відповідно до функціонального призначення, система розділяється на дві основні частини: вимірювальну, що відповідає за формування і зберігання первинних даних, та частину збору та обробки даних (ЗОД).

На нижньому рівні системи розташовані вимірювальні пристрої — трифазні електронні лічильники, які здійснюють вимірювання активної та реактивної електричної енергії в прямому і зворотному напрямках, а також на приєднаннях 0,4 кВ — енергії по 4 квадрантах. Лічильники фіксують обсяги електричної енергії, що надходять до мережі або віддаються з мережі ТП

10/0,4 кВ №181, збереження даних у первинній базі даних (ПБД) лічильника відбувається за кожен 30-хвилинний інтервал доби.

На верхньому рівні АСКОЕ здійснюється збір даних про комерційний облік електричної енергії, які надходять через канали зв'язку або шляхом ручного введення, після чого дані завантажуються в базу даних (БД) АСКОЕ. Доступ до цієї бази здійснюється через прикладне програмне забезпечення, що надається персоналу ТП 10/0,4 кВ №181.

З територіальної точки зору, АСКОЕ складається з центральних вузлів збору даних, які розміщені на АРМ головного енергетика ТП 10/0,4 кВ, а також локальних вузлів збору даних, розташованих у РУ 0,4 кВ трансформаторної підстанції. Центральні вузли збирають інформацію безпосередньо з лічильників і передають її для подальшої обробки та збереження.

3.7. Організація каналів зв'язку

Зв'язок між комплексом комерційного обліку та АРМ головного енергетика організовано за допомогою каналу зв'язку Ethernet між АРМ та шафою АСКОЕ для замовника.

Зчитування даних АСКОЕ здійснюється цілодобово, з 00:00 до 24:00 годин кожної доби, по кожній точці комерційного обліку. Порядок зчитування даних визначається адміністратором або оператором системи відповідно до наданих прав, з урахуванням регламенту часу, встановленого адміністратором.

Передача даних з комплексу комерційного обліку ТП 10/0,4 кВ №181 до постачальника електричної енергії межі відповідальності НУБіП України, здійснюється за допомогою GSM/GPRS-каналу. Тип передачі даних узгоджується з межею відповідальності НУБіП України на стадії дослідної експлуатації, при цьому допускається використання інших спеціалізованих

режимів передачі даних по GSM/GPRS-каналах, які пропонують оператори мобільного зв'язку (крім режиму мобільної телефонії).

Вибір каналів зв'язку для центрального серверу збору та обробки даних, а також технічні характеристики цих каналів, наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Канали зв'язку АСКОЕ

Початок каналу (розміщення)	Кінець каналу (розміщення)	Тип каналу	Наявність каналу
ТП-10/0,4 кВ	НУБіП України	GPRS/GSM- канал	+

3.8. Обмін даними АСКОЕ з НУБіП України

Обмін даними між АСКОЕ для трансформаторної підстанції ТП 10/0,4 кВ №181 та НУБіП України здійснюється шляхом зчитування даних з первинної бази даних (ПБД) лічильників за допомогою прикладно - орієнтованих запитів, що надсилаються з університету безпосередньо на модем через віддалене з'єднання.

Під час обміну даними комерційного обліку між АСКОЕ ТП 10/0,4 кВ №181 та університетом, захист внутрішніх комп'ютерних мереж обох суб'єктів обміну забезпечується за допомогою спеціальної програми Firewall. Відповідальність за безпеку внутрішньої комп'ютерної мережі кожного з учасників обміну інформацією покладено на службу комп'ютерного забезпечення цих об'єктів.

3.9. Захист інформації від несанкціонованого доступу

Для забезпечення захисту інформації від несанкціонованого доступу на технічному рівні передбачені заходи. Захист від несанкціонованого доступу до технічних засобів реалізується через:

- використання засобів авторизованого доступу до інформації лічильників комерційного обліку;
- розміщення обладнання ЛУЗОД у складських приміщеннях РУ-0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, яке закривається на замок та має обмежений доступ;
- пломбування лічильників, вимірювальних кіл і випробувальних коробок для запобігання несанкціонованому втручання;
- відсутність прямого з'єднання устаткування для передачі даних з мережами загального користування без застосування відповідних механізмів захисту від несанкціонованого доступу.

3.10. Функції модему та АРМ головного енергетика

GSM/GPRS-модем MCL 5.10 призначений для організації доступу до первинної бази даних (ПБД) лічильників комерційного обліку через канали мобільного зв'язку для системи АСКОЕ. Канали зв'язку забезпечуються оператором мобільного зв'язку та здійснюють передачу даних GPRS.

Автоматизоване робоче місце (АРМ) головного енергетика призначене для збору, відтворення та документування інформації про обсяги споживання та віддачі електроенергії в мережу НУБіП України. АРМ є робочим місцем оператора (користувача) системи та розташоване в відділі головного енергетика (ВГЕ), де інтегрується в єдину локальну обчислювальну мережу підприємства.

Вхідні дані для формування звітних форм зберігаються в базі даних (БД) комп'ютера АРМ. Звіти формуються за запитом оператора за допомогою програмного забезпечення АРМ. Оператор (користувач) АСКОЕ працює в межах прав, наданих адміністратором системи.

На комп'ютері, встановленому на АРМ АСКОЕ, виконуються наступні функції:

- Прийом даних комерційного обліку електроенергії, які надходять через канали зв'язку від багатофункціональних електронних лічильників і завантаження їх у базу даних АСКОЕ з позначкою якості «Автоматичне введення»;
- Прийом даних, що надходять шляхом ручного введення, і їх завантаження в БД АСКОЕ з позначкою якості «Ручне введення»;
- Аналіз цілісності БД АСКОЕ, пошук відсутніх даних та формування запитів до приладів обліку електроенергії для отримання недоставлених даних;
- Передача даних комерційного обліку з АСКОЕ ТП-10/0,4 кВ до НУБіП України.

3.11. Диспетчерське керування в АСКОЕ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

Диспетчерське керування є важливою складовою автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії на трансформаторних підстанціях 10/0,4 кВ. Воно забезпечує централізований контроль, моніторинг та управління обліком споживаної енергії, що сприяє підвищенню ефективності енергоспоживання та зниженню операційних витрат.

1) Збір і передача даних

На трансформаторній підстанції 10/0,4 кВ для обліку електричної енергії використовуються трифазні електронні лічильники типу АСЕ-661В, які

здійснюють вимірювання активної та реактивної енергії в реальному часі. Дані з лічильників передаються через канали зв'язку до системи диспетчерського керування, що дозволяє здійснювати оперативний моніторинг та аналіз енергоспоживання.

2) Автоматизація процесів

АСКОЕ працює в автоматичному режимі, що забезпечує безперервний збір, обробку та збереження даних про спожиту енергію. Система автоматично формує баланси електроенергії, визначає обсяги втрат і проводить корекцію даних при необхідності, що дозволяє знижувати потребу в обслуговуючому персоналі та мінімізує ризик людських помилок.

