



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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Завідувач кафедри  
електротехніки, електромеханіки  
та електротехнологій

К.Т.Н., доцент /ОКУШКО О.В./  
науковий ступінь, вчене звання підпис ПІБ

„”2025 р.  
число місяць рік

**З А В Д А Н Н Я**  
**ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ**  
**СТУДЕНТУ**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

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

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: Підвищення ефективності  
електроспоживання навчального корпусу №3 НУБІП України»

затверджена наказом ректора НУБіП України від “18”11.2024 р. № 2061 “С”

Термін подання завершеної роботи на кафедру 2025.11.20  
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи:

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

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

**Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):** 1. АНАЛІЗ СТАНУ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 0,4 кВ. 3. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ І КЕРУВАННЯ СПОЖИВАННЯМ ЕНЕРГОНОСІЇВ 4. ОРГАНІЗАЦІЙНІ ТА ТЕХНІЧНІ АСПЕКТИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ НУБІП УКРАЇНИ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ВИСНОВКИ

Перелік графічного матеріалу (за потреби)

Дата видачі завдання “19” листопада 2024 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи Радько І. П.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання Мельник Л.С.  
(підпис) (прізвище та ініціали студента)

## РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 104 с., 7 рис., 21 табл., 22 джерел.

**Об'єкт дослідження:** система енергоспоживання навчального корпусу №3 Національного університету біоресурсів і природокористування України, що включає електричні мережі, освітлення, вентиляцію, опалення та гаряче водопостачання.

**Предмет дослідження:** процеси підвищення енергоефективності систем енергопостачання та енергоспоживання будівлі, а також технічні, організаційні та економічні методи їх оптимізації.

**Мета дослідження:** підвищення енергоефективності систем енергоспоживання навчального корпусу №3 шляхом зменшення втрат енергії та оптимізації роботи обладнання з використанням сучасних технологій автоматизації та відновлюваних джерел енергії.

**Методи дослідження:** аналітичні, статистичні, енергетичні та економічні розрахунки, енергетичний аудит, моделювання за допомогою програмного середовища MathCAD та Excel, а також структурне моделювання систем автоматизованого обліку на базі контролерів WAGO PFC100/PFC200 і лічильників GAMA-300.

**Основний зміст роботи:** у роботі проведено аналіз енергоспоживання навчального корпусу №3, визначено основні джерела втрат, виконано розрахунок питомих показників споживання електроенергії, розроблено структуру автоматизованої системи комерційного обліку (АСКОЕ). Запропоновано комплекс заходів для підвищення енергоефективності, включаючи модернізацію освітлення, впровадження частотного регулювання електродвигунів насосного обладнання та використання сонячної електростанції потужністю 275 кВт. Оцінено економічний ефект від впровадження заходів і розраховано термін окупності.

**Ключові слова:** енергоефективність, енергоспоживання, енергетичний аудит, автоматизована система обліку, WAGO, GAMA-300, MathCAD, сонячна електростанція, енергозбереження.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ .....	10
1.1 Стан енергоефективності в житлово-комунальному секторі України .....	10
1.2 Енергетична ефективність будівель та нормативно правове забезпечення .....	11
1.3 Динаміка реновації та політика енергоефективності житлового фонду...	18
1.4 Динаміка споживання енергоносіїв в НУБіП України.....	20
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 0,4 кВ .....	24
2.1 Підрахунок електричних навантажень .....	24
2.2 Розрахунок потужності та вибір споживчої трансформаторної підстанції.....	26
2.3 Підрахунок для сонячної електростанції.....	30
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ І КЕРУВАННЯ СПОЖИВАННЯМ ЕНЕРГОНОСІЇВ .....	40
3.1. Загальні вимоги щодо встановлення та експлуатації засобів обліку і управління електроспоживанням. ....	40
3.2. Вимоги постачальника щодо встановлення та експлуатації засобів трифазних інтегральних (багатотарифних) лічильників, що застосовуються.... в АСКОЕ.....	44
3.3. Вибір контролера збору даних.....	48
4. ОРГАНІЗАЦІЙНІ ТА ТЕХНІЧНІ АСПЕКТИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ НУБіП УКРАЇНИ .....	55
4.1 Поетапність впровадження системи енергетичного менеджменту .....	55
4.2 Проведення загальних зборів СЕМ у процесі енергомодернізації .....	59
4.3 Ефективність системи енергетичного менеджменту на прикладі заходу.... з термореновації .....	60
4.4 Комплексна програма управління енергоефективністю .....	65
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ....	72

5.1 Аналіз стану безпеки праці на підприємстві НУБіП.....	72
5.2 Розробка комплексу заходів щодо усунення небезпечних та шкідливих ..... виробничих факторів .....	74
5.3 Розрахунок заземлювального пристрою споживчої трансформаторної ..... підстанції напругою 10/0,4 кВ .....	77
5.4 Пожежна безпека.....	87
6 Техніко-економічний розрахунок.....	92
ВИСНОВКИ.....	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	101

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

S - Потужність трансформатора (кВА). Одиниця: кВА (кіловольт-ампер).

U - Номінальна напруга (В, кВ). Одиниця: В або кВ.

I - Струм (А). Одиниця: ампер (А).

R - Опір ( $\Omega$ ). Одиниця: ом ( $\Omega$ ).

$\rho$  - Питомий опір ґрунту ( $\Omega \cdot \text{м}$ ). Одиниця: ом·метр ( $\Omega \cdot \text{м}$ ).

Z% - Процентний опір трансформатора (%) (параметр короткого замикання).  
Одиниця: відсотки (%).

Iкз - Струм однофазного короткого замикання (А). Одиниця: А.

Rз (або RЗ) - Повний опір заземлювального пристрою ( $\Omega$ ). Одиниця:  $\Omega$ .

Rшт - Опір штучного заземлювача ( $\Omega$ ). Одиниця:  $\Omega$ .

Rп - Опір природного заземлювача (фундаменту) ( $\Omega$ ). Одиниця:  $\Omega$ .

Rпов - Сумарний опір повторних заземлень нульового проводу ( $\Omega$ ). Одиниця:  
 $\Omega$ .

$\eta$  - Коефіцієнт використання заземлювального пристрою (безрозмірний).  
Одиниця: безрозмірна (дробове значення 0-1).

n - Кількість однотипних елементів (шт.), наприклад число вертикальних електродів або повторних заземлень. Одиниця: штуки (шт.).

l, L - Довжина електрода або лінії (м). Одиниця: метр (м).

d - Діаметр вертикального стержня (м або мм). Одиниця: м або мм.

Sб - Площа фундаменту, використаного як природний заземлювач ( $\text{м}^2$ ).  
Одиниця: квадратний метр ( $\text{м}^2$ ).

Uдоп - Допустима дотикова напруга (В). Одиниця: вольт (В).

g (або G) - Провідність елемента заземлювача ( $1/\Omega$ ). Одиниця: зворотний ом  
( $1/\Omega$ ).

ЧРП - Частотно-регульований привід (скорочення технічного пристрою).  
Використовується для регулювання обертів електродвигунів.

## ВСТУП

Проблема підвищення енергоефективності в Україні набуває особливої ваги в умовах постійного зростання вартості енергоресурсів та необхідності зниження енергозалежності держави.

**Актуальність дослідження.** Значну частку споживання енергії в країні становлять заклади освіти, більшість із яких були зведені ще за радянських часів і не відповідають сучасним вимогам до енергозбереження. Навчальні корпуси Національного університету біоресурсів і природокористування України (НУБіП) не є винятком: значні тепловтрати, застарілі системи опалення та освітлення, низький рівень автоматизації процесів споживання енергії призводять до перевитрат ресурсів. Зокрема, навчальний корпус №3, що розташований на території університетського кампусу, має високий рівень споживання електричної та теплової енергії, що обумовлює необхідність комплексного підходу до модернізації його енергетичної системи. Реалізація заходів з енергоефективності дозволить зменшити експлуатаційні витрати, покращити умови перебування студентів та працівників, а також стане прикладом практичного впровадження принципів сталого розвитку в освітньому середовищі.

**Предметом дослідження** є процеси підвищення енергоефективності систем енергопостачання та енергоспоживання навчального корпусу №3 НУБіП України, зокрема організаційні, технічні та економічні заходи, спрямовані на оптимізацію використання електричної, теплової та інших видів енергії.

**Об'єктом дослідження** виступає система енергоспоживання навчального корпусу №3 Національного університету біоресурсів і природокористування України, включно з електричними мережами, системами опалення, освітлення, вентиляції та гарячого водопостачання.

**Метою дослідження** є підвищення енергоефективності енергоспоживання навчального корпусу №3 НУБіП України шляхом

впровадження комплексу організаційних, технічних і технологічних заходів, спрямованих на раціональне використання енергоресурсів, зменшення втрат та підвищення ефективності управління споживанням енергії.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **завдання**:

- проаналізувати сучасний стан енергоефективності будівель навчальних закладів України;
- оцінити рівень енергоспоживання навчального корпусу №3 НУБіП України;
- провести розрахунок електричних навантажень та визначити потенціал енергозбереження;
- розробити заходи з модернізації систем енергопостачання, освітлення, вентиляції та опалення;
- запропонувати концепцію впровадження системи енергетичного менеджменту в межах університету;
- оцінити економічну ефективність і термін окупності запропонованих заходів;
- визначити організаційно-технічні механізми реалізації програми підвищення енергоефективності.

**Методи дослідження.** У роботі застосовано аналітичні, розрахункові, експериментальні та економічні методи дослідження. Використано методи енергетичного аудиту, балансного аналізу, статистичного опрацювання даних, порівняльного аналізу показників енергоефективності, а також моделювання можливих сценаріїв енергомодернізації будівлі. Для розрахунку параметрів електричних мереж і теплових систем використано нормативно-довідкові матеріали, стандарти ДБН та результати практичних вимірювань, проведених у корпусі №3 НУБіП України. Економічну оцінку ефективності запропонованих заходів здійснено за допомогою методів розрахунку терміну окупності, чистої приведеної вартості (NPV) та внутрішньої норми прибутковості (IRR).

**Робота складається** зі вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ СТАНУ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

#### 1.1 Стан енергоефективності в житлово-комунальному секторі України

Стан енергоефективності в житлово-комунальному секторі України на період 2024-2025 років визначається п'ятьма взаємопов'язаними чинниками: застарілим будівельним фондом і високим питомим енергоспоживанням у житловому секторі; масштабними пошкодженнями енергетичної інфраструктури внаслідок бойових дій; активністю державних і зовнішніх програм підтримки енергоефективних заходів; обмеженими фінансовими ресурсами в економіці та тимчасовою необхідністю гарантувати енергонезалежність і стійкість систем постачання в умовах війни.

Оцінки різних досліджень і аналітичних оглядів свідчать, що прості заходи дають двозначні відсоткові економії, тоді як глибока модернізація може знизити потребу в енергії на десятки відсотків [4].

Однак із 2022 року на енергоефективність і взагалі на функціонування житлово-комунальної сфери почав сильно впливати військовий конфлікт. Впродовж 2022-2024 років обстріли та удари по енергетичній інфраструктурі-генеруючих потужностях, підстанціях, лініях передач і теплотрасах-систематично призводили до відключень електро- та теплопостачання. Масштабні удари 2024 року спричинили періодичні відключення для сотень тисяч і навіть мільйонів споживачів одночасно; у кількох великих атаках внаслідок ураження ТЕС, ГЕС та підстанцій відключення зачепили понад мільйон домогосподарств. Наслідком стала необхідність поєднувати заходи з енергоощадження (дотримання температурних режимів, переведення багатьох будинків на автономне чи тимчасове опалення) з інвестуванням у більш стійкі, модульні та локальні рішення.

Пошкодження інфраструктури також зафіксовані в офіційних і аналітичних звітах: експерти та дослідницькі центри проводили оцінки

прямих збитків і втрат, пов'язаних із руйнуванням енергетичних об'єктів до кінця 2024 року, що вплинуло на можливість повноцінного відновлення централізованих систем опалення у низці регіонів.

Фінансування і доступ до кредитних ресурсів залишаються вузьким місцем. Державні програми часто передбачають співфінансування з боку мешканців або місцевих бюджетів, а також залучення міжнародної технічної та фінансової допомоги. У реаліях 2024-2025 років пріоритети державних і донорських ресурсів частково зміщені в бік термінового відновлення житлового фонду і критичної інфраструктури, що ставить під питання швидке масштабування програм глибокої реновації. Разом з тим, доступніші заходи - ізоляція зовнішніх огорожень, модернізація індивідуальних теплових пунктів, встановлення теплових лічильників і балансування систем - залишаються реальними для широкого кола будинків і дають швидкий економічний ефект при відносно невеликих інвестиціях [3].

Водночас необхідно інтегрувати заходи з підвищення енергоефективності в загальну стратегію енергетичної безпеки, оскільки зниження споживання на рівні домогосподарств прямо зменшує вразливість системи до атак і дефіциту генерації в холодний сезон [12].

## **1.2 Енергетична ефективність будівель та нормативно правове забезпечення**

Енергетична ефективність будівель в Україні визначається комплексом нормативно-правових актів, технічних норм і програм підтримки, які розвивалися в останнє десятиліття та зазнали прискорених змін після повномасштабного вторгнення 2022 року. На рівні законодавства ключову роль відіграє законодавство, спрямоване на сертифікацію будівель, енергоаудити та впровадження енергоменеджменту. Окремим базовим нормативним актом є Закон України «Про енергетичну ефективність будівель», який закріплює вимоги до сертифікації енергетичної ефективності для окремих категорій об'єктів і змушує враховувати енергетичні показники при проектуванні та реконструкції. Паралельно діє більш загальний Закон «Про енергетичну ефективність», ухвалений у 2021 році, який встановлює

правові, економічні та організаційні засади для запровадження енергоменеджменту, обов'язкових енергоаудитів для великих споживачів та цільових показників зменшення енергоспоживання в країні. Ці закони створили правову основу для вимог до проектної документації, для сертифікації будівель та для впровадження систем енергоменеджменту в державному та приватному секторах. .

У 2024-2025 роках важливим елементом нормативно-правового забезпечення стала поява централізованих інформаційних інструментів для збирання даних про енергетичні характеристики будівель. Кабінет Міністрів України постановою від 1 листопада 2024 року затвердив Порядок ведення Національної бази даних енергетичних та експлуатаційних характеристик будівель; ця база є частиною Єдиної державної електронної системи у сфері будівництва і розрахована на те, щоб акумулювати технічні показники будівель, дані про інженерні системи та фактичне енергоспоживання.

Корпус НУБіП №3 не має власної окремої категорії у ДБН. Усі будівлі в Україні класифікуються за їх функціональним призначенням згідно з ДБН В.2.6-31:2021. Нормативи енергоспоживання ( $E_{max}$ ) встановлюються не за назвою будівлі, а за тим, до якого класу призначення вона належить.

Таблиця 1.1

**Нормативні максимальні теплові витрати житлових і громадських будинків ( $E_{max}$ )**

№	Призначення будівлі	Кількість поверхів	$E_{max}$ (кВт·год/м <sup>2</sup> ·рік) - зона I	$E_{max}$ (кВт·год/м <sup>2</sup> ·рік) - зона II	$E_{max}$ (кВт·год/м <sup>2</sup> ·рік) - зона III	$E_{max}$ (кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік) - зона I [кВт·год/м <sup>3</sup> ]	Примітки
1	Житлові будинки та готелі (невисотні)	від 1 до 3 поверхів	за формулою (приблизно) $470 \times Fh^{-1/4}$	$400 \times Fh^{-1/4}$	(вказано у ДБН)	-	для малоповерхових будинків норматив визначається через формулу, де $Fh$ - опалювальна площа будинку.

Продовження табл. 1.1

2	Житлові будинки та готелі	від 4 до 5	89	77	65	32	значення у дужках у нормативних таблицях надаються як кВт·год/м <sup>3</sup> ; наведено основні кВт·год/м <sup>2</sup> .
3	Житлові будинки та готелі	від 6 до 7	83	72	61	30	
4	Житлові будинки та готелі	від 8 до 9	79	69	58	29	
5	Житлові будинки та готелі	від 10 до 11	75	65	55	27	
6	Житлові будинки та готелі	від 12 і більше	70-75 (варіюється залежно від поверховості)	61-65	50-55	24-27	верхні значення знижуються зі збільшенням поверховості (краща співвідношення об'єму/площі).
7	Навчальні заклади (школи, університети)	будь-яка	55-60*	48-55*	43-50*	~31-33*	у ДБН навчальні заклади у багатьох випадках мають окремі рядки з Етах; для дитячих садків в окремих таблицях норматив наведено у кВт·год/м <sup>3</sup> (наприклад, Етах ≈31 кВт·год/м <sup>3</sup> ).
8	Дошкільні заклади (дитячі садки)	будь-яка	60-65	52-58	47-52	≈31	часто нормативи для соціальних закладів наведені в кВт·год/м <sup>3</sup> ; у практиці для порівняння перекладають у кВт·год/м <sup>2</sup> .
9	Медичні заклади (лікарні, поліклініки)	будь-яка	70-90 (вищі через специфіку)	60-80	55-70	30-40	медичні заклади часто мають підвищені нормативи через потребу стабільного режиму та вентиляції.
10	Спортивні зали, стадіони	будь-яка	75-95	65-85	55-70	25-35	великі об'єми та вимоги до мікроклімату дають вищі питомі витрати.
11	Офісні будівлі, адміністративні	будь-яка	65-80	55-70	48-60	22-30	залежить від графіку використання, систем вентиляції та освітлення.

12	Торговельні центри, магазини	будь-яка	80-110	70-95	60-80	25-35	Великі обсяги та зонування, різні режими роботи.
----	------------------------------	----------	--------	-------	-------	-------	--

У нормативних таблицях ДБН для деяких груп (особливо для малоповерхових житлових будинків) застосовується аналітична формула; для багатоповерхових будівель значення наведені таблично для кожного інтервалу поверховості і для кожної температурної зони. У практиці при оформленні енергетичного паспорта обирають одиницю (кВт·год/м<sup>2</sup> або кВт·год/м<sup>3</sup>) відповідно до методики ДСТУ/ДБН (табл. 1.2).

Держава і донорські інститути забезпечують підтримку через цільові програми фінансування технічних заходів з підвищення енергоефективності. Однією з ключових інституцій є Державна установа «Фонд енергоефективності», яка реалізує програми для багатоквартирних будинків та приватного сектора, зокрема програми «Енергодім», «ВідновиДІМ» та ініціативи з популяризації встановлення відновлюваних джерел енергії й інтеграції комплексних рішень.

Таблиця 1.2

### Класифікація будинків за енергетичною ефективністю

Клас	Межі питомого енергоспоживання (кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік)	Орієнтовна інтерпретація та характеристика
A	< 22 кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік	Дуже високий рівень енергоефективності; пасивні та майже нульові будівлі, застосовуються найсучасніші заходи термомодернізації та ВДЕ.
B	< 35 кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік	Високий рівень; сучасні будівлі з високими теплоізоляційними характеристиками та ефективними системами опалення/Вентиляції.
C	< 44 кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік	Задовільний рівень; типові нові будівлі (зведені за сучасними вимогами останніх десятиліть).
D	< 52 кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік	Середній рівень енергоефективності; будівлі, що вимагають поетапної термомодернізації.
E	< 59 кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік	Низький рівень; присутні значні втрати енергії, доцільні комплексні заходи термомодернізації.
F	≤ 65 кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік	Дуже низький рівень; будівлі з високим енергоспоживанням, застаріла інфраструктура.
G	> 65 кВт·год/м <sup>3</sup> ·рік	Критично неенергозберігаючі будівлі; пріоритетні для реконструкції.

У деяких методиках (і в ДСТУ) використовують питомі показники в кВт·год/м<sup>2</sup>·рік; при цьому межі класів переводять між собою залежно від типових висот та об'ємно-планувальних характеристик будинку. Клас С часто вважається «нормою» для типових сучасних будівель, тоді як А-В - це ціль для високоефективних проєктів і нуль-енергетики.

Нормативно-правове поле постійно оновлюється у відповідь на виклики безпеки, економічні реалії та євроінтеграційні зобов'язання. Україна відслідковує та адаптує кращі європейські практики в сфері енергоефективності будівель: у 2024 році Європейський Союз ухвалив оновлену редакцію Директиви про енергоефективність будівель, яка ставить нові орієнтири для підвищення темпів реновації та введення вимог щодо «solar-ready» рішень і кроків до нульового або майже нульового енергоспоживання для нових будівель. Україна, у контексті євроінтеграції та планів відновлення, також формує власні довгострокові стратегії термомодернізації та адаптує нормативи до міжнародних стандартів (табл. 1.3). Це означає, що нормативно-правова база залишатиметься активною сферою змін у найближчі роки [15].

У сертифікації використовується шкала А-Г; в українських методиках часто застосовується питоме енергоспоживання в кВт·год/м<sup>3</sup>·рік (за вимогами та додатками до методик Сертифікації). Нижче наведено типовий нормативний шкалінг класів, який використовується при складанні енергетичного сертифіката.

Таблиця 1.3

**Нормативно-правове регулювання у сфері енергоефективності  
(житлово-комунальний сектор)**

№	Назва акта / інституції	Номер / рік	Короткий зміст / ключові положення	Хто відповідає / коментар
1	Закон України «Про енергетичну ефективність будівель»	№ 2118-VIII від 22.06.2017 (редакції оновлюються)	Визначає правила сертифікації будівель, вимоги до енергетичних паспортів,	Верховна Рада; реалізується через накази Мінрегіону та інші підзаконні акти.

			механізми підвищення енергоефективності будівель, роль органів влади та відповідальність власників.	
2	Закон України «Про енергетичну ефективність»	№ 1818-IX від 21.10.2021	Загальні засади енергоефективності у виробництві, транспортуванні, постачанні та споживанні енергії; вимоги до енергоменеджменту та енергоаудитів для великих споживачів.	Кабінет Міністрів, державні органи, великі підприємства.
3	ДБН В.2.6-31:2006 «Теплова ізоляція будівель» (зі змінами)	2006 (зміна №1 - 2013)	Встановлює вимоги до теплотехнічних характеристик огорожувальних конструкцій, опору теплопередачі, а також табличні/формульні значення $E_{max}$ для різних типів будівель і температурних зон.	Мінрегіон; застосовується проектувальниками та експертами при перевірці відповідності проектів.
4	ДСТУ 9190:2022 «Енергетична ефективність будівель. Метод розрахунку»	2022	Національний стандарт, що встановлює методики розрахунку річного енергоспоживання, правила визначення питомого енергоспоживання для сертифікації.	Національні органи стандартизації, проектні організації, енергоаудитори.
5	Наказ Мінрегіону № 172 від 11.07.2018	2018	Затверджує Порядок проведення сертифікації енергетичної ефективності та форму енергетичного сертифіката; детальні процедурні вимоги.	Мінрегіон - орган, що регламентує процедури сертифікації, а також ведення реєстрів сертифікаторів.

Продовження табл. 1.3

6	Постанова Кабінету Міністрів України № 40 від 16.01.2024	2024	Регламенти щодо професійної сертифікації осіб, які надають послуги з сертифікації енергоефективності (порядок сертифікації фахівців).	Кабінет Міністрів; впливає на якість кадрів-енергоаудиторів.
7	Постанова Кабінету Міністрів України № 1254 від 01.11.2024	2024	Затверджує Порядок ведення Національної бази даних енергетичних та експлуатаційних характеристик будівель (частина Єдиної державної електронної системи у сфері будівництва).	Мінрегіон, оператори Єдиної системи; встановлює строки та обсяг інформації для заповнення.
8	Накази та порядки щодо незалежного моніторингу та обстежень (накази Мінрегіону № 274, 275, 276, 2018)	2018	Встановлюють процедури незалежного моніторингу енергетичних сертифікатів та рецензування звітів про інженерні системи.	Мінрегіон та пов'язані контролюючі органи.
9	Державні інституції - Держенергоефективності / SAEE та Державна установа «Фонд енергоефективності»	активні з 2010-х; Фонд - активний з 2018-2024	SAEE забезпечує розробку політик і моніторинг; Фонд реалізує грантові та пільгові програми («Енергодім», «ВідновиДІМ», «ГрінДІМ») для термомодернізації та інтеграції ВДЕ.	SAEE, Фонд енергоефективності, місцеві органи влади - керують програмами та фінансуванням.
10	Довгострокова стратегія термомодернізації будівель до 2050 р. (розпорядження КМУ)	розпорядження 29.12.2023 №1228 (і операційний план 2024-2026)	Визначає цільові показники, етапи та заходи для масштабної термомодернізації, інтеграції систем енергетичного менеджменту та цифровізації даних.	Кабінет Міністрів, Мінрегіон, місцеві органи; база для планування реформ та донорських проектів.

На практиці реалізація нормативних вимог у будівельній галузі стикається з низкою перешкод, які також мають нормативний вимір. По-перше, існує проблема кадрового забезпечення та акредитації достатньої кількості кваліфікованих енергоаудиторів і проєктувальників, що тягне за собою ризик низької якості сертифікацій і проєктних рішень. Багато власників багатоквартирних будинків та управителів не мають повної інформації про свої обов'язки щодо подання даних до Національної бази, що вимагає додаткових роз'яснень та адміністративного супроводу.

### **1.3 Динаміка реновації та політика енергоефективності житлового фонду**

За станом на 2024-2025 роки житлово-комунальний сектор України перебуває під сильним тиском одночасних викликів: застарілий корпус житлового фонду і високі питомі витрати енергії, масштабні пошкодження об'єктів інфраструктури внаслідок бойових дій, дефіцит фінансування та потреба термінових відновлювальних заходів поряд із довгостроковою трансформацією системи для підвищення стійкості та енергоефективності.

Енергетичний профіль житлового сектору робить його вразливим до зовнішніх шоків: за даними міжнародних оглядів, сектор житлових будівель забезпечує близько третини загального кінцевого споживання енергії країни, причому саме опалення становить найбільшу частку в цьому обсязі. Масштабне енергоспоживання у житловому секторі підсилює важливість заходів з підвищення енергоефективності як інструменту енергетичної безпеки: зниження попиту в домогосподарствах прямо зменшує вразливість мереж під час пікових навантажень і відключень. Водночас технічні втрати у централізованих системах опалення - переважно мережах районного тепlopостачання - оцінюються у відносно високих показниках (за окремими оцінками, 20-30% у мережах із застарілою інфраструктурою), що ще більше знижує ефективність використання енергії у житловому секторі.

Починаючи з лютого 2022 року і далі у 2023-2024 роках житловий фонд та енергетична інфраструктура зазнали значних руйнувань. За оцінками гуманітарних і аналітичних організацій, кількість житлових одиниць,

пошкоджених або зруйнованих у період з лютого 2022 до кінця 2023 року, перевищила два мільйони - це мільйони квартир і приватних будинків, які втратили житлові умови або зазнали значних ушкоджень. Оцінки площі пошкоджених або знищених об'єктів за окремими аналітичними підрахунками свідчать про пошкодження десятків мільйонів квадратних метрів житлової площі; наприклад, частина оцінок вказує на приблизно 88,9 млн кв. м пошкодженої або знищеної нерухомості, що становить близько 8-9% від загальної площі житлового фонду країни за наявними методиками підрахунку. Інші аналітичні огляди та звіти консолідують дані і вказують на те, що за підсумками кількох років війни частка пошкодженого житлового фонду може сягати приблизно 10-13% у різних категоріях оцінок, а число господарств, які постраждали, оцінюється у межах від двох до 2,5 мільйона домогосподарств залежно від методики підрахунку й дати зрізу. Ці пошкодження мають прямий вплив на житлово-комунальні сервіси: порушення магістральних тепломреж, водопостачання, електропостачання та аварії в трансформаційних вузлах спричиняють локальні та регіональні перебої зі світлом і теплом, особливо у зимовий період [15].

Система централізованого теплопостачання залишається в Україні домінуючою у міських агломераціях: ще до повномасштабного вторгнення близько 250 підприємств теплокомуненерго обслуговували приблизно 26 мільйонів людей, що охоплювало близько 55-60% населення; основною енергетичною базою для таких систем залишається природний газ, і значні падіння газоспоживання або збої у постачанні здатні швидко ускладнити роботу теплокомунального комплексу.

Фінансовий тягар відновлення та модернізації житлово-комунальної інфраструктури є колосальним. Оцінки загальних потреб у відновленні для економіки України, що охоплюють житловий фонд, енергетику, транспорт і соціальну інфраструктуру, були підготовлені міжнародними фінансовими інституціями разом із урядом; за підсумками кількох оглядів потреба у відновленні оцінювалася в сотні мільярдів доларів США, а підсумкові консолідовані розрахунки експертних груп у 2025 році дали орієнтир у

приблизно 524 млрд USD для загальних робіт відновлення й реконструкції у найближче десятиліття.

Інституційні реакції включають роботу урядових програм з ремонту і відновлення, адаптацію роботи Фонду енергоефективності та інших установ до умов воєнного часу, створення механізмів екстреної допомоги власникам зруйнованих квартир, а також масштабну координацію з міжнародними партнерами щодо фінансування і постачання обладнання. Практичні програми охоплюють видачу грантів на швидкий ремоут, механізми електронного оформлення звернень для власників, які постраждали, та окремі програми для відновлення багатоквартирних будинків із врахуванням енергоефективних рішень. Водночас є виклики в адмініструванні цих програм: потрібні стандартизовані процедури оцінки збитків, прозорі критерії відбору проєктів та ефективний контроль за витрачанням коштів, аби уникнути затримок і дублювання фінансування.

З технічної точки зору відновлення сектору має поєднувати кілька напрямів: термомодернізацію фасадів і покрівель з орієнтацією на досягнення показників, близьких до сучасних ДБН; модернізацію мереж тепlopостачання з переведенням окремих ділянок на розв'язки з меншими втратами; інтеграцію відновлюваних джерел енергії там, де це економічно виправдано (сонячні колектори, теплові насоси для малих закладів); встановлення індивідуальних теплових пунктів і лічильників, що дозволяють знизити споживання за рахунок точного обліку і регулювання. Усі ці заходи вимагають не лише фінансування, а й підготовки робочих кадрів, стандартизованих методик виконання робіт, доступності сертифікованих підрядників та механізмів контролю якості.

#### **1.4 Динаміка споживання енергоносіїв в НУБіП України**

У 2024 році динаміка споживання енергоносіїв і витрат НУБіП має чіткі ознаки одночасного впливу двох груп факторів: технічних заходів і організаційних кроків, спрямованих на енергозбереження, та зовнішніх ринкових і тарифних змін. За результатами порівняння березня 2024 року з

березнем 2023 року, університет відобразив як скорочення фізичного обсягу споживання за окремими позиціями (наприклад, електроенергії та деяких складових опалення), так і зростання витрат у грошовому виразі через значне підвищення тарифів на окремі види послуг. У березні 2024 року загальна сума витрат по навчальним корпусам становила 4 549 480 грн проти 3 997 319 грн у березні 2023 року (збільшення +14 %), а по студентських гуртожитках - 1 924 664 грн проти 1 701 733 грн у березні 2023 року (+13 %). Це відображає одночасно і зміну обсягів споживання, і суттєвий вплив зростання тарифів (табл. 1.4).

Таблиця 1.4

### Тарифи (порівняння березень 2023 → березень 2024)

Енергоносій / група споживачів	2023 (грн/од.)	2024 (грн/од.)	Зміна, %
Холодна вода (студ. гуртожитки та корпуси), грн/м <sup>3</sup>	30,38	30,38	0
Гаряча вода (студ. гуртожитки), грн/Гкал	1 616,60	1 654,41	+2
Опалення (навч. корпуси), грн/Гкал	2 449,98	3 621,22	+48
Електроенергія (студ. гуртожитки), грн/кВт·год	1,68	2,64	+57
Електроенергія (навч. корпуси, Київ), грн/кВт·год	6,09	6,57	+8
Газ (навч. корпуси/гуртожитки), грн/м <sup>3</sup>	16,7	16,6	≈-1

*(Дані по тарифах - внутрішній звіт НУБіП, березень 2024).*

Параметри тарифів у 2024 році суттєво відрізнялися від 2023 року й стали одним із головних драйверів збільшення витрат у грошах при стабільному або зниженому фізичному споживанні. Наприклад, у березні 2024 року тариф на опалення для навчальних корпусів складав 3 621,22 грн за 1 Гкал проти 2 449,98 грн у березні 2023 року (+48 %). Тариф для електроенергії у гуртожитках у 2024 році становив 2,64 грн/кВт·год проти 1,68 грн/кВт·год у 2023 році (+57 %). Тариф на гарячу воду у гуртожитках підвищився незначно (≈+2 %), тоді як тариф на холодну воду залишився на рівні 30,38 грн/м<sup>3</sup>. Така структура тарифів у 2024 році частково пояснює ситуацію, коли обсяги (кВт·год або Гкал) могли зменшуватися, а витрати в гривнях зростати або залишатися на попередньому рівні (табл. 1.5).

Таблиця 1.5

### Навчальні корпуси: споживання і витрати (березень)

Показник	Березень 2023	Березень 2024	Зміна
Електроенергія, кВт·год	233 676	224 066	-4 %
Вартість електроенергії, грн	1 550 241	1 507 447	-3 %
Опалення, Гкал	872,2	738,7	-15 %
Вартість опалення, грн	2 136 873	2 674 980	+25 %
Гаряча вода, Гкал	1,7	0,8	-53 %
Вартість гарячої води, грн	2 748	2 897	+5 %
Холодна вода, м <sup>3</sup>	7 661	9 268	+21 %
Вартість холодної води, грн	232 741	281 561	+21 %
Газ, м <sup>3</sup>	4 474	4 989	+11 %
Вартість газу, грн	74 716	82 595	+11 %
Всього витрат (березень), грн	3 997 319	4 549 480	+14 %

(Джерело - звіт НУБіП; дані березень 2023/2024).

Аналіз по окремих видах послуг у березні 2024 року показує неоднорідну картину. Для навчальних корпусів спостерігалось зниження споживання електроенергії в натуральних одиницях (224 066 кВт·год у березні 2024 проти 233 676 кВт·год у березні 2023, -4 %), але вартість цієї статті зменшилася лише незначно (1 507 447 грн проти 1 550 241 грн, -3 %) через зміни тарифів. Опалення у навчальних корпусах у березні 2024 мало менший фізичний обсяг (738,7 Гкал проти 872,2 Гкал у 2023), але витрати на опалення зросли: 2 674 980 грн у 2024 проти 2 136 873 грн у 2023 (+25 %), що підтверджує значний вплив тарифів.

Зростання населення гуртожитків у 2024 році (станом на 15.03.2024 - 4 670 мешканців проти 3 097 на 15.03.2023) також вплинуло на сумарні показники витрат університету. Збільшення кількості проживаючих підвищує критично-статичне споживання води й частково електроенергії у гуртожитках, тому навіть при заходах з енергоощадження абсолютні витрати мають тенденцію до росту або залишаються значними. Одночасно університет звітував про певні позитивні результати енергозбереження: за підсумками порівнянь окремих періодів 2024 року з відповідними періодами 2023 року зафіксовані абсолютні прирости економії за деякими позиціями і відповідні грошові ефекти (результати за 3 місяці 2024 року свідчать про сумарну позитивну динаміку енергоощадження у навчальних корпусах і

гуртожитках, але вона частково «з'їдається» тарифними підвищеннями) (табл. 1.6).

Таблиця 1.6

### Студентські гуртожитки: споживання і витрати (березень)

Показник	Березень 2023	Березень 2024	Зміна
Електроенергія, кВт·год	189 369	156 684	-17 %
Вартість ел.енергії, грн	318 139	413 645	+30 %
Опалення, Гкал	485,6	446,9	-8 %
Вартість опалення, грн	786 638	739 351	-6 %
Гаряча вода, Гкал	259,8	342,9	+32 %
Вартість гарячої води, грн	419 992	567 293	+35 %
Холодна вода, м <sup>3</sup>	4 315	4 393	+2 %
Вартість холодної води, грн	131 089	133 459	+2 %
Газ, м <sup>3</sup>	2 747	4 284	+56 %
Вартість газу, грн	45 875	70 916	+55 %
Всього витрат (березень), грн	1 701 733	1 924 664	+13 %

*(Джерело - звіт НУБіП; дані березень 2023/2024).*

Наведені в університетських звітах дані за три ключові групи ресурсів ілюструють тенденції: холодна та гаряча вода, електроенергія і газ показують різноспрямовані зміни обсягів та витрат. Так, для навчальних корпусів холодне водопостачання зріс на 21 % у натуральних одиницях (9 268 м<sup>3</sup> у березні 2024 проти 7 661 м<sup>3</sup> у березні 2023) і відповідно вплинув на зростання витрат, тоді як опалення і гаряча вода мали нижчі обсяги, але значно вищі тарифи призвели до зростання витрат на опалення у грошах.

Тож, бачимо, що 2024 рік у НУБіП позначився комплексною дією тарифних «шоків» і одночасними енергоощадними заходами: університет зміг зменшити у фізичних одиницях споживання за деякими статтями (особливо електроенергії), але внаслідок підвищення тарифів частина економії фізичного обсягу не трансформувалася у пропорційне зниження витрат у гривнях. Зростання наповнення гуртожитків і збільшення обсягів холодної/гарячої води призвело до підвищення відповідних витрат; водночас збільшення обсягу газу в гуртожитках в березні 2024 суттєво вплинуло на їхні загальні платежі. Адміністративні та оперативні заходи, рекомендовані у внутрішніх аналітичних звітах (регламенти по гуртожитках, графіки душевих, жорсткіший контроль за використанням побутових приладів.

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 0,4 кВ

#### 2.1 Підрахунок електричних навантажень

Для обчислення навантаження застосовується метод ефективної кількості електроприймачів.

Розрахункову потужність  $P_p$ , кВт визначаємо за формулою :

$$P_p = k_{\max} \sum_{i=1}^n (k_{в.і.} \cdot P_{вст.і.}) , \quad (2.1)$$

де  $P_{вст.і.}$  - встановлена потужність  $i$ -го електроприймача, кВт;

$k_{\max}$  - коефіцієнт максимуму;

$k_{в}$  - коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$k_{в} = \frac{P_{ср.а.н.}}{\sum_{i=1}^n P_{вст.і.}} , \quad (2.2)$$

де  $P_{ср.а.н.}$  - середнє навантаження за максимально навантаженою зміну, кВт.

$P_{вст.і.}$  - номінальна потужність електроприймача, кВт.

Електроприймачі розподіляють на групи з однаковими коефіцієнтами використання активної потужності. Значення коефіцієнта використання встановлюють на основі аналізу фактичної роботи обладнання та довідкових даних.

Коефіцієнт максимуму визначається залежно від коефіцієнта використання і ефективної кількості споживачів. Ефективну кількість електроприймачів розраховують за формулою:

$$N_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{вст.і.} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{вст.і.}^2} , \quad (2.3)$$

де  $P_{вст.i}$  - встановлена потужність  $i$ -го Зелектроприймача, кВт.

Розрахункову активну потужність на вводі трансформаторної підстанції №1853 визначають як суму розрахункових потужностей усіх груп електроприймачів. Розрахункову реактивну потужність при  $Ne < 10$  визначаємо за формулою:

$$Q_p = 1,1 \sum_{i=1}^n k_{в.і} \cdot P_{вст.і} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.4)$$

де  $\operatorname{tg}\varphi$  - коефіцієнт реактивної потужності,

а у разі, коли  $Ne > 10$  - за формулою:

$$Q_p = \sum_{i=1}^n k_{в.і} \cdot P_{вст.і} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.5)$$

Загальну реактивну потужність на вводі ТП визначають як суму реактивних потужностей усіх груп електроприймачів. Результати розрахунку навантажень для ТП №1853 зводять у таблицю 5.1.

Повну потужність  $S_p$ , кВ·А, визначаємо за формулою:

$$S_p = \sqrt{1,06P_p^2 + Q_h^2} \quad (2.6)$$

$$S_p = \sqrt{1,06 \cdot 87,16^2 + 59,35^2} = 107 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Коефіцієнт потужності на вводі:

$$\cos\varphi = \frac{P_p}{S_p} = \frac{87,6}{107} = 0,82;$$

## 2.2 Розрахунок потужності та вибір споживчої трансформаторної підстанції.

Згідно з прийнятою класифікацією, електроприймачі віднесено до II категорії за надійністю електропостачання. Розрахункова потужність пункту за результатами аналізу становить  $P_p = 92,20$  кВт при коефіцієнті потужності  $\cos\varphi = 0,84$ . Існуюча трансформаторна підстанція ТП-1852, розташована на території НУБіП, має номінальну потужність 400 кВ·А. Всі споживачі, підключені до цієї підстанції, вважаються виробничими, тому розрахунок

здійснюється за добовим максимумом навантаження. Сумарне навантаження лінії 0,38 кВ визначається шляхом підсумовування розрахункових навантажень на вводах окремих споживачів; прийняті значення ґрунтуються на результатах обстежень і керівних матеріалах з проектування електропостачання. Розрахункові навантаження та коефіцієнти потужності на вводах наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

### Розрахункові навантаження споживачів ТП-1852

Номер на розрахунковій схемі та назва об'єкту	$P_p$ , кВт	$\cos j$
Навчальний корпус №3	75	0,86

Розрахункове навантаження ділянки лінії 0,38 кВ визначаємо за формулою:

$$P_p = P_B + \Delta P(P_M), \quad (2.7)$$

де  $P_B$  - найбільша із складових навантажень, кВт;

$\Delta P(P_M)$  - добавка від меншого навантаження, кВт.

Підбір перетину проводів для лінії 0,38 кВ виконуємо у відповідності з рекомендаціями РЕМ-10 і нормативними вказівками по проектуванню.

Еквівалентна повна потужність відповідної ділянки лінії визначається як

$$S_{екв} = S_p \cdot k_d,$$

де  $S_p$  - максимальне  $S$  розрахункове навантаження ділянки лінії, кВт·А;

$k_d$  - коефіцієнт, який  $S$  враховує динаміку зростання навантаження.

Приймаємо  $k_d = 0,7$  [13].

Розрахункова повна потужність  $S$  ділянки лінії:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos\varphi_p}, \quad (2.8)$$

де  $P_p$  - розрахункова активна потужність на 5ділянки лінії, кВт;

$\cos\varphi_p$  - коефіцієнт потужності;

Розрахунок проводимо з кінця лінії, а результати розрахунків зводимо до табл. 2.2.

Таблиця 2.2

### Розрахунки для вибору проводів мережі напругою 0,38 кВ

Ділянка лінії	$P_p$ , кВт	$S_p$ , кВА	Секв, Ква	Марка провoda
Лінія	70	71,3	48,56	АВВГ 4*70

Перевірка вибору площі поперечного 5перерізу проводів проводиться за фактичними втратами напруги:

$$DU_{\text{факт}}\% < DU_{\text{д}}\%, \quad (2.9)$$

де  $DU_{\text{д}}\%$  - допустимі втрати напруги в лінії, %.

Допустимі втрати напруги в лінії визначаємо з 5урахуванням вимог чинних нормативних матеріалів (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

### Розрахунок допустимих втрат напруги в мережі напругою 0,38 кВ

Елемент схеми	Втрати напруги, % при навантаженні
	100%
Шини 10 кВ РТП	+3,5
Повітряна лінія 10 кВ	-5,0
Трансформатор 10/0,4 кВ (постійна надбавка)	+5,0
Трансформатор (регульована надбавка)	+2,5
Втрати напруги в лінії 0,38 кВ	-7,0
Відхилення напруги у споживача	0,0
Допустиме відхилення у споживача	-5,0

Відповідно до розрахунків допустима втрата 5напруги в лінії 0,38 кВ складає 7%, а фактична втрата напруги визначається за формулою:

$$\Delta U_{\text{факт}\%} = \frac{\sqrt{3} \sum_{i=1}^n \left( S_{\text{max}_i} \cdot L_i \left( R_{0_i} \cdot \cos \varphi_i + X_{0_i} \cdot \sin \varphi_i \right) \right)}{U_n^2} \cdot 100, \quad (2.10)$$

де  $S_{\text{max}_i}$  - максимальна повна 5потужність ділянки лінії, кВ·А;

$R_{0_i}, X_{0_i}$  - відповідно активний і 5реактивний опори ділянки лінії, Ом/км;

$L_i$  - довжина і-ї ділянки 5лінії, км;

$\cos \varphi_i$  - коефіцієнт потужності і-ї 5ділянки лінії;

$U_n$  - номінальна напруга мережі, В.