3) Інтеграція з іншими системами

Система диспетчерського керування АСКОВЕ інтегрується з іншими інформаційними системами підприємства та передає дані на вищі рівні для аналізу та прогнозування. Система дає змогу здійснювати інтегрований моніторинг енергетичних потоків і виявляти відхилення від стандартних значень, що може вказувати на потенційні проблеми в роботі обладнання або мережі.

4) Забезпечення безперервного обміну даними

Для передачі даних використовуються різноманітні канали зв'язку, включаючи проводові та бездротові системи. Відстань до пристроїв збору даних не перевищує 120 м за умови використання стандартних комунікаційних кабелів, а для більш віддалених підстанцій застосовуються модеми з портами RS-485. Можливість передачі через існуючу інфраструктуру 0,4 кВ знижує витрати на додаткові канали зв'язку та забезпечує гнучкість в розгортанні системи.

5) Контроль за якістю даних

Система диспетчерського керування автоматично перевіряє коректність отриманих даних. У разі неможливості зчитування або порушення зв'язку, дані можуть бути введені вручну з відповідною маркуванням для забезпечення

прозорості. У цьому випадку дає змогу уникнути помилки, пов'язані з технічними несправностями обладнання або каналів зв'язку.

б) Моніторинг втрат та балансу енергії

Однією з основних функцій диспетчерського керування є моніторинг втрат електроенергії та коригування балансу енергоспоживання. АСКОЕ автоматично визначає та аналізує втрати енергії в мережі, що дозволяє своєчасно виявляти дефекти, а також вживати заходи для їх усунення.

7) Аналіз та прогнозування енергоспоживання

Система диспетчерського керування не лише контролює поточний стан споживання електроенергії, але й здійснює аналіз тенденцій енергоспоживання. Система дає можливість прогнозувати навантаження на підстанцію та забезпечує підвищення ефективності розподілу електричної енергії, а також дозволяє коригувати роботу трансформаторів в залежності від поточних навантажень.

Завдяки інтегрованому диспетчерському керуванню, АСКОЕ на ТП 10/0,4 кВ забезпечує високу ефективність управління енергетичними процесами, оперативне реагування на аварійні ситуації та безперервний моніторинг електричних мереж [29].

Висновки до розділу 3

Запропонована система АСКОЕ для ТП 10/0,4 кВ №181 забезпечує високий рівень контролю за споживанням електроенергії, мінімізуючи вплив людського фактору, знижуючи витрати на обслуговування та підвищуючи точність отриманих даних.

Обмін інформацією між АСКОЕ ТП 10/0,4 кВ №181 та НУБіП України здійснюється шляхом зчитування даних з первинної бази лічильників. Обмін буде відбуватися через прикладно-орієнтовані запити, що надсилаються з університету на модем через віддалене з'єднання. Канали зв'язку між

комплексом обліку та автоматизованим робочим місцем (АРМ) головного енергетика організовуються через Ethernet-мережу, що з'єднує АРМ з шафою АСКОВЕ.

Дані зчитуються цілодобово, у період з 00:00 до 24:00, по кожній точці комерційного обліку.

Для обліку електроенергії застосовуються лічильники типу «АСЕ 6000 (АСЕ-661В)», які забезпечують високу точність вимірювань. Передача даних відбувається через GSM/GPRS-канал, а безпека мереж обох сторін підтримується програмним забезпеченням Firewall, яке гарантує надійний захист інформації.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ РЕКОНСТРУКЦІЇ З АСКОЕ

4.1. Аналіз капітальних витрат на реконструкцію

Економічний розділ даної магістерської роботи присвячений оцінці фінансової обґрунтованості заходів щодо удосконалення трансформаторної підстанції [24], зокрема реконструкції ТП 10/0,4 кВ, модернізації існуючого обладнання та впровадження автоматизована система комерційного обліку електроенергії.

Проект передбачає оновлення трансформаторної підстанції для підвищення надійності та ефективності електропостачання. Заміна та модернізація обладнання мінімізують ризики аварійних відключень і забезпечують стабільність енергопостачання. Розрахунок витрат базується на актуальних прайс-листах, довідкових матеріалах та ринкових цінах, що дозволяє точно оцінити економічну доцільність рішень.

Фінансові затрати на реалізацію проектного варіанту складають:

$$C = C_{\text{ОБ}} + C_{\text{МН}} + C_{\text{ПЛ}} + C_{\text{ТР}} \quad (4.1)$$

де $C_{\text{ОБ}}$ – вартість обладнання;

$C_{\text{МН}}$ – витрати на монтаж та пусконаладжувальні роботи;

$C_{\text{ПЛ}}$ – планові накопичення;

$C_{\text{ТР}}$ – витрати на транспортування, заготівлю та зберігання.

Фінансові витрати на реалізацію варіанту проекту детально представлені в табл. 4.1. Дані включають всі основні обставини витрат, включаючи витрати на обладнання, транспортні витрати, монтажні та накладні роботи, а також планові накопичення для забезпечення стійкості проекту.

Фінансові витрати проекту

Найменування засобів капітальних затрат	Кількість, шт	Вартість за одиницю, грн	Всього, грн
Компоненти приладу АСКОВЕ (лічильники типу АСЕ-661)	1	12000	12000
Автоматичні вимикачі, роз'єднувачі та запобіжники типу АВВ	6	18250 7250 8150 16400 37000	83000
Шина алюмінієва 25x5 мм	1	264	264
Трансформатор ТМ-400/10/0,4	1	230000	230000
Трансформатор струму та напруги (типу Т-0,66-1 800/5 та НАМИ-10)	2	1680 30000	31680
Монтаж та пусконаладжувальні роботи	-	27000	27000
Разом			381000

4.2. Розрахунок економічної ефективності проекту та реконструкції

Частина експлуатаційних витрат залишається незмінною порівняно з альтернативним варіантом. У проекті враховуються амортизаційні відрахування, а також витрати на плановий ремонт і обслуговування обладнання. Важливо враховувати, що витрати є необхідними для забезпечення стабільної та ефективної роботи системи та продовження терміну служби основних засобів [30].

Річні витрати на технічне обслуговування, ремонт обладнання та ліній зв'язку включають витрати на матеріали, заробітну плату обслуговуючого персоналу та запасні частини:

$$K_P = K_E \cdot C_P \quad (4.2)$$

де K_E – частина експлуатаційних витрат;

C_P – фінансові витрати проекту.

$$K_P = 0,04 \cdot 381 = 15,24 \text{ тис, грн}$$

Отже, сумарні експлуатаційні затрати становитимуть:

$$K_C = K_A + K_P \quad (4.3)$$

де K_A – амортизаційні фінансові витрати, 80 тис., грн.

$$K_C = 80 + 15,24 = 95,24 \text{ тис., грн}$$

Розмір економії, яка виникає завдяки використанню нових трансформаторів, визначається через зменшення втрат від перерв при експлуатації обладнання з низькою надійністю.