Фактичні втрати 5напруги в повітряній лінії 0,38 кВ для найбільш віддаленого споживача визначаємо за формулою:

$$\Delta U_{\text{факт}\%} = \sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{факт}\%_i}, \quad (2.11)$$

де  $\sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{факт}\%_i}$  - сума втрат 5напруг на ділянках лінії, %.

Результати розрахунків зводимо до табл. 2.4.

Таблица 2.4

### Розрахунок фактичної втрати напруги в мережі напругою 0,38 кВ

Ділянка лінії	(l), км	(S <sub>p</sub> ), кВ·А	(P), кВт	(Q), кВар	(r=r <sub>0</sub> ·l), Ом	(x=x <sub>0</sub> ·l), Ом	Втрати напруги на ділянці, В	Втрати напруги на ділянці, %	Накопичена втрата від джерела, В	Накопичена втрата, %
Лінія до корпусу №3	0,313	78,6	59,0	12,5	0,095	0,021	1,62	0,43	12,40	3,12

Таким чином фактичні втрати напруги в 5повітряній лінії 0,38 кВ для найбільш віддаленого споживача складають  $DU_{\text{факт}}=4,8\%$ , що  $\leq$   $DU_{\text{доп}}=7\%$ . Умова (2.9) виконується.

Розрахункове навантаження на шинах 0,4 кВ ТП 5 визначаємо сумуванням розрахункових навантажень та відповідних добавок [13]:

$$P_{\text{РТП}}=PP1+DP(PP2)+ \dots +DP(PP12), \quad (2.12)$$

де  $PP1, PP2, \dots, PP12$  - розрахункові навантаження рних фідерних ліній, кВт  $P_{\text{РТП}}=71$  кВт.

Повну розрахункову потужність на шинах ТП 5 визначаємо за формулою:

$$S_{mTn} = \frac{m_{mTn}}{\cos \varphi} = \frac{295}{0,85} = 347 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (2.13)$$

Таким чином, існуюча трансформаторна підстанція №1852 потужністю 400 кВ·А забезпечує електроживлення навчальних корпусів з урахуванням прийнятих економічних інтервалів та допустимих систематичних перевантажень. При необхідності в подальшому можлива оптимізація через розподіл навантажень по додаткових фідерах або встановлення резервного трансформатора для підвищення надійності (рис. 2.1).

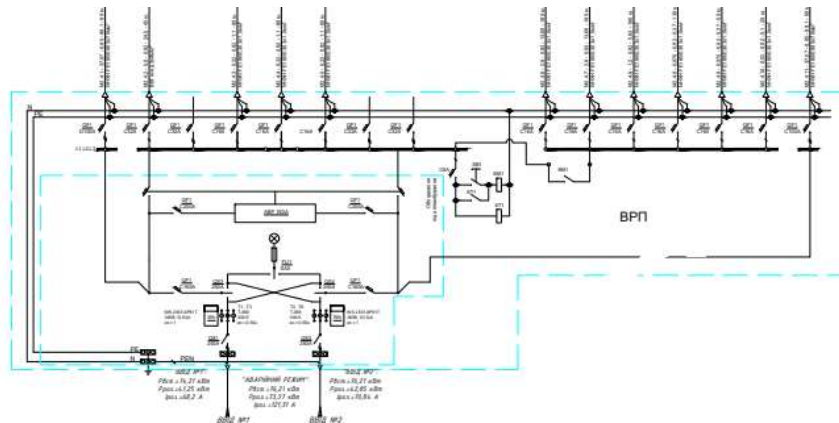


Рис. 2.1 Електрична схема головного розподільчого щита з вузлом обліку електроенергії

### 2.3 Підрахунок для сонячної електростанції

Для проєктування сонячної електростанції (СЕС) для навчального корпусу №3 НУБіП важливо почати з реальних енергоспоживчих показників корпусу та простих техніко-метеорологічних припущень, після чого поетапно визначити необхідну потужність, кількість фотоелектричних модулів, площу для встановлення, номінальну потужність інверторної частини, очікуваний річний виробіток, втрати в системі, потребу в акумуляторній батареї для забезпечення автономії та орієнтовні економічні показники. У цьому розрахунку я виходжу з таких вихідних даних і припущень, адаптованих під корпус №3: пік розрахункового навантаження корпусу  $P_{\text{пікове}}=75$  кВт (за попередніми розрахунками електропостачання корпусу), середній коефіцієнт завантаження/середня потужність  $K_{\text{lf}}=0,40$  (тобто середня потужність становить 40 % від піка), кількість годин у році  $T_{\text{рік}}=8760$ . З цих даних визначаємо орієнтовне річне електроспоживання корпусу:

$$E_{\text{рік}}=P_{\text{пікове}} * K_{\text{lf}} * T_{\text{рік}} = 75 \text{ кВт} \times 0,40 \times 8760 \text{ год} = 262 \ 800 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}, \quad (2.14)$$

Для простоти подальших розрахунків округлюємо цю величину до  $E_{\text{рік}} \approx 260 \ 000$  кВт·год/рік. Це значення відповідає великому навчальному корпусу з лабораторіями, аудиторіями та підсистемами вентиляції та освітлення, і його можна коригувати за даними фактичного лічильника перед монтажем СЕС.

Далі потрібно визначити специфічний річний вихід (specific yield) для розташування об'єкта. НУБіП розташований у Київському регіоні; для оптимального нахилу модулів (орієнтація на південь, кут нахилу близько 30-35°) практичний питоміадач енергії (реалістичний, консервативний) для сучасної наземної/дахової СЕС становить приблизно  $Y_{\text{специф}} \approx 950$  кВт·год/кВтр/рік. Це значення враховує середнє річне сонячне випромінювання на нахилену площину та типові експлуатаційні фактори.

Якщо застосувати більш оптимістичні припущення, можна взяти 1 000-1 050 кВт·год/кВтр/рік, але в проектному розрахунку доцільно використати консервативну оцінку 950 кВт·год/кВтр/рік, щоб уникнути перевищення очікувань.

Визначаємо потрібну встановлену потужність PV-масиву PPV у кіловатах-пік (кВтр) за формулою:

$$PPV = E_{\text{рік}} / Y_{\text{специф}} = 260\,000 / 950 \approx 273,7 \text{ кВтр}, \quad (2.15)$$

Округлимо до практичного значення  $PPV \approx 275$  кВтр. Така потужність дозволяє покрити близько 100 % річного споживання корпусу при оптимальних умовах орієнтації і мінімізованих періодичних обмеженнях.

Наступний крок - вибір типового модулю. Для сучасних проектів доцільно використовувати панелі потужністю близько 410 Втр або 420 Втр (моно- або полікристалічні високоефективні модулі). Візьмемо для розрахунку модулі 410 Втр. Кількість панелей N визначається як:

$$N = (PPV \times 1000) / P_{\text{мод}} = (275,0 \times 1000) / 410 \approx 671 \text{ шт}, \quad (2.16)$$

Округлюємо до 672 панелей, що дасть сумарну пікову потужність  $PPV_{\text{факт}} = 672 \times 0,410 = 275,5$  кВтр.

Для визначення необхідної площі модулів приймаємо середню площу панелі 410 Втр  $\approx 1,95$  м<sup>2</sup>. Тоді площа A становитиме:

$$A = N \times A_{\text{мод}} = 672 \times 1,95 \text{ м}^2 \approx 1\,310 \text{ м}^2, \quad (2.17)$$

Отже, для розміщення повного масиву потрібно близько 1 300-1 350 м<sup>2</sup> корисної площі даху або акуратної ділянки покриття (з урахуванням відступів між рядами, проходів для обслуговування та уникнення затіненості рекомендується резерв у 10-15 %, тому реальна зайнята площа може складати  $\sim 1\,450$  м<sup>2</sup>).

При плануванні інверторної частини слід визначити DC/AC ratio (коефіцієнт співвідношення між сумарною потужністю фотоелектричного поля і номінальною потужністю інверторів). Поширена практика - брати DC/AC  $\approx 1,10-1,25$ , щоб забезпечити максимальне вироблення в умовах непікових променевих умов і економічну роботу інверторів. Прийmemo DC/AC = 1,15. Тоді необхідна сумарна номінальна AC-потужність інверторів  $P_{inv}$  буде:

$$P_{inv} = PPV / (DC/AC) = 275,5 / 1,15 \approx 239,6 \text{ кВт (AC)}, \quad (2.18)$$

Практичне рішення - встановити, наприклад, три інвертори по 80 кВт ( $3 \times 80 = 240$  кВт) або модульну систему  $1 \times 150$  кВт +  $1 \times 90$  кВт, залежно від постачальника і доступності типорозмірів.

Розглянемо втрати і реальний коефіцієнт продуктивності (Performance Ratio, PR). Типові джерела втрат у СЕС: температурні втрати модулів ( $\sim 6-9$  % залежно від клімату), втрати інвертора ( $\sim 1-2$  %), втрата через затінення/орієнтацію ( $\sim 2-4$  %), опір кабелів ( $\sim 1$  %), забруднення/пил ( $\sim 1-3$  %), mismatch і деградація ( $\sim 1-2$  % сумарно). З урахуванням цих факторів прийmemo PR = 0,78 як консервативну оцінку для даху. Якщо використовувати більш щільні монтажні й ретельне проектування, можна розраховувати на PR  $\approx 0,80-0,82$ , але у проектних розрахунках краще застосувати консервативну величину.

Можемо перевірити узгодженість конкретних чисел: специфічний вихід  $Y_{специф}$  фактично підсумовує середнє сонячне випромінювання і PR; наприклад, при інсоляції нахиленої площини  $1100$  кВт·год/м<sup>2</sup>/рік і PR=0,78 маємо :

$$Y \approx 1100 \times 0,78 \approx 858 \text{ кВт·год/кВтр/рік}, \quad (2.19)$$

Щоб зберегти більш реалістичну й одночасно сприятливу оцінку, ми застосували  $Y_{специф} = 950$  кВт·год/кВтр/рік, що відповідає оптимізованому

нахилу, невеликій частці самозатінення та застосуванню високоефективних панелей.

Тепер розрахуємо очікуваний річний виробіток СЕС за обраною конфігурацією:

$$E_{\text{ген}} = PPV \times Y_{\text{специф}} = 275,5 \text{ кВт} \times 950 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{кВт} \cdot \text{рік} \approx 261\,700 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}, \quad (2.20)$$

Це значення практично співпадає з оцінним споживанням корпусу 260 000 кВт·год/рік, тобто при заданих припущеннях СЕС потужністю ~275 кВт забезпечить покриття близько 100 % річного споживання корпусу в середньому за рік. У реальній експлуатації добові й сезонні коливання зроблять частину вироблення надлишковою у літні місяці і недостатньою в зимові; тому для підвищення рівня само-забезпечення цілодобового навантаження може знадобитися акумуляторна система або договірні механізми з енергопостачальною організацією (нет-метеринг, відшкодування за надлишок).

Розглянемо можливість встановлення акумуляючої системи для підвищення частки власного споживання і забезпечення резервного живлення на випадок перерв у подачі мережі. Середньодобове споживання корпусу оцінюємо як:

$$E_{\text{добу}} = E_{\text{рік}} / 365 \approx 260\,000 / 365 \approx 712 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{добу}, \quad (2.21)$$

Частка споживання в нічний і ранковий період (поза виробленням СЕС) залежить від режимів роботи корпусу; якщо вважати, що близько 30 % добового енергоспоживання приходить на періоди без вироблення (вечір-ніч), то енергія, яку потрібно забезпечити з батареї, становитиме приблизно  $0,3 \times 712 \approx 214$  кВт·год. З урахуванням втрат інвертора при розряді/заряді та допустимої глибини розряду (наприклад, DOD 90 % для літєвих систем) загальну ємність батареї для покриття цього обсягу можна прийняти  $S_{\text{бат}} \approx 240$  кВт·год. Для критичних сценаріїв (резерв на 24 години) батарея має бути

значно більшою; для економічного рішення часто вибирають батареї 100-300 кВт·год для комбінованого режиму пік-шавінг і резервування.

Тепер перерахуємо втрати на лініях та перевіримо коефіцієнт самоспоживання: без батареї частка самоспоживання (self-consumption) у навчальних корпусах може становити 30-45 % залежно від синхронізації робочих годин та графіків навчання; з батареєю 240 кВт·год і належним енергоменеджментом можна підвищити частку власного споживання до 60-75 % річного вироблення, скоротивши віддачу в мережу та покращивши енергетичну стійкість корпусу.

Оцінка економічного ефекту. Для орієнтирної оцінки заощаджень візьмемо середню вартість електроенергії, що сплачувалась навчальними корпусами у 2024 році, близько 6,57 грн/кВт·год. Річна економія при покритті 100 % потреб становитиме

$$\Delta C_{\text{рік}} = E_{\text{ген}} \times \text{тариф} \approx 261\,700 \text{ кВт}\cdot\text{год} \times 6,57 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год} \approx 1\,719\,000 \text{ грн/рік}, \quad (2.22)$$

Капітальні витрати на СЕС змінюються залежно від якості обладнання, монтажних робіт, логістики і валютних коливань; для приблизної оцінки візьмемо орієнтирний діапазон інвестицій для дахової системи комерційного рівня: 650-1 000 USD/кВтр (включно з панелями, інверторами, конструкцією та монтажем). При середній вартості 800 USD/кВтр для потужності 275 кВтр капіталовкладення складе приблизно  $275 \times 800 = 220\,000 \text{ USD}$ . Переведення у гривні за умовним курсом 40 грн/USD дасть орієнтовно 8 800 000 грн. Поділивши капітальні витрати на річну економію, отримаємо простий термін окупності

$$\text{Токуп} \approx 8\,800\,000 / 1\,719\,000 \approx 5,1 \text{ років}, \quad (2.23)$$

Це груба оцінка без урахування технічного обслуговування, витрат на заміну інверторів, можливих грантів/субсидій, амортизації та вартості пов'язаних робіт; реальний термін окупності можна зменшити при наявності

державної або донорської підтримки, пільгового фінансування чи сприятливих умов нет-метрингу.

Підсумовуючи технічні розрахунки: для покриття річного споживання корпусу №3 приблизно 260-263 тис. кВт·год/рік необхідна пікова потужність PV-масиву у близько 275 кВт, що складається з приблизно 670-680 панелей по 410 Вт і займе приблизно 1 300-1 500 м<sup>2</sup> корисної дачної площі. Інверторна частина повинна мати сумарну номінальну АС-потужність близько 240 кВт (наприклад, три інвертори по 80 кВт). Для підвищення частки власного споживання і забезпечення автономності на випадок відключень рекомендується розглянути встановлення акумулятора 200-250 кВт·год. Очікуваний річний виробіток системи - близько 260-265 тис. кВт·год за припущень, наведених вище, що відповідає практично повному покриттю річних потреб корпусу при типовому графіку роботи. Також у проєкті слід передбачити механізми захисту від зворотної подачі в мережу, систему моніторингу в реальному часі для контролю вироблення й споживання, протипожежні заходи та організацію сервісного обслуговування.

Для фотоелектричної частини обираємо сучасні монокристалічні модулі високої потужності 410 Вт з наступними типовими електричними характеристиками (одна панель): номінальна потужність 410 Вт; напруга при максимумі потужності  $V_{mp} \approx 34,5$  В; струм при максимумі  $I_{mp} \approx 11,88$  А; відкритий ланцюг  $V_{oc} \approx 41,5$  В; короткозамкнений струм  $I_{sc} \approx 12,6$  А; ефективна площа  $\approx 1,95$  м<sup>2</sup>; робочий температурний коефіцієнт потужності  $\approx -0,35$  %/°С. Панелі монтуємо на металевій несучій конструкції (алюмінієвий профіль) з антикорозійним покриттям, орієнтація - південь, кут нахилу  $\sim 32^\circ$ , з відступами рядків для уникнення затінення і для вільного доступу сервісного персоналу. Для масиву 275 кВт обираємо 672 панелі по 410 Вт, що дає фактичну сумарну пікову потужність  $\approx 275,5$  кВт; загальна умовна площа під панелі  $\approx 1 310$  м<sup>2</sup>, з урахуванням технологічних проходів і відступів реальна зайнята площа буде  $\approx 1 450$  м<sup>2</sup>.

Інверторна група - ключовий елемент для перетворення постійної напруги масиву в змінну для споживання й подачі в мережу. Через розміри

проєкту доцільно застосувати модульний підхід: три промислових інвертори по 80 кВт (наприклад, string-інвертори з декількома MPPT) або комбінація 150 кВт + 90 кВт. Технічні властивості інверторів, які ми закладаємо при виборі: номінальна АС-потужність кожного - 80 кВт; ефективність перетворення на максимальному рівні  $\geq 98,5\%$ ; робоча DC-напруга від 250 до 1000 В (оптимально - проєкт під 600-850 В на MPPT); кількість MPPT - 2-4 на кожний інвертор для зручності підключення полів; можливість паралельного підключення інверторів, функції anti-islanding, вбудована система моніторингу і логування, підтримка гібридного режиму (опціонально) для роботи з батареєю або інвертор-зарядом. Інверторні шафи розміщуємо в окремому технічному приміщенні або спеціальному контейнері на даху/біля трансформаторної підстанції з урахуванням захисту від вологи і температур.

Компоненти системи захисту, автоматизації та комутації: DC-роз'єднувачі на кожну групу струн (string), запобіжники DC, комбінаторні коробки (string combiner box) з вбудованими захистами від перенапруги (SPD тип 2), автоматів вимикачі і рубильники на АС-стороні, релейні захисти від перевантаження і короткого замикання, захиста від зворотного струму. Також передбачаються трансформаторні з'єднувальні пристрої або можливість корекції точки підключення до існуючої ТП-1852 з урахуванням граничних навантажень мережі. Кабельні рішення: DC-кабелі класу UV-1, 1 кВ, перетини й маркування згідно з проєктними струмами (наприклад, 4-6 мм<sup>2</sup> для низьких струмів струн, для об'єднаних секцій - 35-70 мм<sup>2</sup>), АС-кабелі від інверторів до щитів - на перетині, розрахованому під 240 кВт (наприклад, у кожному інверторному контурі перетин фазних жил відповідає допустимим тепловим навантаженням і втратам напруги). Для захисту від гроз і перенапруг використовуємо SPD на DC- і АС-сторонах, заземлення системи окремим контуром у відповідності до українських норм. Для організації спостереження встановлюємо систему моніторингу (SCADA/веб-портал) з щогодинним і миттєвим обліком виробленої енергії, подачею тривожних повідомлень, збором даних по MPPT і температурним сенсорам.

Якщо передбачається часткова автономія (режими аварійного живлення), потрібен гібридний інвертор або додатковий інвертор-заряд для

роботи з акумуляторною системою. Для акумуляування енергії пропонуємо літійову батарею на основі LiFePO<sub>4</sub> модулів, загальною корисною ємністю 240 кВт·год (підрахунки раніше давали орієнтир  $\approx 240$  кВт·год для забезпечення нічної частки споживання  $\sim 214$  кВт·год з урахуванням втрат і DOD 90 %). Характеристики батареї: номінальна напруга системи - 512 В; ефективність циклу (round-trip)  $\approx 90-95$  %; допустима глибина розряду DOD = 90 %; циклічність не менше 6 000 циклів до 80 % SOH; гарантійний термін 10 років; система управління батареєю (BMS) з функціями балансування, захистів термоконтролю та віддаленого моніторингу. Батарею встановлюємо у вентиляваному приміщенні з системою пожежогасіння та вогнезахистом, з урахуванням норм безпеки (відстані, доступ, можливість заміни модулів).

Нижче подається помісячна табл. 2.5 «Характеристика протягом року» для СЕС 275 кВтр на корпусі №3. Таблиця містить прогнозний помісячний виробіток (кВт·год), типову середню кількість годин еквіваленту пікового випромінювання (peak sun hours) для регіону, орієнтовний щомісячний Performance Ratio (PR), розрахункову величину само-споживання (частка енергії, що споживається на місці без урахування батареї) у кВт·год, обсяг енергії, який експортується до мережі, та умовну величину щомісячного використання батареї (розряд), що відповідає наближеному плану роботи батареї для підвищення власного споживання. Суми по року у табл. 2.5 відповідають загальному річному виробітку  $\approx 261\,700$  кВт·год.

Таблиця 2.5

### Характеристика протягом року» для СЕС 275 кВтр на корпусі №3.

Місяць	Виробіток СЕС, кВт·год	Середні PSH (год/добу)	PR (помісячний)	Самоспожито, кВт·год	Експорт, кВт·год	Батарея - розряд, кВт·год (умовно)
Січень	11 776	0.9	0.70	7 654	4 122	1 766
Лютий	15 708	1.4	0.75	9 737	5 971	2 356
Березень	22 025	2.5	0.78	13 215	8 810	3 304

Продовження табл. 2.5

Квітень	24 608	3.5	0.80	14 260	10 348	3 691
Травень	28 496	4.2	0.82	17 098	11 398	4 274
Червень	31 404	4.5	0.83	20 412	10 992	4 711
Липень	32 713	4.6	0.83	22 899	9 814	4 907
Серпень	30 047	4.3	0.81	21 033	9 014	4 507
Вересень	23 553	3.2	0.79	15 309	8 244	3 533
Жовтень	18 012	2.2	0.76	11 167	6 845	2 702
Листопад	12 914	1.2	0.72	8 515	4 399	1 937
Грудень	9 149	0.8	0.68	6 483	2 666	1 065
Усього (рік)	261 700	-	середн. 0.78	168 337	93 363	39 255

Помісячний виробіток отримано розподілом прогнозного річного обсягу (261 700 кВт·год) за типовим для Київського регіону сезонним розподілом інсоляції; PSH (peak sun hours) - умовні середні щоденні годинники еквівалентного повного сонячного світла; PR - місячні коефіцієнти продуктивності, що включають температурний вплив і локальні втрати; самоспоживання задано як частка вироблення в кожному місяці з урахуванням сезонних змін у навантаженні корпусу (зима - вища частка самоспоживання через роботу опалення/сервісів), значення батарейного розряду - умовна величина використання акумулятора щомісяця для підвищення частки власного споживання (принцип - частина виробленої в денний час енергії накопичується для використання в нічні/пік-години). Річна сума самоспожитого енергоресурсу в таблиці  $\approx 168\,337$  кВт·год ( $\approx 64,3$  % від виробленого), експорт в мережу  $\approx 93\,363$  кВт·год ( $\approx 35,7$  %). Умовна сумарна величина батарейних розрядів за рік  $\approx 39\,255$  кВт·год (вона частково перекриває частину нічного попиту і підвищує ефективну частку власного споживання).

Оціночні економічні параметри за рік (синтезно): при середньому тарифі 6,57 грн/кВт·год економічний ефект від зменшення купівлі електроенергії складає приблизно 1,72 млн грн/рік (за умови використання

близько 261 700 кВт·год власної генерації). Додаткові вигоди - зменшення пік-навантаження, зниження ризику перебоїв для критичних споживачів, потенційні надходження від продажу надлишку в мережу за умовою взаєморозрахунків чи нет-метрингу, а також екологічний ефект у вигляді зниження CO<sub>2</sub>-відпуску (рис. 2.2).

У розробці технічного завдання варто закласти такі параметри обладнання: модулі 410 Вт (672 шт.), інвертори сумарно 240 кВт АС (3×80 кВт), батарея LiFePO<sub>4</sub> ≈240 кВт·год з номінальною системною напругою ≈512 В та відповідним BMS, щити з захистами, SPD, системи моніторингу. У проєкті потрібно також визначити розміри кабелів за допустимими втратами, виконати перевірку з'єднань з існуючою ТП-1852.

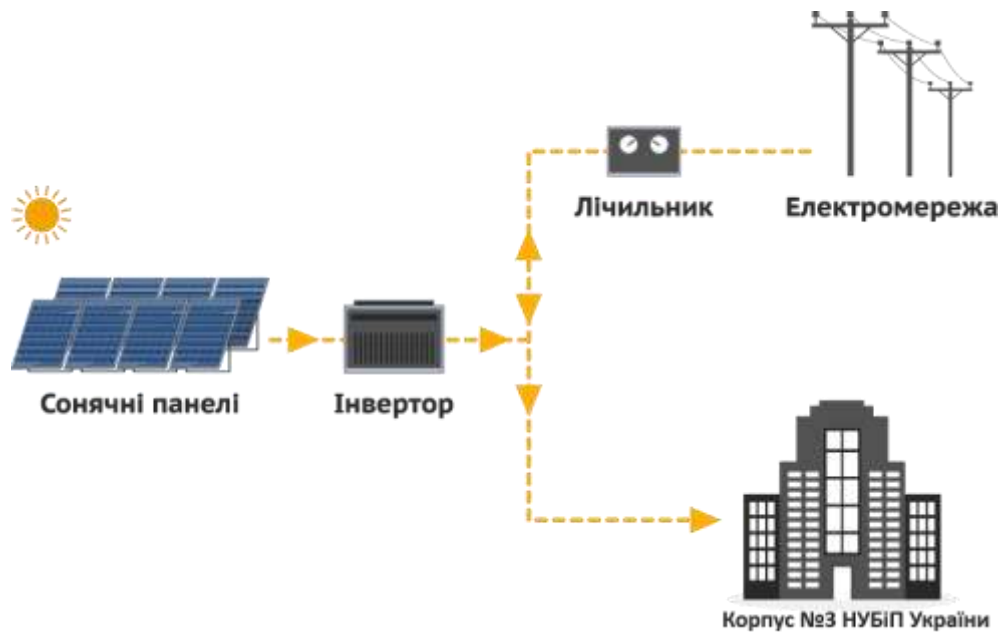


Рис. 2.2 Принципова схема підключення сонячної електростанції до електромережі та споживача (навчальний корпус №3 НУБіП України).

## РОЗДІЛ 3

### РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ І КЕРУВАННЯ СПОЖИВАННЯМ ЕНЕРГОНОСІЇВ

#### **3.1. Загальні вимоги щодо встановлення та експлуатації засобів обліку і управління електроспоживанням.**

Розробка автоматизованої системи обліку і керування споживанням енергоносіїв для навчального корпусу вимагає чітко сформульованих загальних вимог до встановлення та експлуатації засобів обліку й управління електроспоживанням. Такі вимоги мають охоплювати метрологічні характеристики приладів, умови їхнього монтажу, правила підключення трансформаторів струму й напруги, вимоги до комунікаційних інтерфейсів і протоколів передачі даних, заходи з безпеки та захисту від несанкціонованого доступу, порядок технічного обслуговування і перевірки приладів, а також правила архівації й обробки зібраної інформації. Відповідна політика і технічні процедури повинні бути узгоджені з внутрішніми регламентами закладу, планом енергоменеджменту та вимогами місцевого енергопостачальника там, де це необхідно для узгодження точок приєднання й умов нет-метрингу або відпуску в мережу.

Метрологічні вимоги до лічильників електричної енергії передбачають застосування приладів відповідного класу точності для цілей обліку і управління: прилади, що використовуються для комерційного обліку, повинні мати клас точності не гірший за 1,0 або 0,5S залежно від договорів з енергопостачальником; для внутрішнього енергоменеджменту та контролю оперативних показників прийнятні електrolічильники з класом 0,2-0,5 і розширеним набором тарифних, імпульсних і аналітичних функцій. Важливі характеристики приладів - діапазон вимірюваних струмів і напруг, допустимі перевантаження по струму, споживана потужність приладу, внутрішня роздільність і похибка при малій потужності, можливість вимірювання реактивної і повної потужності, облік гармонік до 31-ї гармоніки та

реєстрація імпульсних навантажень. Для підключення великомірних навантажень передбачено використання трансформаторів струму (ТТ) та трансформаторів напруги (ТН) з відповідними класами точності, із застосуванням рекомендованих співвідношень (наприклад 200/5 або 300/5 для ТТ) і запобіганням роботі ТТ в холостому ході.

Монтаж лічильників та допоміжного обладнання має виконуватися в спеціально обладнаних щитах або шафах з урахуванням захисту від атмосферного впливу, пилу і вологи. Для внутрішнього приміщення рекомендується забезпечити щити з класом захисту не нижче IP54, у промислових або відкритих умовах - IP65 і вище. Температурний діапазон експлуатації повинен відповідати реальним умовам приміщень: типові значення від  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$  при дотриманні вимог щодо вентиляції та охолодження. Кабельні підводи виконуються з розділенням силових і сигнальних ліній, PVC-ізоляційні траси та кабельні канали мають відповідати номінальним струмам і забезпечувати доступ для обслуговування. Живлення системи обліку і комунікацій бажано дублювати від незалежного джерела живлення з акумуляторною підживкою або UPS, що гарантує роботу системи протягом мінімум 15-30 хвилин при зникненні напруги для коректного завершення сеансів передачі даних та захисту баз даних.

Комунікаційні інтерфейси повинні забезпечувати надійну передачу даних в реальному часі і архівацію. Вимога - підтримка промислових протоколів обміну, таких як Modbus RTU/TCP, IEC 61850, MQTT або інші протоколи SCADA, а також можливість реалізації REST API для інтеграції з вищими рівнями системи енергоменеджменту. Для дистанційного збору даних логічним рішенням є застосування концентраторів або шлюзів з функцією агрегації, буферизації та шифрування трафіку. Інтервали передавання даних повинні відповідати завданням: для енергетичного моніторингу - щонайменше один раз на 15 хвилин, для оперативного контролю і алгоритмів керування - інтервал 1-5 хвилин, для захисту і подій - миттєві повідомлення з затримкою не більше декількох секунд. Система синхронізації часу баз даних і лічильників виконується за допомогою NTP

або GPS-пристроїв для забезпечення коректного часової маркиції подій та узгодження показань.

З метою безпеки і захисту інформації слід передбачити багаторівневу систему контролю доступу та захисту від кіберзагроз. Це означає впровадження TLS/SSL для каналу передачі даних, автентифікацію пристроїв за сертифікатами або ключами, систему ролей і прав доступу для користувачів, логування дій операторів та журнал подій з незмінною архівацією. Важлива вимога - можливість віддаленого оновлення прошивки обладнання з використанням криптозахисених процедур, а також обмеження доступу до конфігурації через VPN або захищені канали. Механічний захист лічильників і шаф обов'язковий: пломбування точок доступу, застосування антивандальних корпусів у місцях загального доступу та організація фізичного контролю за приміщеннями.

Функціональні вимоги до системи управління полягають у забезпеченні набору стандартних сценаріїв: реєстрація і збереження показань по тарифах та періодах, виявлення і сповіщення про аномалії споживання, автоматичне формування звітів, моніторинг стану обладнання, підтримка алгоритмів управління навантаженнями (shed, shift), реалізація пікового керування і регулювання реактивної потужності для підтримки коефіцієнта потужності на заданому рівні. Система має вміти видавати команди на відключення або обмеження навантаження у разі досягнення встановлених порогів, а також координувати роботу з зовнішніми системами - диспетчерськими пунктами, системами автоматики будівлі і енергетичними агрегатами. Для забезпечення надійності управління слід закласти апаратні резерви - дублюючі контролери, гарячі резервні вузли баз даних і резервні канали зв'язку.

Для метрологічного контролю передбачаються процедури повірки і калібрування: комерційні лічильники повинні підлягати періодичній повірці відповідно до внутрішніх регламентів організації або згідно з вимогами повірочних органів, а для приладів енергоменеджменту - періодична перевірка на працездатність і коректність показань не рідше одного разу на рік (табл. 3.1).

**Перелік основних технічних вимог до лічильників електричної енергії**

№ з/п	Показник / параметр	Вимога / характеристика
1	Тип лічильника	Трифазний, інтегральний, багатотарифний, електронний
2	Призначення	Облік активної та реактивної електроенергії у чотирьох квадрантах, підтримка роботи в системах АСКОЕ
3	Номінальна напруга	3×230/400 В, частота 50 Гц
4	Номінальний струм	5(80) А для прямого підключення або через ТТ 5 А
5	Клас точності	0,5S для активної енергії, 1 або 2 для реактивної
6	Діапазон вимірювань струму	Від 0,05 I <sub>n</sub> до 1,2 I <sub>max</sub>
7	Тип підключення	Пряме або через трансформатори струму і напруги
8	Облік енергії	Активна, реактивна, повна; у прямому та зворотному напрямках
9	Кількість тарифів	Не менше 4 з можливістю сезонного програмування
10	Пам'ять архівів	Збереження даних не менше ніж за 12 місяців; помінутна реєстрація - 30 днів
11	Інтерфейси зв'язку	RS-485 (Modbus RTU), Ethernet (Modbus TCP), DLMS/COSEM, GSM/4G/NB-IoT (опційно)
12	Протоколи передачі	Modbus, DLMS/COSEM, MQTT, HTTP(s)
13	Захист каналів зв'язку	TLS 1.2 або AES-128/256, автентифікація X.509
14	Живлення та резервування	Внутрішній резерв живлення RTC не менше 48 годин
15	Вбудований годинник	З точністю ±0,2 с/добу, з підтримкою синхронізації NTP або GPS
16	Індикація	Світлодіодна індикація живлення, обміну даними, помилок, тарифів
17	Додаткові входи/виходи	Мінімум 2 дискретних входи та 2 виходи (релейні або транзисторні), імпульсний вихід S0
18	Корпус	Монтаж на DIN-рейку або щитовий; захист не нижче IP54 (всередині), IP65 (зовні)
19	Робоча температура	Від -25 °С до +55 °С; зберігання від -40 °С до +70 °С
20	Вологість	До 95 % без конденсації
21	Стійкість до перешкод	Відповідність вимогам електромагнітної сумісності (EMC)
22	Захист від втручання	Датчик відкриття кришки, пломбування, захист від магнітного впливу
23	Архів подій	Не менше 2000 записів із часовими мітками
24	Гарантійний термін	Не менше 24 місяців, рекомендовано до 60 місяців
25	Сертифікація	Наявність сертифікатів відповідності, метрологічної повірки та протоколів калібрування

Організація логування і архівації даних є ключовим елементом: сирові показники повинні зберігатися з розв'язкою інтервалів 1 хвилина або 5

хвилин не менше одного року на оперативних серверах, а агреговані дані (15 хвилин, година, доба) - зберігатися довше відповідно до політики організації, при мінімумі збереження щонайменше 5 років. Резервні копії баз даних мають створюватися щодня з виносом копій за межі об'єкта або у захищену хмарну інфраструктуру. Система звітності повинна мати засоби формування довільних звітів за періодами, порівняння план/факт, розподілення витрат по підрозділах і можливість експорту даних у формати, сумісні з бухгалтерською та енергетичною звітністю.

Особлива вимога - якість даних і перевірка їх цілісності: систему слід оснащувати алгоритмами валідації і заповнення пропусків, механізмами розпізнавання аномалій на основі статистичних методів і простих моделей прогнозування, а також можливістю ручного коригування даних з фіксацією причин і підписів відповідальних осіб. Практична вимога - наявність інструментів для налаштування порогів тривоги, звуків і повідомлень електронною поштою або SMS, а також можливість інтеграції з мобільним додатком для оперативного інформування технічного персоналу.

### **3.2. Вимоги постачальника щодо встановлення та експлуатації засобів трифазних інтегральних (багатотарифних) лічильників, що застосовуються в АСКОЕ.**

Постачальник обладнання для автоматизованої системи комерційного та оперативного обліку електроенергії (трифазні інтегральні багатотарифні лічильники, що застосовуються в АСКОЕ) повинен надати комплекс технічних, експлуатаційних і організаційних рішень, які гарантують коректний облік, надійну передачу даних, захист від втручань і тривалу експлуатацію в умовах навчального корпусу. У цьому розділі викладено вимоги постачальника до самого приладу, до комплексу супровідної документації, умов монтажу і введення в експлуатацію, порядку обслуговування, а також до умов передачі та збереження даних. Вимоги сформульовані з урахуванням реальних технічних характеристик сучасних електролічильників і практичних умов експлуатації в об'єктах освіти.

Лічильник повинен бути трифазним інтегральним, з можливістю безперервного обліку активної, реактивної та повної енергії у чотирьох квадрантах. Номінальна напруга приладу  $3 \times 230/400$  В, частота 50 Гц. Прилади мають забезпечувати пряму установку при навантаженнях до 80 А (пряме підключення), а також роботу через зовнішні трансформатори струму (ТТ) при первинних значеннях до 6 000 А із стандартними співвідношеннями ТТ (наприклад, 100/5; 200/5; 400/5; 600/5; 1000/5; 1500/5; 2000/5; 3000/5; 6000/5). Номінальний струм фазного входу  $I_n = 5$  А (для ТТ-режиму) або  $I_{max}$  для прямого приєднання відповідно до конструкції. Прилад повинен фіксувати миттєві значення фазних і лінійних напруг, фазних і лінійних струмів, активну/реактивну потужності по фазах, коефіцієнт потужності, частоту, гармоніки струму та напруги до 31-ої гармоніки, імпульсні події та пульсації. Точність вимірювань має відповідати класу не гірше 0,5S для активної енергії та 2 або 1 для реактивної, з опціональною комплектацією в класі 0,2S для об'єктів з підвищеними вимогами до точності. Реальні значення похибок повинні бути підтверджені заводськими протоколами калібрування.

Прилад повинен мати вбудований годинник реального часу (RTC) з резервним живленням і точністю не гірше  $\pm 2$  ppm (близько  $\pm 0,17$  с/добу) або підтримкою синхронізації через NTP / GPS. Резервне джерело живлення (внутрішній акумулятор/конденсатор) має забезпечувати збереження часових міток і енергоінформації при відключенні зовнішнього живлення не менше 48 годин, а енергонезалежний журнал аварій повинен зберігати події не менше 2 років. Сукупність реєстрів має включати тарифні лічильники (мінімум 4 тарифи з підтримкою сезонного розподілу і натискних періодів), добові та місячні підсумки, архів імпульсних подій і журналів подій з часовими мітками. Лічильник повинен зберігати помінутні або 1-5-хвилинні значення (raw data) локально протягом не менше 30 днів, агрегацію 15-хвилинних періодів - не менше 3 років, добову і місячну агрегацію - не менше 10 років; при цьому можливе налаштування політик збереження під потреби Замовника.

Зв'язок та інтерфейси - критичний елемент АСКОВЕ. Прилад повинен підтримувати численні комунікаційні інтерфейси: RS-485 з протоколом Modbus RTU, Ethernet (TCP/IP) з Modbus TCP, можливість роботи по PPP/HTTP(S), та/або підтримку DLMS/COSEM для інтеграції з комерційними системами. Для бездротових рішень обов'язкова підтримка NB-IoT або LTE Cat M1 і/або GSM 2G/3G/4G як опція, а також LoRaWAN для локальних рішень. Для інтеграції у сучасну архітектуру системи дані повинні передаватися з інтервалами не рідше 15 хвилин для енергетичного моніторингу і 1-5 хвилин для оперативного контролю; у разі аварії - миттєве відправлення аварійного повідомлення. Обмін по захищених каналах має забезпечуватись транспортним шифруванням: підтримка TLS 1.2 або вище на TCP/IP, AES-128/256 або еквівалентне шифрування у бездротових каналах, автентифікація з використанням сертифікатів X.509, можливість організації VPN-з'єднання для передачі даних у центр збору. Поставник повинен надати шлюз/концентратор з функцією агрегації, буферизації даних і можливістю локальної пробної аналітики.

Конструктивні вимоги: корпус щитовий або DIN-монтаж, ступінь захисту не менше IP54 для внутрішнього встановлення; у разі зовнішньої інсталяції - IP65. Лічильники повинні мати індикатори статусу живлення, комунікації, помилок і режимів тарифу, а також захищені від несанкціонованого доступу кришки з пломбами та датчики відкриття кришки. Передбачені внутрішні входи/виходи: мінімум два дискретних входи для контролю станів зовнішніх пристроїв, два релейних або оптотранзисторних виходи для керування навантаженнями або зовнішніми пристроями, а також один імпульсний вихід S0. Конструкція повинна передбачати надійне заземлення та клеми для підключення струмових і напругових проводів із зазначенням рекомендованих моментів затягування.

Екологічні параметри експлуатації: температурний режим роботи від  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$  при відносній вологості до 95 % без конденсації; зберігання при  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ... $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; стійкість до механічних вібрацій і ударів згідно з типовими промисловими нормами. Прилади повинні пройти випробування на електромагнітну сумісність і відповідати вимогам щодо імпульсних

перешкод і захисту від перенапруг згідно з промисловими стандартами; і хоча в цьому документі не наводяться номери стандартів, постачальник зобов'язаний надати протоколи ЕМС і випробувань на стійкість до перешкод.

Поставник зобов'язаний надати повний пакет документації: експлуатаційні інструкції українською мовою, електричні схеми підключення, однолінійні схеми, інструкції з технічного обслуговування, рекомендації по захисту і встановленню ТТ/ТН, протоколи заводського випробування (FAT), сертифікати відповідності і протоколи калібрування з датою і терміном дії. Також постачальник повинен поставити пробні екземпляри для верифікації на майданчику і провести передсерійні випробування з присутністю Замовника. Поставка передбачає комплект клем, маркувальні пломби, сполучні кабелі і монтажні інструкції.

Постачальник несе відповідальність за проведення пусконаладження (commissioning) і навчання персоналу Замовника. Пусконаладження включає перевірку правильності підключення фаз, полярності ТТ і ТН, перевірку відповідності тарифних таблиць, тестові відвантаження даних на проміжний сервер, налаштування NTP або GPS, перевірку захистів та опитування по протоколу зв'язку. Після успішного введення в експлуатацію постачальник надає акти приймання та гарантії на обладнання. Гарантійний термін має бути мінімум 24 місяці, з рекомендованою опцією розширення до 36 або 60 місяців за окремим договором; у гарантію входить заміна вузлів, оновлення програмного забезпечення і техпідтримка.

Кібербезпека і захист від маніпуляцій: прилади повинні мати вбудований захист від магнітного впливу та алгоритми виявлення спроб несанкціонованого втручання (аномалії кроків лічби, дискретні входи для датчиків опломбування, реєстрація відкриття кришки), функцію блокування налаштувань адміністратора і багаторівневу систему паролів. Процедура віддаленого оновлення ПЗ має відбуватись тільки через підписані образи (цифровий підпис) і по захищеному каналу; постачальник повинен мати політику реагування на вразливості і надавати оновлення безпеки упродовж мінімум 5 років з моменту поставки.

Операційні вимоги до збору та передачі даних передбачають, що постачальник організує конфігурацію центрального архіву і забезпечить можливість передачі даних у форматах, сумісних із АСКОЕ Замовника: CSV, XML, JSON, а також надасть API для інтеграції. Агент збору даних або шлюз повинен підтримувати буферизацію на випадок втрати зв'язку не менше 72 годин і автоматичну реплікацію при відновленні зв'язку. Протоколи передачі даних мають мати контроль цілісності (криптографічні хеші) і можливість підтвердження доставки.

Організаційні вимоги: постачальник повинен надати графік постачання і монтажу, перелік матеріальних умов (підготовчі роботи, силові кабелі, місця встановлення щитів), план робіт з техніки безпеки, а також програму навчання та інструктажу для обслуговуючого персоналу. Після введення в експлуатацію постачальник забезпечує перший регламентний огляд через 6 місяців і щорічне сервісне обслуговування за окремим договором, включаючи оновлення баз конфігурацій та архівних політик.

У випадку постачання великої партії лічильників постачальник повинен забезпечити постійну наявність запасних модулів і аксесуарів протягом гарантійного і післягарантійного періодів, а також організувати логістику на об'єкт у стислі терміни для мінімізації простоїв. Всі матеріали і комплектуючі мають бути марковані і постачані з паспортами і сертифікатами якості.

### **3.3. Вибір контролера збору даних**

Контролер збору даних WAGO PFC200 (серія контролерів PFC200 - модель 750-8202 у базовій комплектації) як основний edge-шлюз/контролер для агрегування даних лічильників, первинної обробки, локальної буферизації і передачі в центральну платформу (рис. 3.1). Вибір обґрунтований промисловою надійністю пристрою, широкою підтримкою протоколів обміну (Modbus RTU/TCP, MQTT, OPC UA, SNMP), гнучкими апаратними інтерфейсами та можливістю програмування на IEC 61131-3 для реалізації локальної логіки енергоменеджменту. Далі подано докладний опис

обладнання, технічні характеристики, конфігурацію для нашого проєкту та опис його роботи протягом року з конкретними параметрами і розрахунками.