Економія за місяць при розмірах збитків від перерв в електроживленні за базовим варіантом та проектного варіанту становить:

$$E = P_B - P_{\Pi} \quad (4.4)$$

де P_B – розмір збитків базового варіанту, 22 тис., грн;

P_{Π} – розмір збитків проектного варіанту, 0 тис., грн.

$$E = 22 - 0 = 22 \text{ тис. грн}$$

Пряма економія становить:

$$E_{\Pi} = E_p - K_c \quad (4.5)$$

де E_p – розмір річної економії, 210 тис., грн.

$$E_{\Pi} = 210 - 95,24 = 114,76 \text{ тис., грн}$$

Оцінка економічної ефективності повинна базуватись на розрахунках ефективності фінансових витрат та періоду їх окупності:

$$E_{\Phi} = E_{\Pi} / C \quad (4.6)$$

$$E_{\Phi} = \frac{114,76}{381} = 0,301$$

Період окупності капітальних витрат становить:

$$P_0 = C - 100/E_{\Pi} + 100 \quad (4.7)$$

$$P_0 = 381 - 100/114,76 + 100 = 1,3 \text{ років}$$

Згідно з аналізом коефіцієнта ефективності, термін окупності має бути не більше 10 років. Якщо розрахунок терміну окупності виявить значення менше півтора року, можна стверджувати, що вдосконалення ТП 10/0,4 за допомогою АСКОЕ є економічно доцільним.

4.3. Оцінка потенціалу зниження втрат електроенергії в мережах споживачів завдяки впровадженню АСКОЕ

Орієнтовна інформація про електроспоживання за звітний період наведена в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Дані про електроспоживання на ТП-181

Найменування	Приєднання	07.09.24 по 14.09.24		
		Надходження, кВт.год	Небаланс, кВт.год	Небаланс, %
ТП-181	вул. Героїв Оборони, 15	2218,50	205,03	8,01%
	вул. Героїв Оборони, 15	3663,30	430,06	12,54%

Продовження табл. 4.2

ТП-181	вул. Героїв Оборони	1175,60	64,40	2,88%
	вул. Героїв Оборони	1774,40	84,80	3,96%
	вул. Героїв Оборони, 13	2988,20	270,03	10,23%

Розглянемо зменшення втрат електроенергії за звітний період у мережах споживачів завдяки впровадженню АСКОЕ та зниження втрат до нормованого рівня в 8%.

Таблиця 4.3

Розрахунок результатів скорочення втрат електроенергії

Приєднання				Нормоване значення небаланс у, %				
	Надходження Вт.год	Небаланс кВт.год	Небаланс %		Різниця Небалансу, %	Різниця Небалансу кВт.год	Новонадходження Вт.год	
вул. Героїв Оборони, 15	2218,50	205,03	8,01%	8%	0,01%	0,23	2218,27	≈ 7,6-8%
вул. Героїв Оборони, 15	3663,30	430,06	12,54%		4,54%	166,32	3496,98	
вул. Героїв Оборони	1175,60	64,40	2,88%		-	-	128,40	

Продовження табл. 4.3

вул. Героїв Оборони	1774,40	84,80	3,96%	8%	-	-	338,60	≈ 7,6-8%
вул. Героїв Оборони, 13	2988,20	270,03	10,23%		2,23%	66,64	2921,56	

Скорочення витрат електроенергії по ТП-181 за тиждень:

$$V_T = 11820 - 9299,45 = 2520,55 \text{ кВт. год}$$

Орієнтовне зменшення витрат електроенергії за місяць:

$$V_M = 2520,55 \cdot 2 = 5041,1 \text{ кВт. год}$$

Ймовірне зменшення витрат електроенергії на рік становить:

$$V_P = 5041,1 \cdot 12 = 60493 \text{ кВт. год}$$

Скорочення витрат електроенергії можна розглядати як потенційну економію і за рік вона становитиме:

$$V_E = 60493 \cdot 6,57 = 397,44 \text{ тис. , грн.}$$

Завдяки впровадженню АСКОЕ, очікується зниження витрат на електроенергію, що може забезпечити річну економію [31].

Висновки до розділу 4

Економічна оцінка реконструкції ТП 10/0,4 з впровадженням АСКОЕ показала, що проект потребує значних інвестицій, але ці витрати обґрунтовані підвищенням надійності та ефективності енергопостачання. Період окупності капітальних витрат складає 1,3 роки, що є вигідним показником. Впровадження АСКОЕ дозволить значно знизити витрати на електроенергію та зменшити втрати в мережах, забезпечуючи річну економію і підвищуючи фінансову стійкість підстанції.

Тому реконструкція є економічно доцільною та ефективною.

РОЗДІЛ 5

БЕЗПЕКА ТА ОХОРОНА ПРАЦІ ПІД ЧАС РЕКОНСТРУКЦІЇ

5.1. Монтаж технічного обладнання на об'єкті

Під час монтажних робіт необхідно суворо дотримуватись правил безпеки та чинних нормативних документів. Якщо виникає потреба у заміні або розширенні функцій лічильника, всі роботи мають відповідати вимогам безпеки, передбаченим у нормативних актах. Вибір типу лічильника, який встановлюється у точці обліку, слід узгоджувати з довіреною межею відповідальності НУБіП України, а сам монтаж виконувати згідно з інструкціями, що додаються до приладу.

Кола напруги та струму мають бути облаштовані проводами, переріз яких забезпечує допустиме падіння напруги згідно з ПУЕ [10], а також відповідає технічним характеристикам трансформатора струму, але не менше.

Прокладання ліній зв'язку необхідно здійснювати у місцях, захищених від вологи, агресивних впливів та шкідників. При цьому слід дотримуватись вимог ПБЕЕС [25] та Правил пожежної безпеки [26]. Монтажні роботи виконувати відповідно до інструкцій з експлуатації та монтажу технічних засобів.

5.2. Рекомендації щодо монтажу та налаштування запуску системи

Монтаж системи АСКОЕ вимагає дотримання певних технічних вимог, але загалом її встановлення і налаштування не є надто складними. Головною умовою є уважне ознайомлення з інструкціями для забезпечення безперебійної роботи системи.

Після встановлення лічильників та збору необхідної документації можна розпочати первинне налаштування системи. Процес включає конфігурування

мережі для забезпечення можливості отримання актуальних даних з лічильників. Для цього перед початком налаштування важливо підготувати всі документи та мати під рукою повний набір інструкцій, що забезпечить точність та ефективність запуску системи.

Можливий варіант розміщення обладнання на трансформаторній підстанції і основні рекомендації щодо монтажу компонентів АСКОЕ представлено на рис. 5.1-5.4.