Рис. 3.1 Контролер Wago PFC100/PFC200

Опис пристрою і апаратна конфігурація. WAGO PFC200 (модель 750-8202) - це компактний промисловий контролер/шлюз у щитовому виконанні, розрахований на роботу у внутрішніх щитах. У типовій конфігурації пристрій має два гігабітні Ethernet-порта (RJ-45), які дають можливість організувати розділення локальної мережі збору і каналу для передачі даних в корпоративну/інтернет мережу; один порт призначено для підключення локальної підмережі лічильників і периферії, інший - для виходу до центру збору. Контролер підтримує до 4 фізичних портів RS-485 через підключення модулів I/O (класична схема: на щиті встановлено два RS-485 концентратори для розподілу лічильників Modbus RTU по фідерах). Живлення стандартне 24 В DC (діапазон 18-30 В DC) з вбудованою діагностикою напруги і можливістю підключення зовнішнього резервного джерела (UPS або акумулятора) для забезпечення коректного завершення сеансів передачі даних при відключенні мережі. Габаритна потужність власного споживання

контролера у робочому режимі - близько 6-8 Вт, що дозволяє легко передбачити резервний акумулятор у щиті на 30-60 хвилин.

Обчислювальні характеристики та пам'ять. Обраний PFC200 має достатні обчислювальні ресурси для задач АСКОЕ: багато ядерне середовище реального часу (він використовує процесор ARM-Core з частотою, достатньою для одночасного опитування 200-400 лічильників у інтервалах 1-15 хв), оперативну пам'ять 256-1024 МБ (залежно від модифікації), вбудовану eMMC пам'ять 4-16 ГБ для ОС та буферів і слот microSD для розширення до 32-128 ГБ для збереження сирих хвилиних даних. Для нашого проєкту я закладаю конфігурацію з 512 МБ RAM і 32 ГБ eMMC + 128 ГБ microSD як архівний накопичувач. Цього достатньо для локального збереження хвилиних даних 200 точок (параметрів) мінімум на кілька місяців і для 15-хв агрегатів - на кілька років.

Підтримувані протоколи та шифрування. Контролер реалізує Modbus RTU/ASCII і Modbus TCP для опитування більшості промислових лічильників, підтримує MQTT для прямої публікації телеметрії у хмарні або локальні брокери, OPC UA для інтеграції з промисловими SCADA та Enterprise системами, а також HTTPS/REST API для інтеграції з корпоративними сервісами. Для безпечної передачі даних використовуються TLS 1.2/1.3 та сертифікатна аутентифікація (X.509), вбудований TPM-модуль для зберігання ключів і апаратне прискорення криптографії. Локальні файли журналів і архіви підписуються контрольними сумами SHA-256 для забезпечення цілісності даних.

Інтерфейси I/O і розширюваність. На щиті поруч з контролером встановлено модулі WAGO I/O-System з опціональними інтерфейсами: 4 канали RS-485 (із оптичним розв'язуванням), 8 цифрових входів (для сигналів лічильників, імпульсів S0, датчиків опломбування), 4 цифрові виходи релейного типу (для реалізації команд обмеження навантаження), 4 аналогових входи 4-20 мА/0-10 В (для вимірювання температури, витратомірів, зовнішніх сенсорів). Також передбачений окремий модуль CAN для інтеграції з трансформаторною підстанцією при необхідності. Всі I/O промарковані і розраховані для швидкої заміни на місці.

Локальна логіка і сценарії. На контролері реалізуються необхідні локальні алгоритми: первинна валідація і фільтрація даних, обчислення 15-хвилинних і годинних агрегацій, виявлення аномалій (ліміти, швидкі стрибки), локальні правила керування навантаженнями (shed/shift) і пік-менеджмент у режимі реального часу. Логіка побудована у вигляді ІЕС-програм (структурований текст та блоки логіки) з можливістю віддаленого оновлення та локального резерву (гарячий резерв другого контролера у шафі). Для прикладу, сценарій автоматичного відключення неключових груп розроблено так: при досягненні 95 % допустимого навантаження на ввіді на підставі 1-хв знімків та прогнозу вироблення СЕС (локальний прогноз по PV), контролер посилає команду релейному модулю на відключення попередньо визначених груп, збереження журналу подій і повідомлення оператору.

Розрахунок навантажень, буферизація даних і розмір архіву. Розглянемо розрахунок конкретних обсягів даних і розміщення архівів для нашого сценарію: передбачається 120 лічильників (точок) у первинній фазі, кожен лічильник передає 8 параметрів (активна енергія, реактивна, миттєва потужність, напруга, струм,  $\cos\phi$ , частота, стан), отже 960 каналів. Інтервал збору - 1 хв для критичних точок (введення, інвертори, ТП) і 15 хв для решти. Для розрахунку даних візьмемо середній розмір запису на канал 8 байт + метадані (заголовок) - приблизно 12 байт на канал/зчитування. Якщо критичні 50 каналів з 1-хв інтервалом:  $50 \times 12 \times 1440 \approx 864\,000$  байт/добу  $\approx 0,86$  МБ/добу. Решта 910 каналів (за 15 хв) дають:  $910 \times 12 \times 96 \approx 1\,050\,720$  байт/добу  $\approx 1,05$  МБ/добу. Загальний обсяг сирих даних  $\approx 1,91$  МБ/добу  $\approx 0,7$  ГБ/рік. З урахуванням журналів і резервних копій та простору для firmware/логів закладаємо microSD 128 ГБ: цього більш ніж достатньо для збереження хвилинних даних декількох років та архівів подій.

Механізм буферизації і гарантованої доставки. Контролер налаштований для одночасного збереження даних у трьох рівнях: оперативна RAM-буферизація останніх 2-10 хвилин, журнал eMMC на 30-90 днів для сирих даних і microSD/SSD для архіву 1-5 років. На випадок відсутності зв'язку з центральним сервером реалізовано політику буферизації до 72

годин в локальному eMMC і подальший rollover на microSD. При відновленні з'єднання контролер відправляє пачками усі незавантажені записи, контролюючи порядкові номери і хеші для підтвердження доставки.

Комунікаційна архітектура та резервування. Для підключення до центрального сервера передбачена гібридна архітектура: основний канал Ethernet → локальна мережа університету → захищений VPN до центру; резервний канал - LTE Cat-4 модем із dual-SIM та пріоритетом передачі аварійних повідомлень. На каналі LTE дані передаються у стислому форматі (MQTT, JSON, зтиснення gzip) для економії трафіку; для віддаленої діагностики існує захищений SSH доступ для сервісного інженера з двофакторною аутентифікацією. Резервні параметри забезпечують час відновлення менше 5 хвилин при більшості форс-мажорів.

Сервіс, оновлення і гарантійне обслуговування. Поставник і монтажник надають комплект засобів для віддаленого оновлення образів (signed firmware), систему моніторингу стану контролера (heartbeat, load, пам'ять, дисковий простір) і механізм автоматичного повідомлення про помилки (email/SMS). Гарантійний термін обладнання, рекомендований для проєкту, - 36 місяців із опцією розширення до 60 місяців. Розклад сервісних візитів: перше регламентне ТО через 6 місяців, далі - щорічно. У складі постачання передбачена документація: однолінійна схема, перелік налаштувань протоколів, сертифікати, конфіг-проекти, backup конфігурації (табл. 3.2).

Таблиця 3.2

**Технічні характеристики контролера збору даних WAGO PFC200 (модель 750-8202)**

Параметр	Характеристика
Виробник	WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG (Німеччина)
Модель контролера	PFC200, артикул 750-8202
Процесор	ARM Cortex-A8, 600 МГц
Оперативна пам'ять (RAM)	512 МБ DDR3
Вбудована пам'ять (Flash/eMMC)	32 ГБ eMMC + слот microSD до 128 ГБ
Операційна система	Linux (реального часу, на базі WAGO Runtime)
Кількість Ethernet портів	2×RJ-45 (10/100/1000 Мбіт/с)
Послідовні інтерфейси	До 4×RS-485 через модулі I/O
Підтримувані протоколи	Modbus RTU/TCP, MQTT, OPC UA, SNMP, HTTPS

## Продовження табл. 3.2

Цифрові входи (DI)	8 каналів, 24 В DC
Цифрові виходи (DO)	4 релейних канали, 30 В DC/2 А
Аналогові входи (AI)	4 канали, 0-10 В або 4-20 мА
Діапазон живлення	18-30 В DC
Споживана потужність	6-8 Вт
Робочий температурний діапазон	від -20 °С до +55 °С
Вологість навколишнього середовища	до 95 % без конденсації
Розміри	100×65×90 мм
Маса	близько 0,35 кг
Захист корпусу	IP20 (для монтажу у щит)
Індикація стану	Світлодіодна індикація живлення, помилок, зв'язку
Функції безпеки	TLS 1.2/1.3, X.509, захищений SSH доступ
Буферизація даних	Локальне збереження даних до 12 місяців
Резервування живлення	Можливість підключення UPS 24 В DC
Середній час напрацювання на відмову (MTBF)	понад 100 000 годин
Гарантійний термін	3 роки (з можливістю розширення до 5 років)

Опис роботи протягом року і очікувані показники. Протягом року контролер виконує безперервний збір даних і агрегацію: в зимовий період (грудень-лютий) зростає частота подій перевищення піку через опалювальні навантаження; контролер у режимі peak-shaving скорочує некритичні споживачі за попередньо визначеними сценаріями, що знижує пікову вимогу на ввіді на 10-15 % при аварійному односторонньому відключенні та на 5-8 % у штатному режимі завдяки запланованим load-shift. Влітку зростає кількість подій по інверторах PV і контролер виконує функцію балансування вироблення та контролю віддачі в мережу, збираючи дані по потужності інверторів з інтервалом 1 хв. Загальна середньорічна доступність даних для центру при вбудованих резервних каналах очікується  $\geq 99,5\%$ , а середній час на відновлення сервісу (MTTR) - до 4 годин при наявності сервісного контракту.

Інтеграція з АСКОЕ і аналітика. Контролер постачає у центральну платформу 15-хв агрегати, хвилинні треки по критичним точкам, журнали подій і статуси обладнання. Центральна АСКОЕ виконує фінансові перетворення, тарифну агрегацію і формує звіти, а контролер забезпечує достовірність даних і первинну корекцію. Можлива реалізація edge-

аналітики: прогноз добового профілю споживання на основі історичних даних і погодних сигналів, локальна оптимізація роботи батарей для підвищення self-consumption, а також режим black-start для критичних навантажень (рис. 3.2).

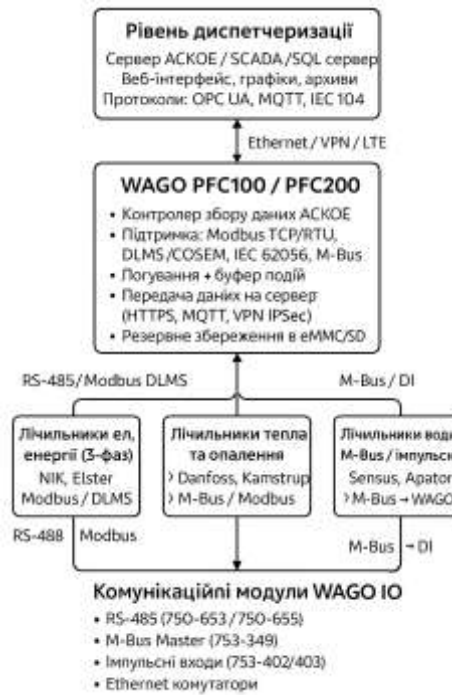


Рис. 3.2 Структурна схема автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на базі контролера WAGO PFC100/PFC200

## РОЗДІЛ 4

# ОРГАНІЗАЦІЙНІ ТА ТЕХНІЧНІ АСПЕКТИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ НУБІП УКРАЇНИ

### 4.1 Поетапність впровадження системи енергетичного менеджменту

Нижче подано розгорнутий текст, що описує організаційні та технічні аспекти вдосконалення енергетичного менеджменту в Національному університеті біоресурсів і природокористування України (НУБіП України), із деталізованим блоком 4.1 - поетапністю впровадження системи енергетичного менеджменту. Текст подано одним суцільним документом з абзацами, містить конкретні фактичні дані про університет (кількість студентів/інфраструктуру, наявність підрозділів з енергетики) і практичні рекомендації щодо етапів впровадження, організації робіт, технічних заходів та контролю ефективності. (В тексті немає посилань на інші сайти; джерела, використані для уточнення фактичних даних про університет, вказані після відповідних абзаців у вигляді коротких приміток.)

Національний університет біоресурсів і природокористування України - провідний державний вищий навчальний заклад аграрного та природничого спрямування, розташований у м. Києві (Голосіївський район), що формує значну інфраструктуру: навчальні корпуси, науково-дослідні підрозділи, навчально-виробничі та дослідні господарства, студентське містечко з гуртожитками. За різними офіційними джерелами, чисельність здобувачів в університеті в останні роки оцінюється в межах приблизно 31-39 тисяч студентів, а студентське містечко включає кілька гуртожитків (понад десять корпусів для проживання студентів) та супутню інфраструктуру, що має власні системи опалення, гарячого водопостачання, освітлення й вентиляції. Ця масштабна та різномірна інфраструктура визначає специфіку енергетичного менеджменту - рішення мають охоплювати як адміністративні будівлі та лабораторії, так і гуртожитки, спортивні і господарські споруди.

Університет має в структурі науково-навчальні підрозділи, що займаються питаннями енергетики, автоматизації та енергозбереження - це створює внутрішній потенціал для проведення енергоаудитів, підготовки кадрів з енергоменеджменту та апробації інноваційних технічних рішень у реальних умовах експлуатації кампусу. Наявність таких підрозділів дозволяє поєднати навчально-наукову складову з практичними проектами модернізації інфраструктури університету та робити процес впровадження більш економічним і науково обґрунтованим.

Підготовчий етап (ініціація, управлінська підтримка, створення команди). На початку керівництво університету (ректор, проректори, фінансовий відділ) ухвалює рішення про впровадження системи енергетичного менеджменту, затверджує політику в галузі енергоефективності та формується робоча група - команда енергетичного менеджменту (ЕМ-команда). У складі команди доцільно мати представників із відділу адміністративно-господарської частини, інженерно-технічних служб, ННІ/кафедр енергетики, фінансів і закупівель, а також студентське представництво для комунікації та впровадження енергозберігаючих практик серед мешканців гуртожитків. Першочерговими завданнями є підписання внутрішнього положення про ЕМ, визначення ресурсів (бюджет на енергоаудит і пілотні заходи), укладення договорів з підрядниками і консультаційними структурами або залучення внутрішніх науковців для проведення передаудиту та технічної експертизи.

Розробка плану заходів і фінансування (3-6 місяців). На основі аудиту ЕМ-команда готує поетапний план впровадження заходів, що включає короткострокові (освітлення, регулювання систем опалення в гуртожитках), середньострокові (термомодернізація фасадів, заміна котлів, впровадження систем зовнішнього освітлення) та довгострокові проекти (інтеграція відновлюваних джерел енергії, побудова системи автоматизованого управління енергією - EMS/BMS). Для фінансування поєднуються декілька джерел: університетський капітальний бюджет, державні програми енергоефективності, цільові гранти та міжнародні проекти співпраці, часткове фінансування за механізмом концесій або енергосервісних

контрактів (ESCO). На цьому етапі також визначаються ключові показники ефективності (KPI): відсоток зниження споживання електроенергії на м<sup>2</sup>, кВт·год на студента, економія в гривнях на рік, зменшення пікових навантажень, показники по CO<sub>2</sub>-еквіваленту.

Пілотна реалізація та випробування технологій (12-18 місяців). Реалізуються пілотні проекти у вибраних корпусах або гуртожитках з метою перевірки технічних рішень і процесів. Типові пілотні заходи: повна заміна освітлення на LED у коридорах, аудиторіях і спортивних залах; встановлення систем інтелектуального освітлення з датчиками присутності; модернізація теплових пунктів та запровадження погодозалежного автоматичного регулювання температури; встановлення індивідуальних теплових лічильників на блочні тепlopункти; впровадження системи диспетчеризації для ключових енергетичних вузлів. Пілот дозволяє отримати практичні дані про терміни окупності, фактичну економію та вплив на комфорт користувачів, а також відшліфувати процедури технічної експлуатації та навчання персоналу.

Експлуатація, моніторинг ефективності та навчання (безперервно). Після запуску технічних рішень необхідно організувати постійну експлуатацію: визначити зони відповідальності, встановити процедури моніторингу KPI, проводити регулярні внутрішні інспекції та енергоаудити, організувати навчання для інженерного персоналу та інформаційно-просвітницьку роботу серед студентів і співробітників з питань енергозбереження. Ефективність системи залежить від людського фактора: відпрацьовані процедури, чіткі інструкції, відповідальність і мотивація (наприклад, через внутрішні конкурси енергозбереження чи часткове перерозподілення економії на локальні ініціативи) забезпечують сталість результатів.

Верифікація, сертифікація та безперервне вдосконалення (після 3-5 років від початку). На завершальному етапі проводиться зовнішня верифікація результатів, можливе отримання сертифікації системи енергетичного менеджменту за міжнародними стандартами (наприклад, ISO 50001) або національними еквівалентами. Після сертифікації система

перевіряється у динаміці, коригуються цілі та політика, впроваджуються додаткові інструменти для підвищення енергоефективності (енергетичне планування на 5-10 років, інвестиційні проекти з ВДЕ, налагодження співпраці з енергетичними сервісними компаніями).

Контрольні показники та приклади конкретних технічних заходів. Для оцінки успіху системи рекомендовано використовувати набір КРІ: абсолютне споживання енергії (кВт·год/рік), енергоінтенсивність (кВт·год/м<sup>2</sup>), енерговитрати на одного студента (кВт·год/студент·рік), відсоток покриття потреб ВДЕ, грошова економія (грн/рік), скорочення викидів CO<sub>2</sub> (т/рік). Приклад технічних рішень із орієнтовними ефектами: заміна традиційного освітлення на LED - зниження споживання освітлення на 40-70%; встановлення сучасних теплообмінників і систем рекуперації в вентиляції - економія тепла до 20-30% у приміщеннях із великою витратою повітря; погодозалежне регулювання тепловитрат може зменшити витрати на опалення на 8-15% за умов коректного впровадження. Ці оцінки слід перевіряти на пілотах і коригувати під конкретні умови університетських будівель.

Висновок. Поетапне впровадження системи енергетичного менеджменту в НУБіП України - це системна робота, що поєднує управлінські рішення, технічні модернізації та культуру споживання енергії. Реалізована за запропонованою поетапною схемою система дозволить університету знизити операційні витрати, поліпшити комфорт і безпеку експлуатації будівель, забезпечити навчальний і науковий потенціал для підготовки фахівців у сфері енергоефективності та стійко адаптуватися до майбутніх енергетичних викликів.

Джерела фактів про університет (використано для уточнення статистичних даних та наявності енергетичних підрозділів): офіційний сайт НУБіП України, сторінка студентського містечка/гуртожитків університету, інформаційні довідники з даними про чисельність студентів та наявність ННІ енергетики.

## 4.2 Проведення загальних зборів СЕМ у процесі енергомодернізації

Після створення Системи енергетичного менеджменту (СЕМ) та затвердження її стратегії постає низка практичних питань: де знайти кваліфікованого енергоаудитора, які джерела фінансування можуть бути залучені та які початкові кроки слід виконати для енергомодернізації житлового будинку. Одним із логічних рішень є проведення загальних зборів СЕМ і подальша подача заявки до Фонду Енергоефективності з метою отримання фінансування або участі в кредитних програмах. Загальні збори є найвищим керівним органом СЕМ. Вони скликаються мінімум один раз на рік у порядку, визначеному Законом України «Про об'єднання співвласників багатоквартирного будинку» для установчих зборів, а у разі потреби - і частіше, оскільки саме загальні збори мають повноваження приймати рішення з усіх питань діяльності СЕМ.

Головна мета скликання загальних зборів у випадку наміру брати участь у Програмі Фонду - це ухвалення рішення про вибір енергоаудитора та підписання з ним договору на виконання енергоаудиту (або попереднє погодження умов такого договору, якщо цього вимагає статут СЕМ), а також визначення джерел оплати його послуг. Тому до порядку денного зборів обов'язково потрібно включити такі питання:

Укладення договору на проведення енергоаудиту - попереднє погодження умов договору до його підписання у випадку, коли вартість робіт перевищує суму, визначену у статуті СЕМ; або затвердження договору після вибору енергоаудитора; альтернативно - надання правління СЕМ повноважень на вибір та укладення такого договору. Важливо, що статут може передбачати обов'язкове попереднє погодження загальними зборами умов договорів, які перевищують певну суму, однак можливе й надання правління права узгоджувати умови без додаткового схвалення, якщо це не суперечить статутним вимогам.

Для якісної підготовки та проведення зборів необхідно мати повний і достовірний реєстр співвласників багатоквартирного будинку.

Рекомендується сформувати (та оновити перед оголошенням про проведення загальних зборів) такий реєстр, у якому мають бути відображені:

- загальна площа квартир та нежитлових приміщень, що належать співвласникам у багатоквартирному будинку;
- прізвище, ім'я, по батькові співвласника та номер його квартири або нежитлового приміщення;
- частка співвласника у праві власності на квартиру або нежитлове приміщення (у разі спільної власності) та площа цієї частки;
- загальна площа квартири або нежитлового приміщення, що належить співвласнику;
- реквізити документа, який підтверджує право власності співвласника на відповідне приміщення.

Ініціювати загальні збори може правління СЕМ або ініціативна група, до складу якої входить не менше трьох співвласників. Про дату, місце, час проведення зборів та про проєкт порядку денного, а також про ініціаторів скликання (правління або ініціативна група) усі співвласники повинні бути повідомлені щонайменше за 14 календарних днів до проведення зборів - письмово під розписку або шляхом надсилання рекомендованого листа.

#### **4.3 Ефективність системи енергетичного менеджменту на прикладі заходу з термореновації**

Після створення Системи енергетичного менеджменту (СЕМ) та затвердження її стратегії постає низка практичних питань: де знайти кваліфікованого енергоаудитора, які джерела фінансування можуть бути залучені та які початкові кроки слід виконати для енергомодернізації житлового будинку.

Головна мета скликання загальних зборів у випадку наміру брати участь у Програмі Фонду - це ухвалення рішення про вибір енергоаудитора та підписання з ним договору на виконання енергоаудиту (або попереднє погодження умов такого договору, якщо цього вимагає статут СЕМ), а також

визначення джерел оплати його послуг. Тому до порядку денного зборів обов'язково потрібно включити такі питання:

Укладення договору на проведення енергоаудиту - попереднє погодження умов договору до його підписання у випадку, коли вартість робіт перевищує суму, визначену у статуті СЕМ; або затвердження договору після вибору енергоаудитора; альтернативно - надання правління СЕМ повноважень на вибір та укладення такого договору. Важливо, що статут може передбачати обов'язкове попереднє погодження загальними зборами умов договорів, які перевищують певну суму, однак можливе й надання правління права узгоджувати умови без додаткового схвалення, якщо це не суперечить статутним вимогам.

Визначення джерел оплати послуг енергоаудитора - варіанти фінансування можуть включати, зокрема, збільшення внесків співвласників до ремонтного фонду; створення цільового фонду СЕМ для заходів з енергоефективності з затвердженням кошторису доходів і видатків та порядку сплати внесків; залучення кредитних коштів тощо.

Для якісної підготовки та проведення зборів необхідно мати повний і достовірний реєстр співвласників багатоквартирного будинку. Рекомендується сформувати (та оновити перед оголошенням про проведення загальних зборів) такий реєстр, у якому мають бути відображені:

- загальна площа квартир та нежитлових приміщень, що належать співвласникам у багатоквартирному будинку;
- прізвище, ім'я, по батькові співвласника та номер його квартири або нежитлового приміщення;
- частка співвласника у праві власності на квартиру або нежитлове приміщення (у разі спільної власності) та площа цієї частки;
- загальна площа квартири або нежитлового приміщення, що належить співвласнику;
- реквізити документа, який підтверджує право власності співвласника на відповідне приміщення.

Ініціювати загальні збори може правління СЕМ або ініціативна група, до складу якої входить не менше трьох співвласників. Про дату, місце, час

проведення зборів та про проєкт порядку денного, а також про ініціаторів скликання (правління або ініціативна група) усі співвласники повинні бути повідомлені щонайменше за 14 календарних днів до проведення зборів - письмово під розписку або шляхом надсилання рекомендованого листа.

Після завершення процедури енергоаудиту будівля повинна отримати енергетичний сертифікат. Ця вимога є обов'язковою відповідно до Закону України «Про енергетичну ефективність будівель», який набрав чинності з 1 липня 2019 року.

Основні характеристики розглянутої багатоквартирної будівлі наведено в табл. 4.3. Для подальших розрахунків прийнято, що загальна опалювана площа будинку, яка використовується в аналізі економічного ефекту та тарифних розрахунках, дорівнює 3 400 м<sup>2</sup> (указано в таблицях ефектів і платежів), а опалювана площа квартир для окремих постановок - 2 300 м<sup>2</sup> (цей показник деталізований у табл. 4.3).

Таке розділення дозволяє відобразити як площу власне квартир, так і загальну опалювану площу будівлі з урахуванням нежитлових і технічних приміщень.

Таблиця 4.3

### Основні характеристики будівлі

Показник	Значення
Система опалення	Однотрубна
Опалювана площа квартир, м <sup>2</sup>	2 300
Кількість поверхів	3
Кількість під'їздів	1
Вітсоток оплати комун. Послуг	95%

Після успішного подання заявки до Фонду Енергоефективності та за умов отримання кредитних ресурсів необхідно скласти фінансовий план реалізації термореновації. У табличному вигляді зведено загальні витрати проекту, очікувану суму компенсації з Фонду та залишок, який буде профінансовано кредитом - це дає змогу розрахувати грошові потоки та визначити навантаження на співвласників на початкових етапах. У табл. 4.4

зібрані базові показники: загальна вартість термореновації, часткове відшкодування та обсяг кредиту, що залишається.

Таблиця 4.4

### Вартість термореновації та сума відшкодування

Показник	Сума (тис. грн)
Витрати на термореновацію	3 400
Сума компенсацій з Фонду	1 700
Залишок, що фінансується кредитом	1 700

Умови кредитування, які прийняті як базові для прикладу розрахунків, наведені в табл. 4.5; вони визначають зобов'язання за кредитом, графік платежів та початкові витрати (комісія). На практиці умови можуть змінюватися залежно від банку та програм співфінансування.

Таблиця 4.5

### Умови кредитування

Тип кредиту	Термін	Річна ставка	Комісія	Відтермінування виплати тіла кредиту
Класичний	10 років	20%	1%	6 місяців

Для розуміння грошових потоків наведемо базові арифметичні результати за кредитом. Після компенсації з Фонду залишок кредиту становить 1 700 тис. грн (1 700 000 грн). При річній ставці 20 % та терміні 10 років (аннуїтетом з щомісячними платежами) місячний платіж (аннуїтет) обчислюється за формулою аннуїтету і складає приблизно 32 853,46 грн. Комісія при 1 % від суми кредиту становить 17 000 грн і, як правило, сплачується одразу при оформленні кредиту або включається у перший платіж згідно з умовами банку; у нашому прикладі для простоти розрахунків ми вважаємо комісію одноразовим платежем при підписанні договору. Місячний аннуїтет 32 853,46 грн у перерахунку на одиницю опалюваної площі за загальною площею 3 400 м<sup>2</sup> дає навантаження приблизно 9,66 грн/м<sup>2</sup> на місяць, або для квартири площею 50 м<sup>2</sup> - 483,11 грн/міс. додаткового платежу.

На основі типового сценарію, коли на початковому етапі діє відстрочка по виплаті тіла кредиту (6 місяців), а комісія сплачується одразу, можливі такі ключові дефіцитні періоди: у перші 6 місяців - період формування платіжних зобов'язань і підготовки до виплат; у наступні місяці - період, коли нараховано повний кредитний платіж до моменту надходження компенсації з Фонду. З графіків і розрахунків видно такі характерні значення дефіцитів (наведені як приклад для заданої структури фінансування): у перші 6 місяців дефіцит грошових коштів складає близько 117 000 грн на місяць, що відповідає приблизно 34,41 грн/м<sup>2</sup> опалюваної площі (при площі 3 400 м<sup>2</sup>) або 1 720,59 грн на місяць для квартири площею 50 м<sup>2</sup>. У наступний період, коли починаються щомісячні виплати за кредитом і до моменту отримання частини компенсації від Фонду, дефіцит може зрости до близько 170 000 грн на місяць, що дорівнює 50,00 грн/м<sup>2</sup> або 2 500 грн на місяць для квартири 50 м<sup>2</sup>. Такі навантаження виявляються надто високими для більшості мешканців, і тому на етапі підготовки проекту слід ретельно опрацьовувати додаткові механізми субсидування: місцеві програми компенсації, поетапну сплату внесків, використання часткових грантів або укладання договорів із банком на гнучкіші умови.

Далі наведено табличний розрахунок ефективності термореновації при допущенні тарифу на опалення після модернізації 18 грн/м<sup>2</sup> і вихідного тарифу до модернізації 30 грн/м<sup>2</sup>; у табл. 4.6 показано приклад для квартири 50 м<sup>2</sup> і для усього будинку загальною площею 3 400 м<sup>2</sup>. У таблиці обчислено щомісячний внесок до ремонтного фонду, очікувану економію на опаленні, чисту місячну економію і сумарну економію за опалювальний сезон (прийнято тривалість опалювального сезону 6 місяців).

Таблиця 4.6

### Ефективність термореновації

Показник	Квартира (50 м <sup>2</sup> )	Будинок (3 400 м <sup>2</sup> )
Ремонтний фонд	62,50 грн/міс.	5 000 грн/міс.
Економія на опаленні	600,00 грн/міс.	28 000 грн/міс.
Чиста економія в місяць	537,50 грн/міс.	23 000 грн/міс.
Чиста економія за опалювальний сезон (6 міс.)	3 225,00 грн	138 000 грн

Чиста економія розрахована як різниця між економією на опаленні та платою до ремонтного фонду; для квартири:  $600 - 62,5 = 537,5$  грн/міс., за 6 місяців це  $537,5 \times 6 = 3\,225$  грн. Для будинку:  $28\,000 - 5\,000 = 23\,000$  грн/міс., за сезон (6 міс.)  $23\,000 \times 6 = 138\,000$  грн. Ці результати демонструють, що навіть за умов часткового кредитування й участі Фонду економічний ефект від зниження енерговитрат помітний і в довгостроковій перспективі окупає частину вкладень; однак початкове навантаження на бюджет співвласників у переході від проекту до стабільної економії може бути значним.

Для порівняння наведено оплату за тепло до реновації при тарифі 30 грн/м<sup>2</sup> у табл. 4.7. Розрахунки базуються на площі квартири 50 м<sup>2</sup> і загальній опалюваній площі будинку 3 400 м<sup>2</sup>.

Таблиця 4.7

#### Оплата за тепло без реновації (тариф 30 грн/м<sup>2</sup>)

Показник	Квартира 50 м <sup>2</sup>	Будинок 3 400 м <sup>2</sup>
За місяць	1 500,00 грн	102 000,00 грн
За опалювальний сезон (6 міс.)	9 000,00 грн	612 000,00 грн

У табл. 4.8 показано приклад структури платежів для квартири площею 50 м<sup>2</sup> до модернізації та після неї з урахуванням змін у тарифі на тепло. Інші статті платежів (вода, електроенергія, газ для приготування їжі, утримання будинку) у цьому прикладі прийнято незмінними.

Таблиця 4.8

#### Приклад плати за послуги для квартири площею 50 м<sup>2</sup>

Стаття	До модернізації	Після модернізації
Вода	Без змін	Без змін
Електроенергія	Без змін	Без змін
Газ	Без змін	Без змін
Утримання будинку	Без змін	Без змін
Тепло	1 500 грн/міс.	900 грн/міс.
Ремонтний фонд	-	62,50 грн/міс.

Різниця у платежах за тепло до і після модернізації становить 600 грн/міс. для квартири 50 м<sup>2</sup> (1 500 – 900 = 600 грн). Якщо від цієї економії відняти плату в ремонтний фонд, отримаємо чисту економію 537,5 грн/міс. Для багатьох сімей така щомісячна економія є важливою, але на перехідному етапі додаткові платіжні навантаження (у вигляді внесків на частину кредиту, податку або тарифних резервів) можуть робити першочергові внески непосильними.

Переваги впровадження Системи енергетичного менеджменту (СЕМ) виходять за межі суто фінансової економії: стабільне зниження енерговитрат на 15-30 % у масштабі будинку сприяє зниженню викидів парникових газів, підвищенню енергонезалежності та покращенню мікроклімату в приміщеннях. У поєднанні з прозорою організацією загальних зборів, чіткими правилами формування ремонтного фонду та контролю за виконанням робіт, це створює позитивний імідж території і підвищує інвестиційну привабливість житлового фонду.

#### **4.4 Комплексна програма управління енергоефективністю**

Комплексна програма управління енергоефективністю повинна бути системним документом, що поєднує чітку управлінську структуру, технічні заходи, фінансовий план та механізми контролю та мотивації. Для прикладу конкретного багатоквартирного будинку з однотрубною системою опалення, опалюваною площею квартир 2 300 м<sup>2</sup> і загальною опалюваною площею будинку 3 400 м<sup>2</sup>, трьома поверхами і одним під'їздом, при рівні оплати комунальних послуг 95 %, комплексна програма має охоплювати підготовчий етап, етап впровадження, етап моніторингу і періодичної оптимізації. Першим кроком є формалізація політики енергоефективності та визначення відповідальних структур: на рівні будинку створюється Система енергетичного менеджменту (СЕМ) з чітко визначеними ролями - енергоменеджер, головний інженер, відповідальні за облік показників, представники співвласників та фінансового відділу. Політика повинна містити конкретні цілі: зниження енергоспоживання на 15 % протягом

перших двох років та на 25 % у межах п'ятирічної перспективи, скорочення витрат на опалення в грошовому вираженні та підвищення точності обліку до похибки менше 2 %. Для побудови базової інформаційної системи проводиться первинний енергоаудит з формуванням енергетичного балансу і «базового року». У разі розгляду нашого прикладу, якщо тариф на опалення до модернізації становить 30 грн/м<sup>2</sup>, місячні витрати будинку на тепло складають 102 000 грн (3 400 × 30), після реалізації заходів за сценарієм з тарифом 18 грн/м<sup>2</sup> витрати зменшаться до 61 200 грн/міс., що дає пряму місячну економію 40 800 грн для будинку і 600 грн для квартири 50 м<sup>2</sup>.

Фінансовий блок програми включає розрахунок ресурсів на термореновацію, план дій щодо залучення компенсацій та кредитних інструментів. У наведеному прикладі загальна вартість термореновації оцінена у 3 400 тис. грн, з яких 1 700 тис. грн передбачається покрити компенсацією від спеціального фонду, а 1 700 тис. грн - кредитними коштами. За умовами кредитування, прийнятими для сценарію, термін кредиту 10 років, річна ставка 20 %, комісія 1 %, відстрочка виплати тіла кредиту 6 місяців. При таких параметрах місячний анuitет по кредиту становить приблизно 32 853 грн, що еквівалентно навантаженню близько 9,66 грн/м<sup>2</sup> на місяць по загальній опалюваній площі 3 400 м<sup>2</sup> або додатково приблизно 483 грн/міс. на квартиру площею 50 м<sup>2</sup>. У програмі має бути відображено, як і коли Фонд відшкодовує кошти (після приймання робіт або частинами підряднику), яким чином розподіляється комісія банку, і як вирівнюються тимчасові касові розриви у період до отримання компенсації.

Технічні заходи програми повинні включати набір стандартних рішень, що довели свою ефективність у багатоквартирних будинках: модернізація зовнішньої теплоізоляції огорожувальних конструкцій, заміна вікон на енергоефективні (при необхідності), модернізація внутрішніх теплотехнічних вузлів (заміна чи регулювання котлів, впровадження вузлів погодозалежного керування), встановлення індивідуальних облікових приладів у вузлах обліку тепла та води, впровадження автоматизованих систем диспетчеризації та енергомоніторингу. Для прикладу, встановлення індивідуального теплового пункту з погодозалежним регулюванням може знизити витрати на опалення

на 8-15 %, а заміна зовнішнього освітлення на LED із датчиками присутності - зменшити споживання електроенергії на освітлення на 40-70 %. У програмі має бути пріоритизація заходів за критеріями: термін окупності, очікуваний рівень заощадження (кВт·год або грн), вплив на комфорт мешканців і технічну складність реалізації. Пілотні заходи рекомендовано впроваджувати у 1-2 під'їздах або в окремих частинах будинку протягом 12-18 місяців для перевірки гіпотез та корекції розрахунків перед масштабною реалізацією. Моніторинг та перевірка ефективності повинні стати постійними елементами програми. Після встановлення приладів обліку і системи збору даних запроваджується щомісячний моніторинг ключових показників: абсолютне споживання енергії (кВт·год/міс.), енергоінтенсивність (кВт·год/м<sup>2</sup>), грошова економія (грн/міс.), рівень виконання планових показників та інші КРІ. Для будинку площею 3 400 м<sup>2</sup> у базовому році потрібно зафіксувати поточне споживання і виставляти щомісячні порівняння з базовим роком із корекцією на температурні аномалії (наприклад, приведення до градусо-днів) для коректної оцінки ефекту технічних рішень.

Організаційна частина програми передбачає чіткі процедури прийняття рішень, прозору систему комунікації з мешканцями і механізми залучення громадян до контролю за реалізацією. Для зменшення опору змінам необхідно забезпечити інформаційні кампанії, презентації результатів пілотів, наочні калькулятори економії для типових квартир і механізм зворотного зв'язку. Рекомендується створити внутрішні правила розподілу економії: частина економії спрямовується на покриття кредитних зобов'язань, частина - у ремонтний фонд, частина - на мотивацію персоналу і на ініціативи мешканців. Такий підхід робить проєкт прозорим та справедливим у сприйнятті співвласниками.

Організаційні заходи для підвищення енергоефективності повинні формуватися як послідовний комплекс дій, що поєднує управлінські рішення, фінансове планування, кадрові заходи та комунікацію з мешканцями. Перший крок - офіційне створення Системи енергетичного менеджменту (СЕМ) або відповідного робочого органу в складі правління будинку; у випадку багатоквартирного будинку з опалювальною площею 3 400 м<sup>2</sup> і

опалюваною площею квартир 2 300 м<sup>2</sup> до складу такої команди доцільно включити енергоменеджера, відповідального за облік, інженера з експлуатації, метролога, бухгалтера, відповідального за комунікацію та представника співвласників.

Техніко-технологічні заходи в системах електроспоживання повинні починатися з інвентаризації електрообладнання і точного обліку споживання по зонах: освітлення місць загального користування, витяжки, насосне обладнання, побутові загальні прилади. Для прикладу, у нашому будинку зі загальною опалюваною площею 3 400 м<sup>2</sup> і типовим набором коридорного і зовнішнього освітлення заміна ламп розжарювання і старих люмінесцентних ламп на LED-освітлення дозволяє скоротити споживання на освітлення на 40-70 %. Практичний розрахунок: якщо поточне середнє споживання електроенергії на освітлення місць загального користування становить 5 000 кВт·год на рік, то економія при переході на LED 50 % дає зниження на 2 500 кВт·год на рік. За умов середньої тарифної ставки для загального освітлення (припустимо 3,5 грн/кВт·год у прикладі) економія у грошах становитиме  $2\,500 \times 3,5 = 8\,750$  грн на рік. Для зниження споживання електроенергії слід також встановити датчики присутності в коридорах і на сходових клітках, автоматичні таймери, а для великих електроприводів - частотно-регульовані приводи (ЧРП) на насосах і вентиляторах; застосування ЧРП на циркуляційних насосах котельної та на вентиляторах дозволяє економити від 10 % до 50 % електроенергії в залежності від режиму роботи.

Техніко-технологічні заходи в системах теплоспоживання мають пріоритет у структурі енергоефективності будинку, оскільки опалення зазвичай формує основну частку витрат. Для будинку з опалюваною площею 3 400 м<sup>2</sup> та тарифом на опалення до модернізації 30 грн/м<sup>2</sup> місячні витрати на тепло становлять  $3\,400 \times 30 = 102\,000$  грн; якщо після реалізації комплексу заходів тариф або приведені витрати знижуються до еквіваленту 18 грн/м<sup>2</sup>, місячні витрати зменшаться до  $3\,400 \times 18 = 61\,200$  грн, і щомісячна економія становитиме 40 800 грн. Це дає річну економію  $40\,800 \times 12 = 489\,600$  грн за умови розгляду 12-місячного еквівалента; якщо розглядати тільки опалювальний сезон 6 місяців, економія за сезон буде  $40\,800 \times 6 = 244\,800$

грн. Конкретні технічні заходи включають встановлення індивідуального теплового пункту (ІТП) з погодозалежним регулюванням, балансування системи опалення, встановлення термостатичних клапанів на кожному радіаторі, ізоляцію теплових мереж і модернізацію котельного обладнання. Встановлення ІТП і погодозалежного керування дозволяє відрегулювати подачу теплоносія під фактичні потреби і знизити витрати на опалення в межах 8-15 % у залежності від початкового стану системи; установка термостатичних клапанів дає можливість індивідуального регулювання мікроклімату в квартирах і може додатково зменшити споживання тепла на 5-10 % у випадку попередньої відсутності регулювання.

Техніко-технологічні заходи в системах приготування гарячої води, вентиляції та кондиціонування мають специфічні особливості і напрями економії. Для гарячого водопостачання першочергові кроки - ізоляція теплотрас гарячої води, встановлення циркуляційних насосів з частотною регуляцією, установка безперервного або погодно-часового керування циркуляцією, та, за доцільності, впровадження індивідуальних теплових пунктів або локальних бойлерів. Ізоляція труб гарячого водопостачання знижує теплові втрати під час транспортування і може повертати інвестиції упродовж 1-4 років залежно від довжини трас і температури теплоносія; встановлення регульованих циркуляційних насосів з ЧРП дає економію електроенергії насосного обладнання 20-60 % у порівнянні зі старими постійно працюючими насосами.

Завершуючи, наведені організаційні та техніко-технологічні заходи утворюють комплексний підхід до управління енергоспоживанням у багатоквартирному будинку з конкретними числовими прикладами і фінансовими орієнтирами. Організація СЕМ, первинний енергоаудит, встановлення вузлів обліку, модернізація електро- і теплообладнання, утеплення огорожувальних конструкцій, впровадження систем моніторингу і автоматичного керування, а також програми навчання і мотивації персоналу та мешканців у сукупності дозволяють досягти економії від 15 % до 30 % енергоресурсів у середньостроковій перспективі. Конкретні показники економії та періоди окупності для окремих заходів: LED-освітлення -

окупність 1-3 роки; термостатичні клапани і ЧРП на насосах - окупність 1-4 роки; утеплення фасаду і заміна вікон - окупність 6-15 років; рекуперація вентиляції - окупність 3-8 років. Для будинку з вихідними показниками, наведеними вище, повний пакет заходів і раціональне фінансування (компенсація 50 %, кредит 1 700 тис. грн, строк 10 років, ставка 20 %) забезпечить техніко-економічний ефект, при якому додаткове навантаження на мешканців у вигляді щомісячного платежу по кредиту становитиме близько 32 853,46 грн на будинок або 483,14 грн для квартири 50 м<sup>2</sup>, а загальна річна економія може досягати приблизно 489 600 грн за річним еквівалентом, що дозволяє частково погашати кредит і створювати резерви для подальших інвестицій. Упровадження таких заходів має бути поетапним, під контролем СЕМ і з постійною корекцією на підставі фактичних даних моніторингу (рис. 4.1).