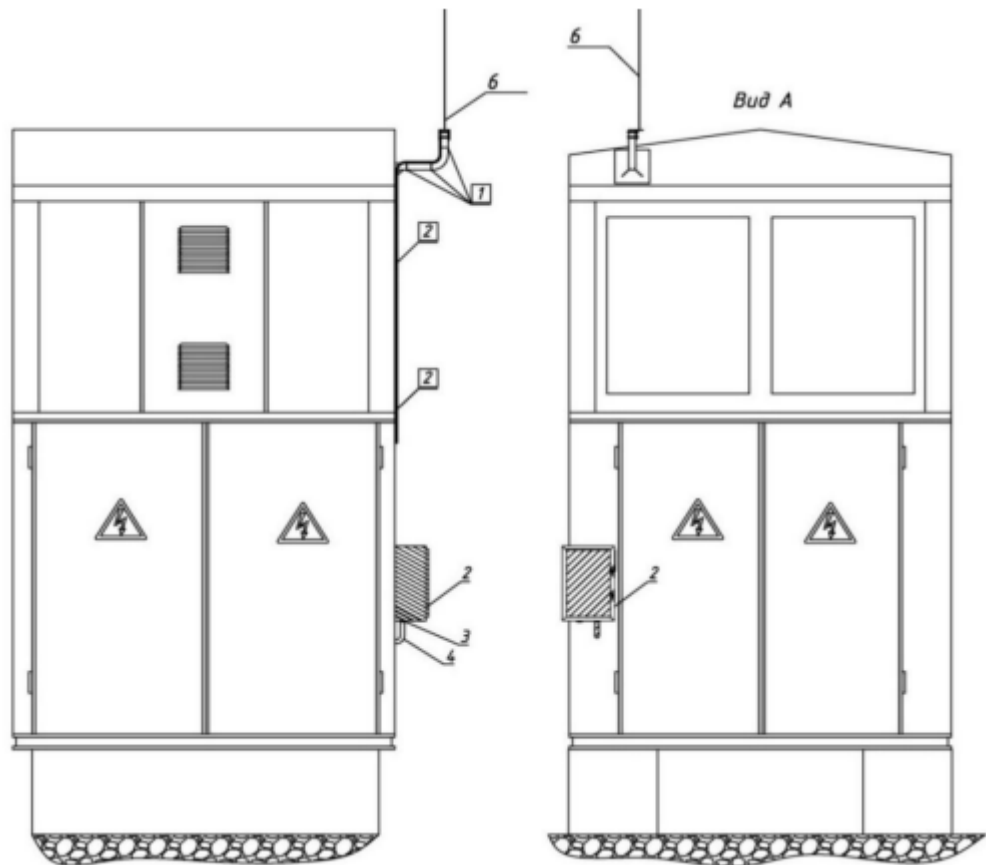


Рис. 5.1. Можливий варіант розміщення обладнання на трансформаторній підстанції, тип А1

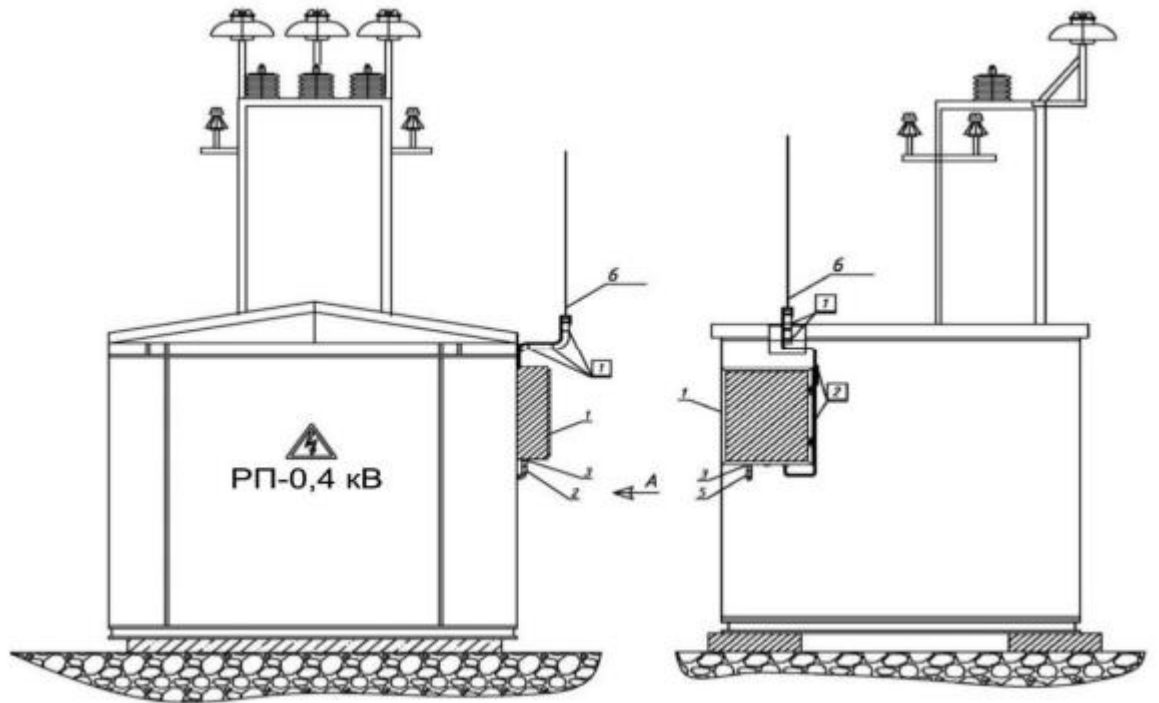


Рис. 5.2. Можливий варіант розміщення обладнання на трансформаторній підстанції, тип В1

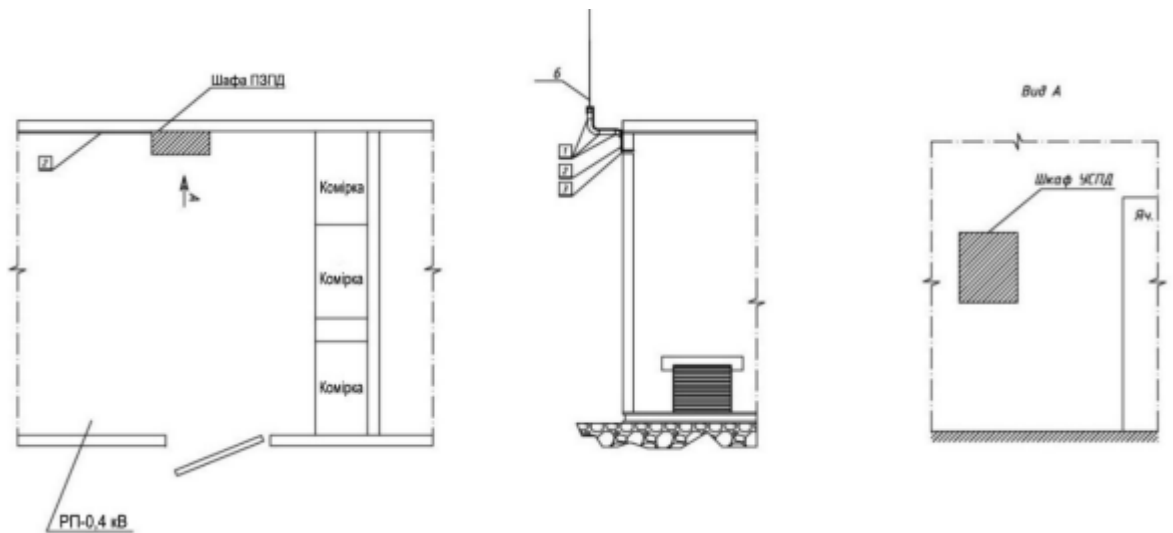


Рис. 5.3. Можливий варіант розміщення обладнання на трансформаторній підстанції, тип В1