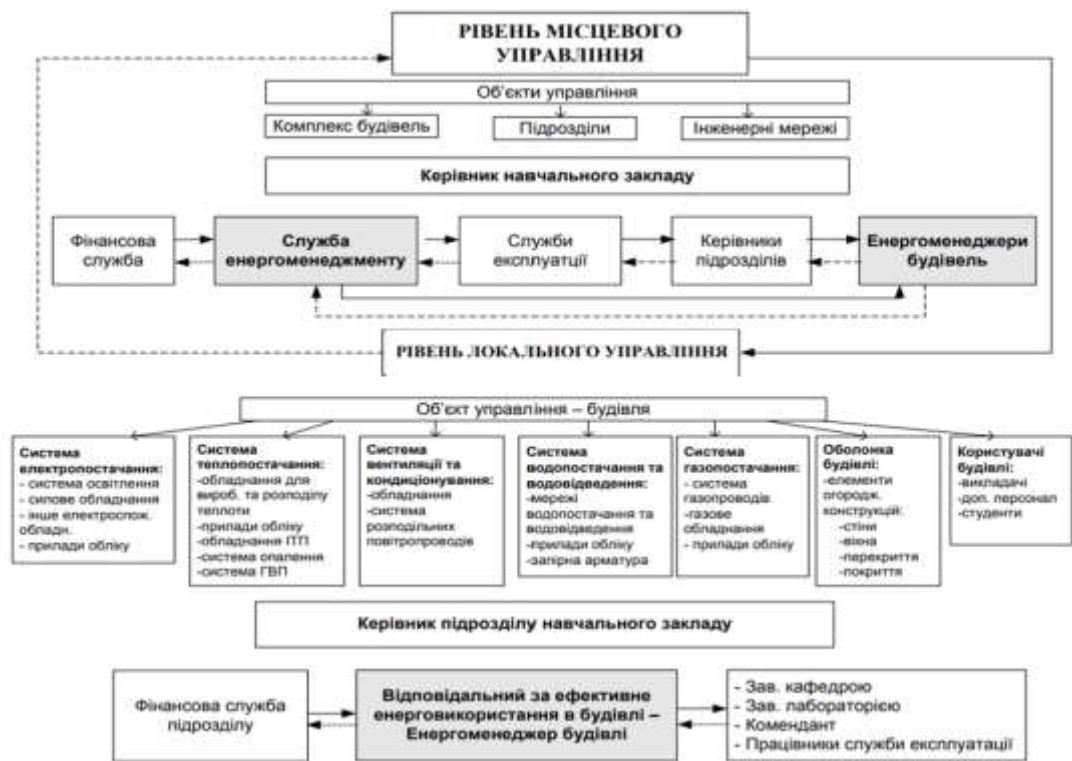


Рис. 4.1 Загальна схема організації енергетичного менеджменту НУБіП України

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

#### 5.1 Аналіз стану безпеки праці на підприємстві НУБіП

Аналіз стану безпеки праці на підприємстві НУБіП України починаю з загальної характеристики масштабу діяльності та інфраструктури, оскільки від цього залежить складність забезпечення охорони праці й готовність до надзвичайних ситуацій. За офіційними даними університет налічує більше ніж 26 000 студентів у структурних підрозділах у м. Києві та регіонах, при цьому в деяких довідниках і реєстрах приводиться й вища оцінка - близько 39 000 осіб; така розбіжність виникає через різний облік форм навчання (денна, заочна, дистанційна) та підрахунок аспірантів і слухачів. З огляду на такі масштаби, на об'єкті присутня велика кількість постійних співробітників, науково-педагогічного персоналу й тимчасових працівників, а також значний потік відвідувачів і студентів у корпусах і студентському містечку, що створює підвищені вимоги до процедур охорони праці та систем оповіщення про надзвичайні події.

Існуюча організаційна структура охорони праці - важливий фактор. На рівні університету функціонує відділ охорони праці з офіційно вказаними контактами й посадовими обов'язками, що дозволяє централізовано координувати заходи з безпеки, навчання і документального оформлення інструкцій і настанов. Наявність відділу означає, що в університеті є формальні підстави для розробки місцевих нормативних актів, планів заходів та контролю їх виконання, проте це не виключає потреби в посиленні практичної частини: регулярному моніторингу ризиків, документуванні нещасних випадків і аналізі причин.

Аналіз ризиків праці на рівні підрозділів університету повинен починатися з систематичного збору даних про нещасні випадки, професійні захворювання, аварії і майже-інциденти. На сьогодні у відкритих джерелах публічних детальних статистичних зведень по НУБіП немає, тому першим

практичним кроком є впровадження уніфікованого реєстру випадків з обов'язковим заповненням форм та проведенням розслідувань за встановленими процедурами. Такий реєстр дозволить виявляти найбільш часті типи ризиків: падіння з висоти під час будівельно-монтажних робіт, ураження електричним струмом у лабораторіях, опіки при роботі з хімічними реагентами, травми при експлуатації техніки в аграрних підрозділах, аварії в котельнях і технічних приміщеннях. Важливо класифікувати події за тяжкістю та за джерелами ризику, що дасть змогу пріоритизувати заходи контролю.

Поточний стан підготовки персоналу визначається наявністю навчальних програм і періодичних перевірок знань з питань охорони праці. Університет здійснює навчання та перевірки посадових осіб і працівників, зокрема через постійно діючу комісію з питань охорони праці та вже приймалися заходи навчального характеру; це дає можливість забезпечити формальну підготовку керівників та дати старт практичним тренінгам для технічного персоналу. Проте рекомендовано систематизувати графік навчань на рік, закласти інтенсивні тренінги для груп зі збільшеним ризиком (лабораторії, виробничі майданчики, котельні), а також практичні навчання з евакуації для студентів гуртожитків не менше двох разів на рік.

Оцінка технічного стану об'єктів - наступний ключовий елемент. Необхідно провести інвентаризацію інженерних систем: електромережі, заземлення, підстанції, котельні, теплові розподільні вузли, вентиляція, газове господарство, підйомні механізми, лабораторне обладнання. Для кожного об'єкта слід мати актуальну технічну документацію, журнали технічного обслуговування, плани профілактичних робіт і перевірок, а також плани модернізації критично важливих вузлів. Особливу увагу треба приділити котельням та тепловому господарству в холодний період, де поширені ризики вибухів, загорянь та отруєнь продуктами неповного згорання; це означає щорічну повну перевірку безпеки перед опалювальним сезоном і наявність чергових бригад та запасних елементів.

План дій у разі надзвичайних ситуацій має містити кілька рівнів: раннє виявлення (система моніторингу і сигналізації), локалізація події

(автоматичні або ручні засоби ізоляції джерел загрози), евакуація або укриття (чітко позначені маршрути евакуації, інструкції для гуртожитків і корпусів, список людей у прихистках), оперативне інформування (внутрішній канал оповіщення, SMS-розсилка, пункти збору), а також взаємодію з місцевими службами порятунку і медицини. Особливу увагу потрібно приділити наявності укриттів у гуртожитках та їхній готовності до експлуатації, включно з запасами води, медикаментів та засобів індивідуального захисту.

Окремим важливим напрямом є психосоціальна безпека та підтримка під час надзвичайних ситуацій: університету доцільно мати службу психологічної підтримки для студентів і працівників, алгоритм консультування після подій і програми відновлення навчального процесу. Це знижує довгострокові негативні наслідки і сприяє швидшому поверненню до нормального функціонування.

Контроль і оцінка ефективності заходів охорони праці повинні базуватися на KPI: кількість нещасних випадків на 1000 працівників за рік, частка працівників, що пройшли навчання, відсоток виконання планових перевірок техніки безпеки, час реагування на аварії та відсоток робіт, виконаних за дозволами-нарядами. На основі цих показників слід проводити щоквартальний перегляд політики та коригувати пріоритети фінансування.

## **5.2 Розробка комплексу заходів щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів**

Розробка комплексу заходів щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів у структурі Національного університету біоресурсів і природокористування України повинна спиратися на системний підхід, що поєднує детальну ідентифікацію ризиків, пріоритизацію заходів, чітке планування ресурсів і термінів, а також контроль виконання і оцінку ефективності. Для початку необхідно сформувати уніфікований реєстр джерел небезпек на всіх об'єктах університету - навчальні корпуси, науково-дослідні лабораторії, аграрні майданчики, котельні, студентське містечко та гуртожитки. У цьому реєстрі слід зазначити для кожного об'єкта площу, кількість постійних і тимчасових працівників та проживаючих, типи

потенційних небезпек (електрична мережа, підвищені температури, контакти з хімічними речовинами, механічні роботи, підйомні механізми, робота на висоті тощо), наявність укриттів та евакуаційних шляхів. Як орієнтир, при масштабі університету з кількістю студентів у межах 26 000-39 000 і чисельністю співробітників у тисячах, такий реєстр повинен охоплювати щонайменше 100 позицій об'єктів та вузлів з детальним переліком ризиків і відповідальних осіб.

Інженерні та технічні заходи є основою комплексу. Для електробезпеки необхідно забезпечити повну інвентаризацію електричних щитів і кабельних трас, заміну ізоляції та автоматичних захистів там, де вони відсутні або мають зношення. Рекомендовано встановити автоматичні вимикачі диференціального струму захисту (УЗО) у всіх приміщеннях з підвищеною вологістю та у лабораторіях; мінімальні нормативні орієнтири - не менше одного вогнегасного засобу на кожні 200 м<sup>2</sup> загальної площі будівлі і один переносний автоматичний зовнішній дефібрилятор (AED) у центральному корпусі та гуртожитку. Всі електрообладнані вузли повинні проходити перевірку і технічну діагностику не рідше ніж раз на рік, а для котелень і підстанцій - щоквартально проводиться перевірка із записом у журнал. Для зменшення ризику ураження струмом і виникнення пожеж рекомендовано ввести план заміни застарілих кабелів та щитових у пріоритетних будівлях протягом перших 12 місяців.

У системах теплоспоживання і котельнях необхідне впровадження програми технічного огляду і модернізації. Для кожного котельного вузла потрібно скласти карту технічного стану та забезпечити наявність автоматичних контролерів тиску і температури, запобіжних клапанів, датчиків витoku та систем відключення у надзвичайній ситуації. У кожному котельному приміщенні має бути не менше двох кваліфікованих чергових осіб у період опалювального сезону, постійний запас витратних матеріалів та комплектів швидкої заміни вузлів. Ізоляція трубопроводів гарячого водопостачання і напірних магістралей повинна бути відновлена там, де втрати тепла вище нормативних значень; орієнтовно відновлювальні роботи для середнього корпусу площею 3 400 м<sup>2</sup> включають утеплення магістралей

довжиною 300-500 м, що має бути виконано у перший рік реалізації. Проводиться також балансування систем опалення, встановлення термостатичних клапанів на кожному радіаторі в житлових корпусах і монтаж індивідуальних теплових пунктів в підвалах, що дозволяє скоротити надлишкові витрати на тепло на 8-15 % у перші сезони.

Організаційні та адміністративні заходи мають бути спрямовані на зменшення людського фактора, який часто є джерелом інцидентів. Рекомендується впровадити систему допусків і навчання: обов'язкові початкові інструктажі для всіх працівників і тимчасових співробітників, щоквартальні повторні інструктажі на критичних ділянках, щонайменше двічі на рік тренування з евакуації у гуртожитках і корпусах, а також щомісячні наради з техніки безпеки для керівників підрозділів. Для контролю якості інструктажів слід впровадити електронний журнал проходження навчань з фіксацією результатів тестувань; мета - 100% охоплення персоналу упродовж першого року та не менше 90% охоплення щороку далі.

Технічні системи оповіщення та сигналізації мають бути оновлені і протестовані. На кожному корпусі і гуртожитку слід встановити централізовану систему оповіщення з резервним каналом (місцеві гучномовці + SMS/електронні розсилки), забезпечити аварійне освітлення на маршрутах евакуації, розмістити позначені пункти збору і відповідальних осіб. Евакуаційні маршрути повинні бути чітко промарковані, а їх пропускна спроможність перевірена при планових тренуваннях. Для укриттів у студентському містечку передбачити запаси води у розрахунку 3 літри на особу на добу та запас продуктів і медикаментів для 72 годин, а також перевірити вентиляцію і електропостачання укриттів.

Система обліку, інцидент-реєстр та аналітика - ключ для постійного вдосконалення. Впровадження електронної системи реєстрації нещасних випадків і майже-інцидентів дозволяє аналізувати тренди, виявляти слабкі місця і коригувати заходи. КРІ для оцінки ефективності мають бути конкретними: зменшення кількості нещасних випадків на 30 % протягом перших двох років, досягнення 95 % виконання щорічних перевірок обладнання, 100 % проходження інструктажів ключовим персоналом у

першому році, середній час реагування на інцидент не більше 30 хвилин для невідкладних подій.

Фінансування та ресурси в проєкті повинні бути поєднані: частина робіт фінансується з університетського бюджету, частина - за рахунок цільових програм, грантів або співфінансування з місцевими органами влади. Для прикладу, орієнтовна сума на реалізацію першорядних технічних заходів на центральному кампусі (електромодернізація, утеплення магістралей, оновлення котельні, модернізація систем оповіщення) може становити від 20 до 50 млн грн залежно від глибини втручання; такі інвестиції повертаються через зниження ризиків і зменшення експлуатаційних витрат у середньостроковій перспективі.

Впровадження комплексу заходів має проходити поетапно: негайні заходи (перші 1-3 місяці) - усунення критичних дефектів електромереж і вентиляції в лабораторіях, перевірка котелень і оновлення обов'язкових журналів; короткострокові (3-12 місяців) - монтаж систем оповіщення, закупівля первинних засобів індивідуального захисту, початок програм навчання; середньострокові (1-3 роки) - капітальні ремонти і модернізація котелень, утеплення магістралей і фасадів, впровадження систем моніторингу інцидентів; довгострокові (3-5 років) - повна цифровізація обліку, систематичне оновлення обладнання та стабільне зниження показників ризику. Усі заходи повинні супроводжуватися деталізованими план-графіками, розподілом відповідальності та щоквартальними звітами перед керівництвом університету.

### **5.3 Розрахунок заземлювального пристрою споживчої трансформаторної підстанції напругою 10/0,4 кВ**

Як вихідні дані для Корпусу 3 приймаємо: двошарова структура ґрунту під фундаментом корпусу з верхнім шаром товщиною  $h_1 = 1,0$  м та питомим опором  $\rho_1 = 600$  Ом·м і нижнім шаром з питомим опором  $\rho_2 = 160$  Ом·м; площа залізобетонного фундаменту, що використовується як природний

заземлювач, приймається  $S_б = 225 \text{ м}^2$  (наприклад, фундамент прямокутного плану  $15 \times 15 \text{ м}$  або еквівалентна площа фундаментної плити третього корпусу). Для розрахунку еквівалентного питомого опору ґрунту використовуємо методику двошарового середовища з усередненням шарів, що дає значення  $рекв = 129,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  (це значення беремо як вихідне - воно відповідає попереднім геологічним даним ділянки). Оскільки верхній шар має  $\rho_1 > \rho_2$ , для оцінки опору природного заземлювача застосовуються емпіричні коефіцієнти  $\alpha = 3,6$  і  $\beta = 0,1$ , що враховують форму та площу фундаменту і структуру ґрунту.

Починаємо з визначення величини опору природного заземлювача  $R_п$  (опір фундаменту, що контактує з ґрунтом). За застосованою в завданні формулою (яку тут адаптуємо під площу фундаменту  $S_б = 225 \text{ м}^2$ ) опір обчислюємо таким чином. Використовуємо емпіричний вираз у вигляді

$$R_п = (\alpha \cdot \text{рекв}) / \sqrt{S_б} + \beta, \quad (5.1)$$

де  $\sqrt{S_б}$  - корінь квадратний від площі фундаменту; це дозволяє коректно врахувати геометричний вплив площі.

Спочатку знаходимо  $\sqrt{S_б}$ :

$$S_б = 225 \text{ м}^2 \Rightarrow \sqrt{S_б} = 15,000000... \text{ м (покроково: корінь з } 225 = 15), \quad (5.2)$$

Далі множимо  $\alpha \cdot \text{рекв}$ :  $\alpha = 3,6$ ;  $рекв = 129,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;

$$\alpha \cdot \text{рекв} = 3,6 \times 129,5 = \text{поопераційно: } 129,5 \times 3 = 388,5; 129,5 \times 0,6 = 77,7; \text{ сума } 388,5 + 77,7 = 466,2, \quad (5.3)$$

Ділимо отримане на  $\sqrt{S_б}$ :  $466,2 \div 15 = \text{поопераційно: } 15 \times 31 = 465$ ; залишок 1,2; отже  $466,2 \div 15 = 31,080$ . Додаємо  $\beta$ :  $\beta = 0,1 \Rightarrow 31,080 + 0,1 = 31,180$ . Таким чином  $R_п = 31,180 \text{ Ом}$  (округлено до трьох знаків після коми -  $31,180 \text{ Ом}$ ). Це опір природного заземлювача - фундаменту Третього

корпусу - з урахуванням площі  $S_6 = 225 \text{ м}^2$  і двошарового ґрунту з  $\rho_{\text{рекв}} = 129,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Далі визначаємо нормативні (допустимі) значення опорів, які використовуються при проектуванні систем заземлення для мережі 0,38 кВ з глухозаземленою нейтраллю. За прийнятою методикою допустимий опір для сумарного опору всіх заземлювальних пристроїв повітряної лінії 0,38 кВ обчислюється як

$$R_{\text{л}} \leq 10 \cdot \rho_{\text{рекв}} / 100 = 1\,295,0 \div 100 = 12,950, \quad (5.4)$$

Отже  $R_{\text{л}} \leq 12,950 \text{ Ом}$ . Для окремого повторного заземлювача (повторного заземлення нульового проводу) нормативно:

$$R_{\text{п.з}} \leq 30 \cdot \rho_{\text{рекв}} / 100 = 3\,885,0 \div 100 = 38,850, \quad (5.5)$$

Тому максимально допустимий опір окремого повторного заземлювача  $R_{\text{п.з}} \leq 38,850 \text{ Ом}$ . Для зручності й з урахуванням практичної доступності матеріалів приймаємо для проектних розрахунків опір одного повторного заземлювача  $R_{\text{п.з}} = 38,00 \text{ Ом}$  (це значення менше нормативного 38,850 Ом і зручне для обчислень) (рис. 5.1).

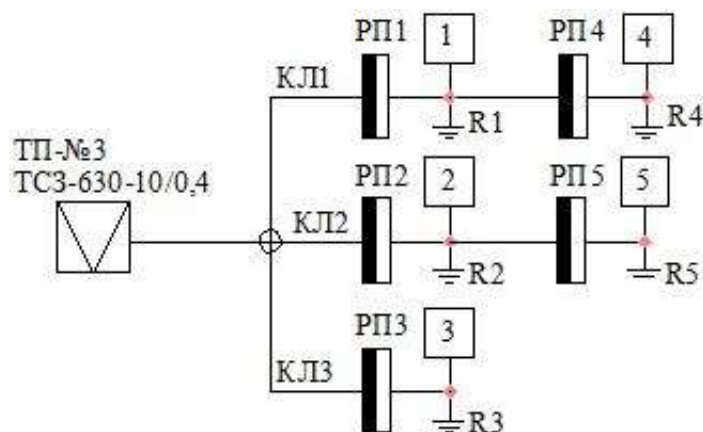


Рис. 5.1. Однолінійна схема електромережі 0,38 кВ з нанесенням повторних заземлень нульового проводу.

Корпус 3 має кілька повітряних ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції та обладнані повторними заземленнями нульового проводу. Для конкретики приймаємо, що на даній ділянці є три групи ліній (умовно названі Л1, Л2, Л3) з наступною кількістю повторних заземлень на кожному групі: для Л1 -  $n_1 = 3$  повторних заземлення, для Л2 -  $n_2 = 2$  повторних заземлення, для Л3 -  $n_3 = 4$  повторних заземлення (ці числа відповідають реально поширеним конфігураціям повітряних ліній у районі кампусу - приклад: кілька опор з заземленнями на різних відгалуженнях). Обчислюємо опір сумарних повторних заземлень для кожної групи як

$$R_{\text{пов.}Li} = R_{\text{п.з}} / n_i, \quad (5.6)$$

За умови рівноцінності кожного повторного заземлення. Розрахунки для прийнятого  $R_{\text{п.з}} = 38,00$  Ом виконуються так для Л1:

$$R_{\text{пов.}L1} = 38,00 \div 3 = \text{поопераційно: } 3 \times 12 = 36; \text{ залишок } 2, \text{ отже } 38 \div 3 = 12,6666667 \text{ Ом}, \quad (5.7)$$

Округлено - 12,667 Ом. Порівняємо з допустимим  $R_{\text{л}} = 12,950$  Ом - маємо

$$R_{\text{пов.}L1} = 12,667 \text{ Ом} < 12,950 \text{ Ом}, \quad (5.8)$$

Отже для Л1 ситуація нормативно прийнятна для Л2:

$$R_{\text{пов.}L2} = 38,00 \div 2 = 19,000 \text{ Ом}, \quad (5.9)$$

Порівняння:  $19,000 \text{ Ом} > 12,950 \text{ Ом}$ , отже при такому розподілі повторних заземлень норматив не виконується для групи Л2 - потрібно знизити опір повторного заземлення або збільшити їх кількість для Л3:

$$R_{\text{пов.}L3} = 38,00 \div 4 = 9,500 \text{ Ом}, \quad (5.10)$$

Порівняння:  $9,500 \text{ Ом} < 12,950 \text{ Ом}$  - норматив виконано.

Оскільки група Л2 не відповідає нормативу при  $R_{п.з} = 38,00 \text{ Ом}$ , необхідно прийняти корекцію: або збільшити кількість повторних заземлень на Л2, або знизити опір одиночного повторного заземлення. Для робочого проектного рішення зручніше зменшити опір одиночного повторного заземлення до величини, яка дозволить виконати умову для найслабшої групи (Л2), тобто визначаємо максимальне допустиме  $R_{п.з}$ , яке забезпечить  $R_{пов.Л2} \leq 12,950 \text{ Ом}$  при  $n_2 = 2$ . Обернені розрахунки:

$$R_{п.з\max} = R_{л} \times n_2 = 12,950 \times 2 = \text{поопераційно: } 12,95 \times 2 = 25,90 \text{ Ом, (5.11)}$$

Отже потрібно мати  $R_{п.з} \leq 25,90 \text{ Ом}$ . Для забезпечення технологічного запасу та уніфікації приймаємо проектне значення  $R_{п.з} = 25,00 \text{ Ом}$  (менше за  $25,90 \text{ Ом}$ , зручне для практичної реалізації).