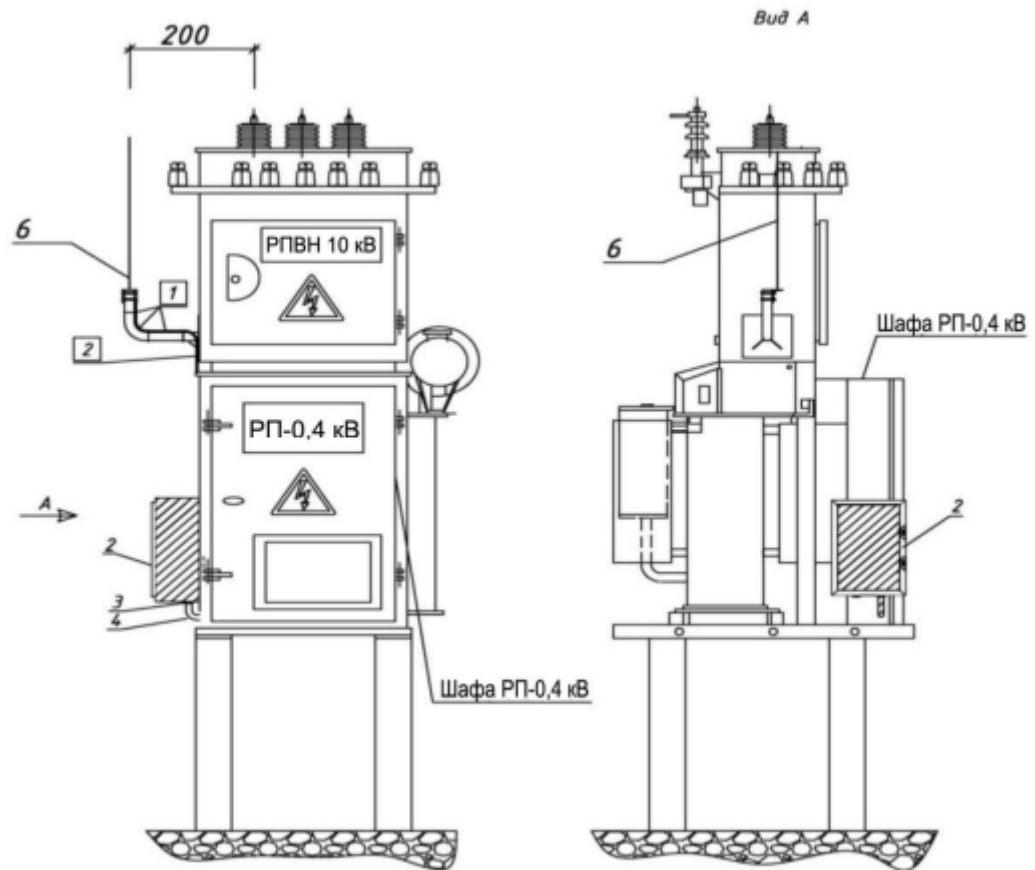


Рис. 5.4. Можливий варіант розміщення обладнання на трансформаторній підстанції, тип Г1

5.3. Обслуговування (експлуатація та ремонт)

Експлуатацію та ремонт ТП-10/0,4 кВ повинні виконувати кваліфіковані електротехнічні працівники. В даному випадку експлуатація і ремонт виконуватиметься працівниками відповідних служб довіреної межі відповідальності.

Забезпечення належного стану електричного обладнання та мереж в справному стані і виконання експлуатації мають відповідати вимогам ПБЕЕ та інших нормативно-технічних актів. Важливим є дотримання стандартів та якісне проведення профілактичних робіт, ремонту, модернізації та реконструкції електрообладнання.

5.4. Заходи щодо забезпечення електробезпеки

Охорона праці та техніка безпеки під час експлуатації проекрованої ТП-10/0,4 кВ забезпечуються шляхом ухвалення проектних рішень, які суворо відповідають вимогам ПУЕ 2017 року, «Правил безпечної експлуатації електроустановок (ПБЕЕ)». Дані вимоги враховують умови безпеки праці, попередження виробничого травматизму та забезпечення безпеки професійного експлуатаційного персоналу при обслуговуванні всіх елементів електроустановок. Для забезпечення охорони праці та техніки безпеки проектом передбачено:

- використання електрообладнання та провідникових матеріалів, що відповідають умовам експлуатації та призначенню;
- застосування відповідних способів прокладки кабелів та перетину з інженерними комунікаціями згідно з ПУЕ 2017 року;
- пристрій надійного заземлення для проектованих опор згідно з нормованою величиною опору, що відповідає вимогам ПУЕ 2017 року та ДБН В.2.5-23:2018 [27];
- використання попереджувальних написів і плакатів для підвищення обізнаності;
- виконання всіх захисних заходів електробезпеки відповідно до ПУЕ 2017 року та ДСТУ Б В.2.5-82:2016 [28].

Висновки до розділу 5

Було розглянуто основні заходи охорони праці та безпеки при реконструкції трансформаторної підстанції ТП-10/0,4 кВ. Виконання монтажних робіт потребує дотримання суворих вимог безпеки та нормативних документів, таких як ПУЕ та ПБЕЕ. Всі роботи повинні виконуватись лише

кваліфікованим персоналом, а монтаж та налаштування системи АСКОЕ потребують особливої уваги для забезпечення належної роботи системи та точності збирання даних. У процесі монтажу обладнання необхідно враховувати вимоги до прокладання кабелів, заземлення, а також до захисту від агресивних умов довкілля. Для забезпечення надійності та безпеки електричних установок важливо ретельно планувати та проводити профілактичні та ремонтні роботи, що допоможе зберегти обладнання в справному стані та мінімізувати ризики аварій.

Розділ підкреслює важливість системного підходу до забезпечення безпеки, що включає правильний вибір обладнання, відповідність всіх елементів нормативам і постійну увагу до заходів електробезпеки та охорони праці на всіх етапах експлуатації та обслуговування трансформаторної підстанції.

ВИСНОВКИ

У рамках магістерської роботи було проведено аналіз та розрахунки для реконструкції трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, що забезпечує енергопостачання НУБіП, з урахуванням збільшення споживання електроенергії та нових технічних вимог.

Одним із основних рішень стала заміна трансформатора на потужніший (400 кВА) для забезпечення стабільної подачі електроенергії при збільшених навантаженнях. Для цього були замінені вимикачі на сучасні вакуумні моделі АВВ, що забезпечують високу надійність, низькі витрати на обслуговування та підвищену безпеку. Через збільшення номінального струму після заміни трансформатора було прийнято рішення замінити одну з шин розподільчих пристроїв. Також встановлено нові трансформатори струму та напруги.

Запропоноване рішення в впровадженні автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії для ТП 10/0,4 кВ №181 полягає в тому, що дозволить ефективно контролювати споживання енергії, зменшити витрати на обслуговування та підвищити точність обліку. Обмін даними між лічильниками та університетом відбуватиметься через модем за допомогою віддаленого з'єднання, а передача інформації здійснюватиметься через GSM/GPRS-канал з захистом за допомогою програми Firewall. Система забезпечить цілодобовий облік електроенергії та точний збір даних з кожної точки обліку.

Економічний аналіз показав, що нові енергоефективні трансформатори та автоматизована система обліку зменшать витрати на електроенергію, підвищать ефективність підстанції та надійність постачання. Також було приділено увагу заходам з охорони праці та техніці безпеки під час робіт на підстанції.

Реконструкція покращить якість електропостачання, енергоефективність та надійність підстанції, забезпечивши університет сучасною енергетичною інфраструктурою.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Павленко В. М., Ткаченко М. В. Підвищення енергоефективності та надійності електропостачання університету через реконструкцію трансформаторної підстанції. Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування: *матеріали XI Міжнародної науково-технічної конференції*, Київ, 2024, С. 19.
2. Ткаченко М. В., Павленко В. М. Реконструкція трансформаторної підстанції для освітніх і наукових установ шляхом впровадження енергоефективних технологій. Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК: *матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції*, Харків, 2024, С. 29–33
3. Павленко В. М., Решетняк Я. В. Шляхи підвищення енергоефективності трансформаторних підстанцій. Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування: *матеріали XI Міжнародної науково-технічної конференції*, Київ, 2024, С. 255.
4. Гур'єв С.О., Хрящев О.О. Модернізація трансформаторних підстанцій для забезпечення стабільності енергопостачання в умовах зростання енергетичних навантажень. Електроенергетика та електротехніка, 2018.
5. Решетняк Я., Павленко В. М.. Підвищення енергоефективності трансформаторних підстанцій у системах електропостачання. Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК: *матеріали Міжнародної науково-практичної конференції*, Харків, 2024, С. 24–28.
6. Попов В.Є., Коваленко М.П.. Енергоефективність та економічні аспекти модернізації електромереж. *Енергетика і електрифікація*, 2019.
7. Пасічник О.Е., Шматов С.А. Розробка та впровадження автоматизованих систем управління електричними мережами. Київ: НТУУ «КПІ». 2016.

8. Л.В. Мартинюк, А.В. Петренко, А.О. Омельчук. Управління режимами роботи електричних мереж. – Київ: ЦП «Компринт». 2021
9. В.В. Козирський, С. С. Макаревич, А. В. Петренко. Проектування систем електропостачання – К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2015. – 590 с.
10. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
11. Бенн Д. В., Фармер Е. Д. Порівняльні моделі прогнозування електричного навантаження. Київ: «Енергетика». 2019. 197 с.
12. ДСТУ 2105-92. Трансформатори силові масляні загального призначення. Технічні умови. [Чинний від 1992-07-01]. Київ, 1992. 28 с. (Електротехніка).
13. Каталог «Трансформатор сервіс». URL: <https://transf.com.ua/> (дата звернення: 20.10.2024).
14. Розрахунок струмів короткого замикання. URL: <https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/> (дата звернення: 23.10.2024).
15. Каталоги вибору автоматичних вимикачів, запобіжників та роз'єднувачів. URL: <https://electrocontrol.com.ua/abb> (дата звернення: 25.10.2024).
16. ДСТУ 7746-2003. Трансформатори струму. Загальні технічні умови. [Чинний від 2003-07-01]. Київ, 2003. 36 с. (Електротехніка).
17. ДСТУ ІЕС 60044-2:2008. Трансформатори вимірювальні. Частина 2. Трансформатори напруги індуктивні (ІЕС 60044-2:2003, ІДТ). [Чинний від 2008-07-01]. Київ, 2008. 34 с. (Електротехніка)
18. СОУ 31.2-21677681-19:2009. Випробування та контроль пристроїв заземлення електроустановок. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2009. 25 с. (Стандарт Мінпаливенерго України).
19. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ. — Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 15 від 27.01.2006 р.

20. Технічні та організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електричної енергії на об'єктах НЕК «Укренерго» (друга редакція).

21. Павленко В. М., Йовенко О. Б. Система моніторингу та регулювання енергоспоживанням побутових домогосподарств. Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування: *матеріали XI Міжнародної науково-технічної конференції*. Київ, 2024. С. 253.

22. Бабюк С. М., М. Д. Приймак, Р. В. Паськів. Підвищення енергоефективності підприємств за рахунок контролю характеристик режимів електропостачання / Актуальні задачі сучасних технологій: *збірник тез доповідей VI Міжнародної науковотехнічної конференції молодих учених та студентів*, 16-17 листопада 2017 року. Т. : ТНТУ, 2017. Том 3. — С. 90– 91. — (Електротехніка та енергозбереження).

23. Семенов А.Б., Логвиненко Д.В. Інтеграція лічильників АСЕ 6000 у системи автоматизації обліку енергетичних ресурсів. *Автоматизація та управління*, 2019.

24. Лисенко М.Г., Гончарова Т.Ю. Оцінка ефективності інвестицій в енергетичні проекти. Київ: НТУУ «КПІ». 2020.

25. НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98). Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Київ: Міністерство праці та соціальної політики України, 1998. 112 с. (Нормативний документ України).

26. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні. Київ: Міністерство внутрішніх справ України, 2014. 140 с. (Нормативний документ України).

27. ДБН В.2.5-23:2018. Електротехнічні пристрої. Київ: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2018. 45 с. (Будівельні норми України).

28. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [Чинний від 2016-01-01]. Київ, 2016. 40 с. (Будівельні норми України).

29. Orobchuk B., Sysak I., Babiuk S., Rajba T., Karpinski M., KlosWitkowska A., Szkarczyk R., Gancarczy J. Development of simulator automated dispatch control system for implementation in learning process. 2017 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications (IDAACS). IEEE, Buharest, vol. 1, September 2017, pp. 210–214.

30. P. Linares, S. Dufour, “Economic Efficiency of Energy Projects in the Electrical Grid: Case Study,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 118-126, 2014.

31. D. Fraser, R. Sisson, “Capital Cost Estimating and the Role of Automation,” *Journal of Engineering*, vol. 22, no. 4, 2005.

32. V. Kozyrskyi, A. Petrenko, M. Trehub, Y. Charyev, “Renewable Energy and Power Supply Challenges for Rural Regions”, ch009, Pages: 197- 228, 2019. DOI:10.4018/978-1-5225-9179-5.ch009

Електричні схеми

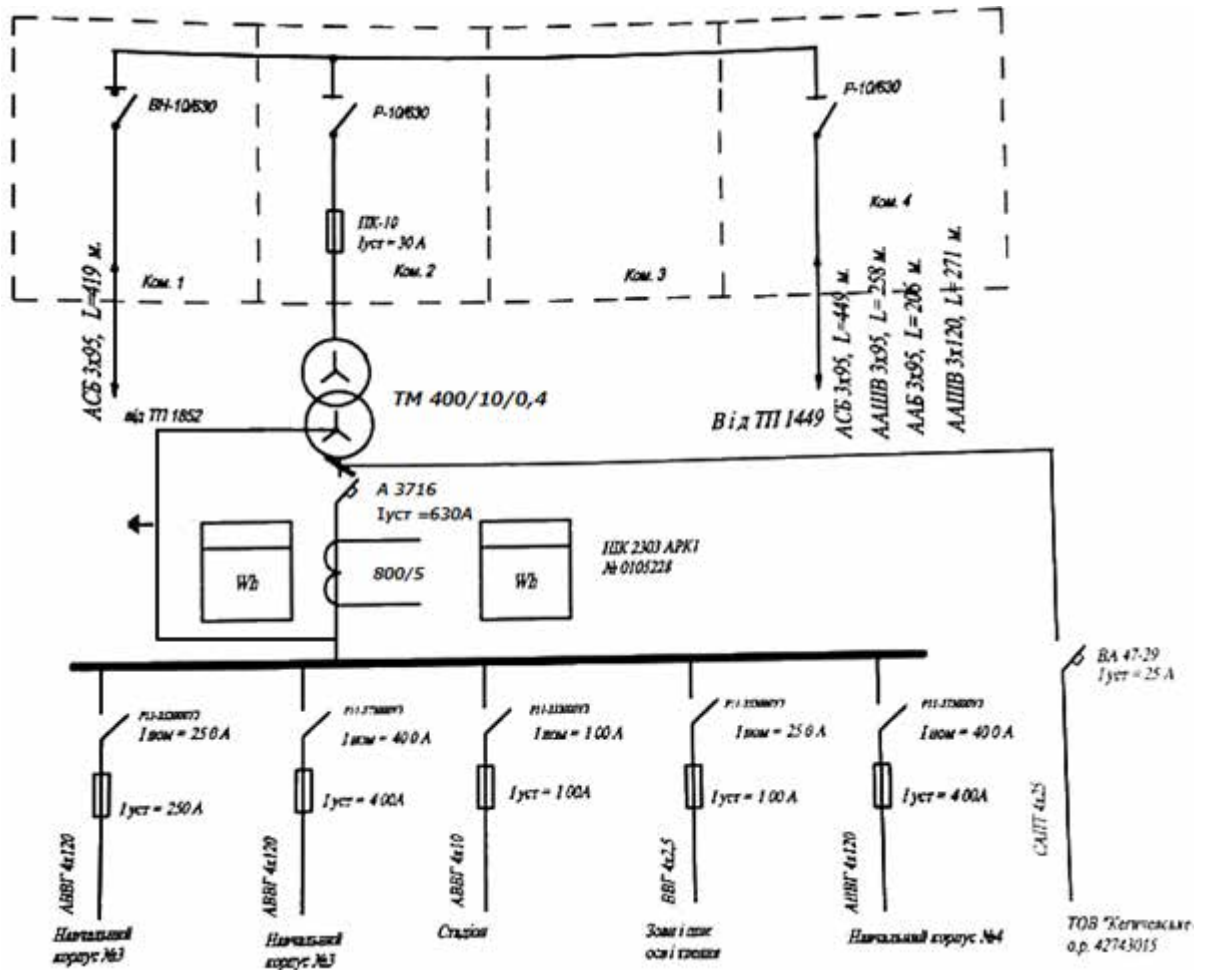


Рис. А.1. Схема електрична підключень ТП

Електричні схеми

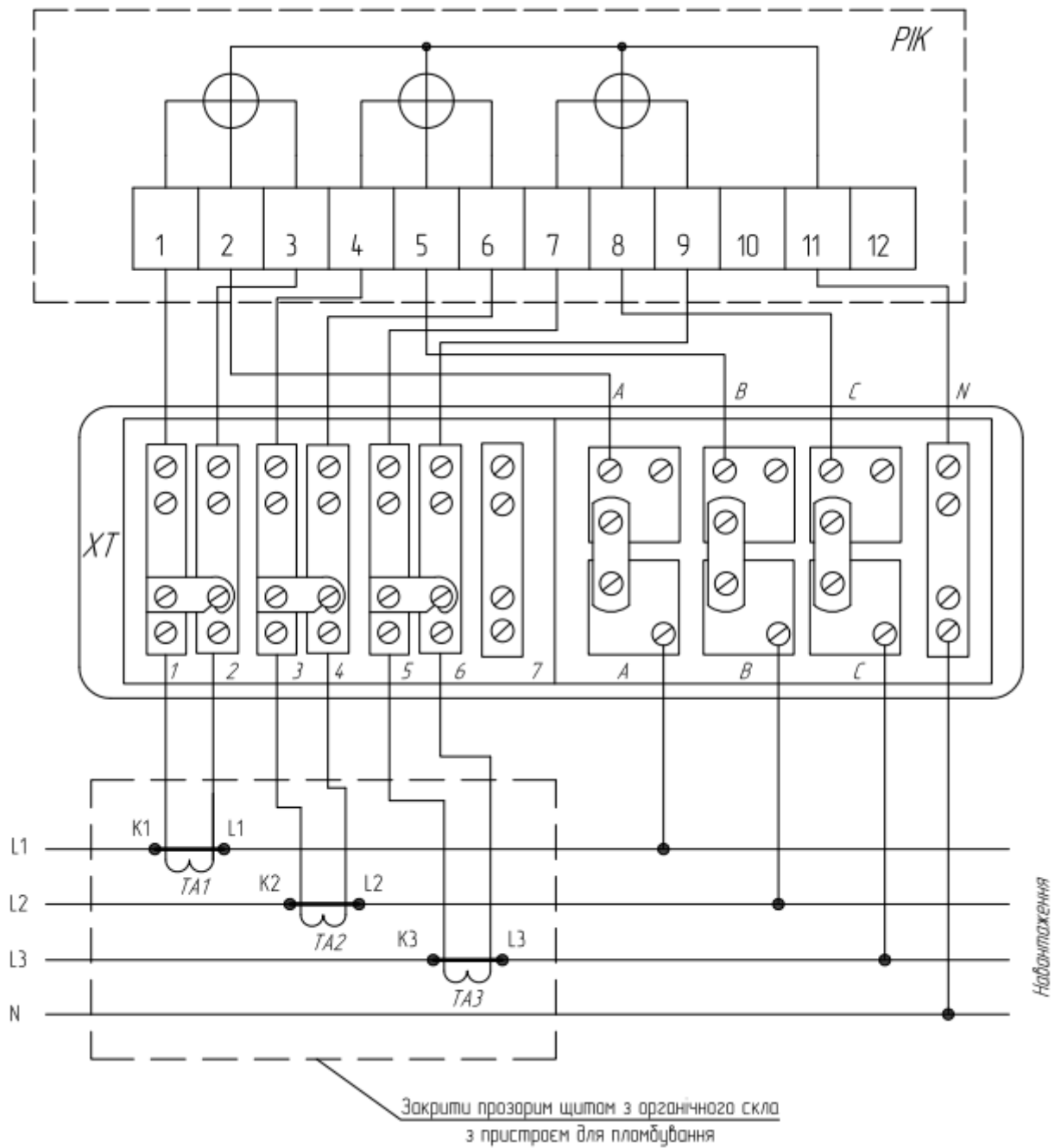


Рис. А.2. Схема включення лічильника в РУ-0,4 кВ. ТП 10/0,4 кВ

Структурно-функціональні схеми

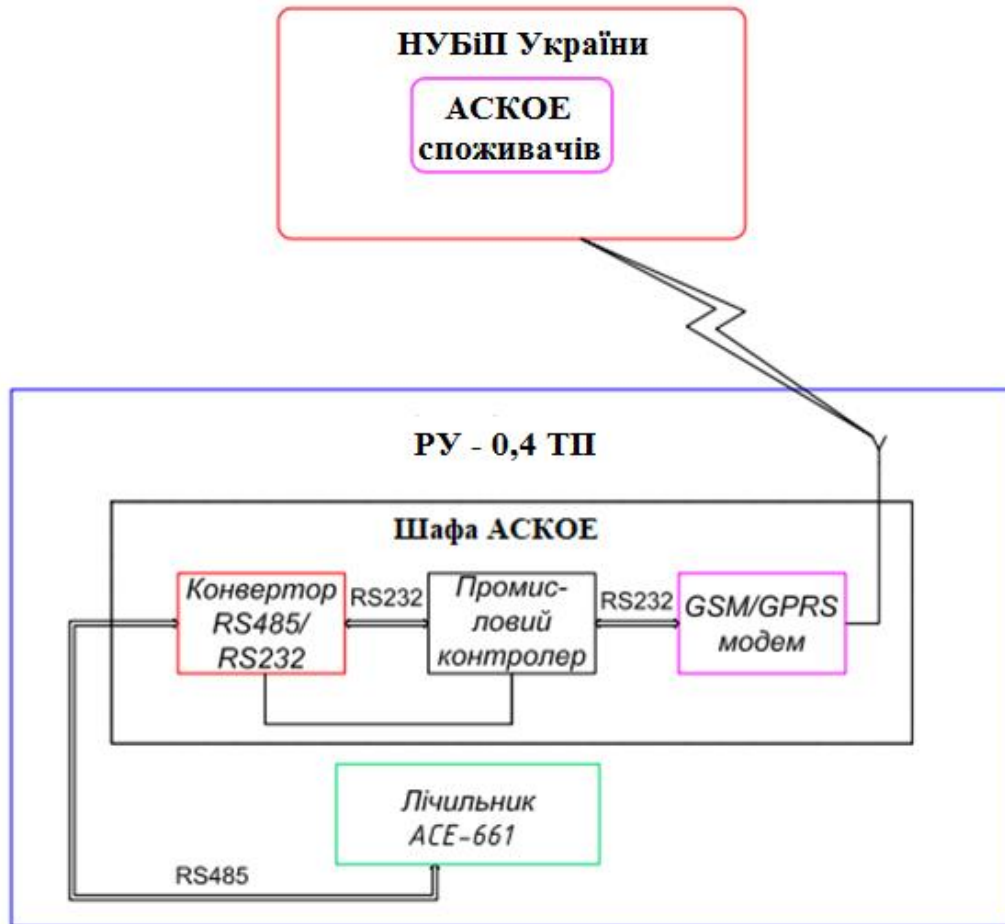
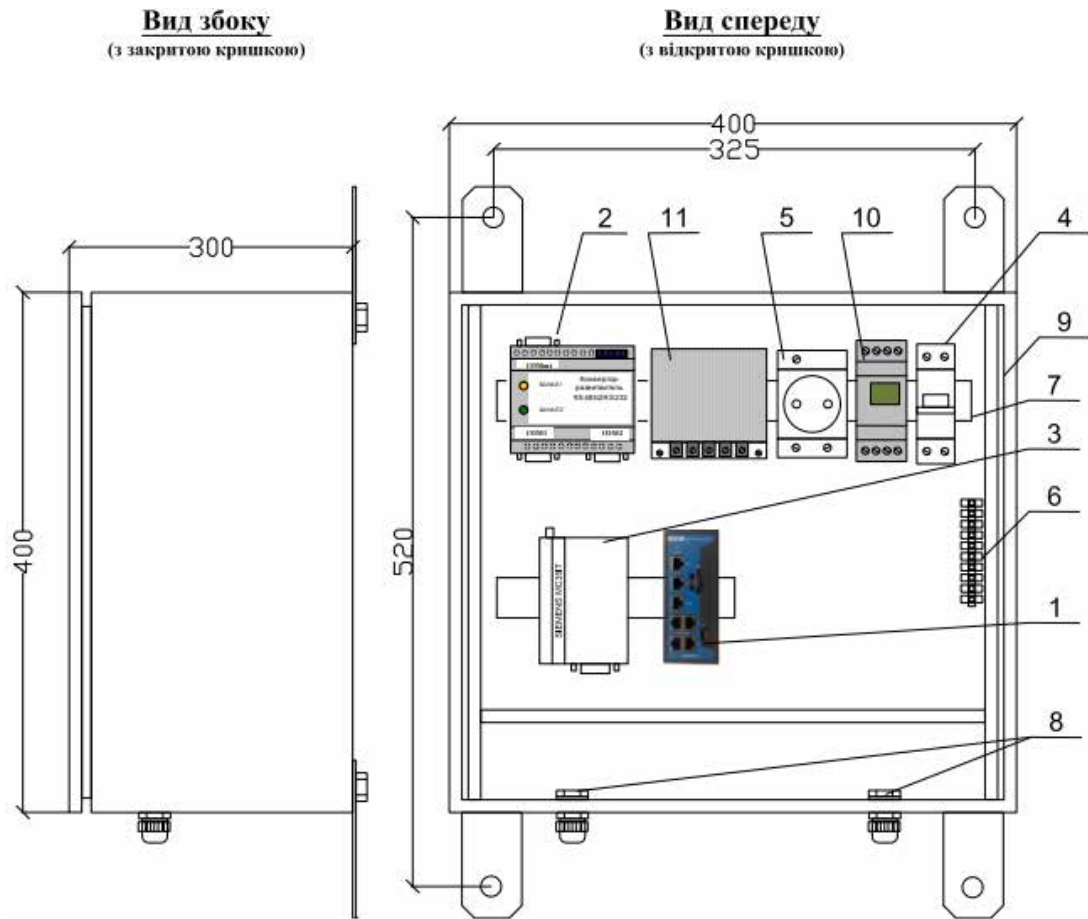


Рис. Б.1. Локальне устаткування збору і обробки даних електроенергії

Монтажні схеми



Найменування технічних засобів	Поз.
Контролер промисловий	1
Конвертор	2
GSM/GPRS – модем	3
Автоматичний вимикач	4
Розетка мережева	5
Клемна колодка	6
DIN - рейка	7
Кабельні вводи	8
Шафа монтажна	9
Реле перезавантаження	10
Резервний блок живлення	11

Рис. В.1. Зовнішній вигляд шафи АСКОЕ