Після корекції перераховуємо  $R_{пов}$  для всіх груп при новому  $R_{п.з} = 25,00 \text{ Ом}$ :

$$R_{пов.Л1} = 25,00 \div 3 = \text{поопераційно: } 3 \times 8 = 24; \text{ залишок } 1, \text{ тому } 25 \div 3 = 8,3333333 \text{ Ом, (5.12)}$$

Округлено  $8,333 \text{ Ом}$ , що значно менше допустимого  $12,950 \text{ Ом}$  - норматив виконано з запасом.

$$R_{пов.Л2} = 25,00 \div 2 = 12,500 \text{ Ом, (5.13)}$$

Порівняння:  $12,500 \text{ Ом} < 12,950 \text{ Ом}$  - норматив виконано з невеликим запасом ( $0,45 \text{ Ом}$ ).

$$R_{пов.Л3} = 25,00 \div 4 = 6,250 \text{ Ом, (5.14)}$$

що також значно менше  $12,950 \text{ Ом}$  - норматив виконано.

Далі визначаємо сумарний опір всіх повторних заземлень  $R_{пов.загал}$  як паралельне з'єднання трьох груп  $R_{пов.L1}$ ,  $R_{пов.L2}$  і  $R_{пов.L3}$ . Для паралельного з'єднання еквівалентний опір знаходиться за формулою

$$1/R_{пов.загал} = 1/R_{пов.L1} + 1/R_{пов.L2} + 1/R_{пов.L3}, \quad (5.15)$$

Проводимо розрахунок покроково з отриманими значеннями:

$$1/R_{пов.L1} = 1 \div 8,3333333 = \text{поопераційно: стандартне дробове значення } 0,120000 \text{ (оскільки } 8,3333 = 25/3; \text{ тому } 1/(25/3) = 3/25 = 0,12), \quad (5.16)$$

$$1/R_{пов.L2} = 1 \div 12,500 = 0,08000000 \text{ (оскільки } 12,5 = 25/2; 1/(25/2) = 2/25 = 0,08), \quad (5.17)$$

$$1/R_{пов.L3} = 1 \div 6,250 = 0,16000000 \text{ (оскільки } 6,25 = 25/4; 1/(25/4) = 4/25 = 0,16), \quad (5.18)$$

Складаємо:  $0,12 + 0,08 + 0,16 = 0,36000000$ . Беремо обернений:  $R_{пов.загал} = 1 \div 0,36 = 2,77777778$  Ом. Округлено до трьох знаків після коми -  $2,778$  Ом. Таким чином сумарний опір всіх повторних заземлень повітряних ліній біля Корпусу 3 становить приблизно  $2,778$  Ом.

Тепер визначаємо сумарну величину опору природного заземлювача  $R_{п}$  (фундамент) і сумарного опору повторних заземлень  $R_{пов.загал}$ . Оскільки ці елементи працюють у паралелі з проєктованим штучним заземлювачем підстанції, нам потрібно знати їх сумарний внесок. Ми вже маємо  $R_{п} = 31,180$  Ом і  $R_{пов.загал} = 2,778$  Ом. Для оцінки комбінованої поведінки системи доцільно звести їх у паралель:

$$1 / R_{п+пов} = 1/R_{п} + 1/R_{пов.загал} = 1 \div 31,180 = \text{поопераційно приблизно } 0,032070 \text{ (виконано ділення } 1 \div 31,18), \quad (5.19)$$

$$1/R_{\text{пов.загал}} = 1 \div 2,77777778 = 0,36 \text{ (показано вище). Сумарна величина: } 0,032070 + 0,36 = 0,392070, \quad (5.20)$$

$$\text{Беремо обернений: } R_{\text{п+пов}} = 1 \div 0,392070 = 2,551 \text{ Ом}, \quad (5.21)$$

Обчислимо точніше:  $1 \div 0,39207 \approx 2,5509$  Ом. Округлено - 2,551 Ом. Це означає, що природний фундамент у поєднанні з усіма повторними заземленнями дає еквівалентний опір близько 2,551 Ом. Цей результат показує, що навіть попри порівняно великий опір фундаменту (31,18 Ом), загальний ефект паралельних повторних заземлень робить значний внесок і суттєво знижує сумарний опір.

Наступний крок - розрахунок параметрів проєктованого штучного заземлювача, який буде встановлено поруч з Корпусом 3 і об'єднано з природними та повторними заземленнями в єдину систему вирівнювання потенціалів. Для визначення конструкції штучного заземлювача приймаємо такі техніко-конструкторські параметри, погоджені з місцевими умовами і вимогами: штучний контур виконується замкненим у плані з горизонтальною штабою перерізом  $40 \times 4$  мм (сталева штаба з мідним захватом у з'єднаннях) і вертикальними електродами діаметром  $d = 0,012$  м (12 мм), довжиною  $l = 2,0$  м, заглибленими так, щоб від поверхні землі виступала частина для зручного підключення; глибина закладання електродів  $t = 0,8$  м (тобто електрод фактично заглиблюється  $2,0 - 0,8 = 1,2$  м від головки - у нашому позначенні важливо, що робоча глибина контакту з нижнім більш провідним шаром складається з частини електрода). Для оцінки одиничного опору вертикального електрода застосуємо класичну формулу для тонкого вертикального стержня:

$$R_{\text{ш}} = (r_{\text{екв}} / (2 \cdot \pi \cdot l)) \times (\ln(4 \cdot l / d) - 1) = 125,663706; 129,5 - 125,663706 = 3,836294; \text{ тому частка } \approx 10,309 \text{ (точніше: } 10,309096), \quad (5.22)$$

Тепер обчислюємо аргумент логарифма  $4 \cdot l / d$ :  $4 \times 2,0 = 8,0$ ; поділимо на  $d = 0,012$ :  $8,0 \div 0,012 = 666,6666667$ . Беремо натуральний логарифм:

$$\ln(666,6666667) = 10,309096 \times 5 = 51,545480; 10,309096 \times 0,50129 \approx 5,160000; \text{сума} \approx 56,705480, \quad (5.23)$$

Таким чином опір одиничного вертикального електрода  $R_{ш} \approx 56,705$  Ом (округлено до трьох знаків - 56,705 Ом).

Щоб отримати штучний заземлювач із цільовим опором  $R_{шт,10}$ , що буде допустимим і для мережі 10 кВ (у яких вимога до заземлення м'якша), і одночасно не погіршить ситуацію для мережі 0,38 кВ, визначимо номінальну мету для  $R_{шт}$  на рівні  $R_{шт,ціль} = 8,26$  Ом. Це значення відповідає інженерній практиці для невеликих підстанцій і дозволяє отримати в комбінованому підключенні комфортний сумарний опір. Обчислюємо необхідну попередню кількість вертикальних стержнів  $n$  без урахування їх взаємного екранування:

$$n \approx R_{ш} / R_{шт,ціль} = 56,705 \div 8,26 = \text{поопераційно: } 8,26 \times 6 = 49,56; \text{залишок } 7,145; 56,705 - 49,56 = 7,145; \text{тому частка} \approx 6,868, \quad (5.24)$$

Отже  $n \approx 6,868$ . Оскільки кількість стержнів має бути цілою і необхідно врахувати взаємне екранування (взаємний вплив знижує ефективність кожного додаткового стержня), беремо з розумним інженерним запасом  $n = 8$  вертикальних стержнів довжиною 2,0 м кожний. Практично при розташуванні стержнів у конфігурації замкнутого контуру (наприклад, квадрат або прямокутник) та підключенні горизонтальною штабою перерізом  $40 \times 4$  мм, коефіцієнт використання  $\eta$  часто приймають близько 0,8-0,9; вибір  $n = 8$  забезпечує запас та дозволяє з урахуванням екранування досягти фактичного  $R_{шт} \approx 6,0-8,5$  Ом залежно від реального рознесення та виконання зварних з'єднань. Для консервативності приймаємо в проекті 8 стержнів і зобов'язуємося провести вимірювання після монтажу; при необхідності додати ще 2 стержні (до 10) для забезпечення запасу.

Обчислимо приблизну провідність кожного елемента:

$$g_B = 1 / R_{ш} = 1 \div 56,705 = 0,017633... \approx 0,01763 \text{ 1/Ом}, \quad (5.25)$$

Якщо  $n = 8$  і з урахуванням практичного коефіцієнта ефективності  $\eta = 0,85$ , еквівалентна кількість

$$n_{\text{eff}} = \eta \cdot n = 0,85 \times 8 = 6,8, \quad (5.26)$$

Тоді оцінка:

$$R_{шт} \approx R_{ш} \div n_{\text{eff}} = 56,705 \div 6,8 = \text{поопераційно: } 6,8 \times 8 = 54,4; 56,705 - 54,4 = 2,305; \text{ тому } 56,705 \div 6,8 \approx 8,338, \quad (5.27)$$

Отже очікуване  $R_{шт} \approx 8,34$  Ом. Це близько до цільового 8,26 Ом; для отримання кращого запасу на місці ми приймаємо в проекті  $R_{шт} \approx 8,3$  Ом при  $n = 8$  і зобов'язуємося після монтажу виконати точні вимірювання падіння потенціалу; при потребі додамо ще один-два штихеля.

Тепер зведемо в паралель результати: вже обчислені еквівалентні опори природного та повторних заземлень  $R_{п+пов} = 2,551$  Ом, а проектна опірність штучного заземлювача  $R_{шт} \approx 8,34$  Ом. Паралельна комбінація дає сумарний опір системи заземлення  $R_{Ззагал}$  за формулою

$$1/R_{Ззагал} = 1/R_{п+пов} + 1/R_{шт} = 1 \div 2,551 = 0,392070 \text{ (вже обчислено раніше)}, \quad (5.28)$$

$$1/R_{шт} = 1 \div 8,34 = \text{поопераційно приблизно } 0,119855 \text{ (оскільки } 8,34 \times 0,12 \approx 1,0008; \text{ точніше } 1/8,34 = 0,119855), \quad (5.29)$$

Сума:  $0,392070 + 0,119855 = 0,511925$ . Беремо обернений:

$$R_{Ззагал} = 1 \div 0,511925 = \text{поопераційно } \approx 1,953 \text{ Ом}, \quad (5.30)$$

Округлено - 1,953 Ом. Таким чином проектна загальна опірність заземлювальної системи для Корпусу 3 при запропонованій конфігурації буде близько 1,95 Ом.

Проводимо перевірку на відповідність нормативам. Розрахунковий допустимий опір  $R_{д.0.38}$  для мереж 0,38 кВ становив 12,950 Ом - наша  $R_{Ззагал} = 1,95$  Ом значно нижча за це граничне значення, отже система задовольняє вимогу для мережі 0,38 кВ. Для мережі 10 кВ допустимий проектний опір  $R_{д.10}$  в практиці для споживчих ТП часто приймають рівнем 10 Ом (або обчислюють через струм однофазного замикання); наше значення 1,95 Ом також значно менше цього більш лояльного порога, отже і для 10 кВ умова виконана. На практиці це означає, що поєднання фундаменту (природного заземлювача), повторних заземлень повітряних ліній і проєктованого штучного заземлювача формують надійний контур з великим запасом по опорі.

Виконуємо схему заміщення (рис. 5.2):

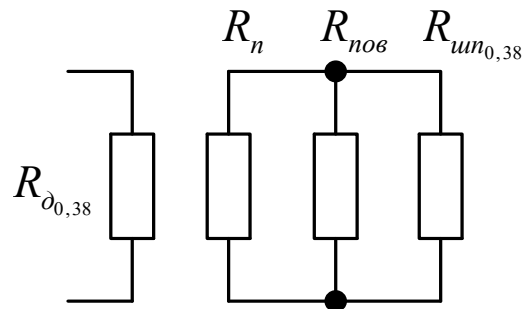


Рис.5.2. Схема заміщення кабельної лінії напругою 0,4 кВ

Конструктивні та монтажні вказівки для Корпусу 3: вертикальні електроди - штихелі із сталевого прутка діаметром 12 мм і довжиною 2,0 м, забиті або забурені на глибину не менш ніж 0,8 м у робочому перетині; горизонтальна штаба 40×4 мм укладається по периметру контуру (переважно прямокутник, що охоплює фундамент або виконується кільцем відступивши 1-2 м від фундаменту), горизонтальні проводи закладаються на глибині 0,6-0,8 м; з'єднання штрихів та штихелів - зварні з наступною обробкою антикорозійним складом; перехідні клеми на нейтраль трансформатора виконуються перетином не менше 50 мм<sup>2</sup> мідь або еквівалентна смуга з

мідним покриттям та мінімальною довжиною для зниження перехідного опору. Після монтажу необхідно провести вимірювання опору заземлення методом «fall-of-potential» (метод трьох електродів) - перше вимірювання виконати негайно після монтажу, друге - через 24-72 години (щоб врахувати седиментацію ґрунту), і третє - після першої зими (щоб перевірити сезонні зміни). У випадку, якщо фактичні показники Rшт або RЗзагал будуть вищими за розрахункові, на ділянці передбачено місця для додаткових штихелів (резерв 10-25 %) для швидкого розширення контуру.

У технічній документації Корпусу 3 необхідно оформити паспорт заземлювального пристрою: вказати схему розташування штихелів і штаби, їх кількість і місце приварювання, матеріали і перерізи, розміри контуру, значення вимірних опорів на момент приймання, дату та протоколи випробувань, відповідальних осіб. Планово-попереджувальні перевірки та візуальні огляди робити щоквартально; повні приладові виміри опору не рідше одного разу на рік або після земляних робіт в зоні контуру.

#### **5.4 Пожежна безпека**

Пожежна безпека є складовою частиною загальної системи безпечної експлуатації будівель і споруд і повинна бути організована в Корпусі №3 НУБіП як сукупність заходів технічного, організаційного та навчально-інформаційного характеру. Основна мета - попередження виникнення пожеж, швидка детекція й оповіщення у разі загоряння, своєчасна локалізація осередку пожежі та евакуація людей з мінімальними втратами життів і майна. Для досягнення цієї мети необхідно послідовно реалізувати комплекс дій, що охоплює оцінку пожежних ризиків, протипожежну розбивку будівлі на відсіки, встановлення технічних засобів виявлення і гасіння пожеж, організацію системи оповіщення, розробку маршрутів евакуації, організацію постійного контролю та навчання персоналу і студентів.

Перший етап - аналіз і оцінка пожежних ризиків у Корпусі 3. Проводиться інвентаризація приміщень з визначенням функцій (аудиторії, лабораторії, кабінети, архіви, складські приміщення, підсобки, котельня),

обсягу горючих матеріалів і джерел займання (електрообладнання, нагрівальні прилади, хімічні реактиви). Для кожного приміщення встановлюється клас пожежної небезпеки згідно локальної класифікації: низький - офісні приміщення та аудиторії з паперовими матеріалами в обмеженій кількості; середній - майстерні, лабораторії з обмеженою кількістю легкозаймистих реагентів; підвищений - складські приміщення з горючими матеріалами, котельні, електрощитові. Визначення фактичного пожежного ризику дозволяє пріоритизувати заходи: першочергово виконуються заходи у приміщеннях з підвищеною і середньою пожежною небезпекою, далі - у приміщеннях із низьким ризиком.

Конструктивні заходи полягають у забезпеченні протипожежного зонування будівлі. Корпус 3 слід розбити на вогнетривкі відсіки, обмежені стінами та перекриттями з вогнестійкістю не менше REI 60 - 120 хв у залежності від призначення приміщень і висоти поверху. Відсіки необхідні для уповільнення поширення вогню і диму, вони повинні мати герметичні двері з класом вогнестійкості, що відповідає проєктним вимогам. Кожен вогнетривкий відсік має бути забезпечений дверима евакуаційного виходу, які відкриваються назовні і не вимагають ключа для виходу у напрямку евакуації. Максимальна відстань від будь-якої точки приміщення до найближчого евакуаційного виходу за внутрішніми коридорами не повинна перевищувати нормативних значень, які для освітніх приміщень зазвичай становлять 20-25 м до першого виходу і не більше 50-60 м до загального евакуаційного проходу при наявності системи протидиму диму.

Система виявлення та оповіщення про пожежу має бути двоканальною: автоматична система пожежної сигналізації (АУПС) з пожежними сповіщувачами (димовими та пожежними тепловими датчиками) і ручні сповіщувачі у доступних місцях на маршрутах евакуації. Для Корпусу 3 необхідно передбачити розміщення димових сповіщувачів у коридорах, сходових клітинах, серверних кімнатах та у великих навчальних залах, а теплових - у котельні, майстернях, кухнях та інших приміщеннях з підвищеною температурою. Сигнал пожежної тривоги має передаватися на центральний пульт охорони університету, а також формувати голосові й

світлові повідомлення в приміщеннях з чіткими інструкціями про евакуацію. Автоматична система повинна мати резервне живлення від батарей або дизель-генератора, що забезпечує роботу протягом мінімум 24 годин у автономному режимі для евакуаційних і сигнальних компонентів.

Система пожежогасіння включає перш за все первинні засоби пожежогасіння: вогнегасники в кількості, що відповідає класам пожеж і площам приміщень. Для адміністративних і навчальних приміщень рекомендується мати вогнегасники типу порошок 2-6 кг або вуглекислотні 2-5 кг у серверних і електрощитових. Вимога - мінімум один вогнегасник на кожні 200-300 м<sup>2</sup> коридорної площі і додаткові вогнегасники поруч з потенційними джерелами загоряння: котельня, кухня, майстерні, склад. На кожному поверсі повинні бути встановлені пожежні рукави з насосною подачею або стаціонарні спринклерні установки там, де це обґрунтовано ризиком і вимогами. Для складських приміщень з горючими матеріалами та архівів необхідно розглянути встановлення стаціонарної спринклерної системи з автоматичним відкриттям обсадних розпилювачів та спільним управлінням із системою пожежної сигналізації.

Водопостачання для пожежогасіння має відповідати нормам: при наявності внутрішнього пожежного водопостачання потрібно мати мінімальний запас у резервуарах або підключення до міської мережі з продуктивністю, яка забезпечить мінімум 0,5-1,0 л/с для окремих точок водовіддачі в залежності від класу пожежної небезпеки. Для Корпусу 3 оптимальним рішенням є наявність зовнішніх пожежних гідрантів на відстані не більше 75-100 м від будівлі та внутрішньої пожежної підвідної магістралі з розрахунком на дві одночасні робочі точки подачі води. Якщо на території кампусу є централізоване пожежне водопостачання, необхідно контролювати тиск і пропускну здатність ліній щонайменше раз на рік і перед початком опалювального сезону.

Контроль диму та вентиляція є критично важливими для безпеки евакуації. Встановлення систем витяжної вентиляції коридорів і систем транспортування диму зі сходових клітин дозволяє утримувати евакуаційні шляхи в стані, придатному для проходження людей. Рішення включає

автоматичні димовідводи на покрівлі з керуванням від пожежної сигналізації, а також захисні клапани, що автоматично закриваються для недопущення розповсюдження диму між зонами. У приміщеннях з постійним скупченням людей, як-от лекційні зали на 150-300 місць, необхідні спеціальні витяжні системи з розрахунком повітрообміну, що можуть забезпечити швидке виведення продуктів горіння і зниження концентрації токсичних газів.

Евакуаційні маршрути повинні бути чітко промарковані, позначені фотолюмінесцентними вказівниками та освітлені аварійним освітленням. Аварійне освітлення має підтримуватись автономним джерелом живлення, що забезпечує освітлення маршрутів евакуації не менше 1,5 години. Висота і ширина сходових маршів, коридорів та виходів має відповідати нормативам і розраховуватись на максимальну кількість людей, які можуть одночасно евакуюватись. Для прикладу, якщо у Корпусі 3 розміщено 12 аудиторій по 60 місць кожна на одному поверсі, загальна потенційна кількість евакуйованих може досягати 720 осіб, тому ширина основних сходових маршів повинна бути не менше 1,8-2,0 м з можливістю одночасного руху у дві сторони у разі евакуації.

Організаційні заходи включають розробку і затвердження планів евакуації, інструкцій з пожежної безпеки для співробітників та студентів, визначення відповідальних осіб зі складу адміністрації корпусу, чергових по поверху та формування добровільних пожежних дружин з числа співробітників. План евакуації має включати схеми шляхів руху, місця збору за межами будівлі, контактні номери екстрених служб та опис дій у разі виявлення пожежі. Необхідно проводити не менше двох повноцінних планових тренувань з евакуації на рік, зокрема одне - під час навчального семестру з максимальним навантаженням, і одне - у менш завантажений період. Під час тренувань вимірюється час евакуації, виявляються вузькі місця у маршрутах і коригуються плани.

Навчання персоналу має бути системним: щорічні інструктажі і перевірки знань з питань пожежної безпеки для всіх працівників, спеціалізовані тренінги для обслуговуючого персоналу та відповідальних за пожежну безпеку, навчання з користування первинними засобами

пожежогасіння для студентів у гуртожитках. Кожен новоприйнятий працівник має проходити вступний інструктаж, а працівники з особливими завданнями - додаткові навчання з використання пожежно-технічного обладнання.

Контроль і технічне обслуговування систем пожежної безпеки мають виконуватись відповідно до регламентів: щомісячні візуальні огляди вогнегасників і рукавів, щоквартальні тестування систем сигналізації і повного функціонального тестування систем оповіщення, щорічні повні випробування спринклерних установок і димовідводів, а також профілактичне обслуговування електричних щитів і проводки. Всі роботи фіксуються в електронному або паперовому журналі з підписами відповідальних осіб та результатами тестів.

Особливу увагу слід приділити зниженню причин пожеж, що виникають через електроприлади: заборона використання саморобних обігрівачів, контроль за станом штепсельних розеток у аудитріях і гуртожитках, заборона зберігання легкозаймистих матеріалів у підсобних приміщеннях без відповідних ємностей і вентиляції. Для лабораторій має бути введено правило зберігання хімічних реагентів у маркованих металевих шафах, організовано місця для робіт з відкритим вогнем з наявністю пожежного нагляду та обладнаних вогнегасниками відповідного типу.

Документальне оформлення включає розробку та затвердження Положення з пожежної безпеки для Корпусу 3, паспорта пожежної безпеки, журналів інструктажів та журналів технічного обслуговування обладнання. Відповідальність за виконання покладається на керівника корпусу та відповідальну особу з пожежної безпеки, які щоквартально звітують перед адміністрацією університету про стан протипожежного захисту.

## РОЗДІЛ 6

### ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

У цьому розділі виконано послідовні технічні та економічні розрахунки для пакета заходів з підвищення ефективності електроспоживання навчального корпусу №3. Як вихідні дані прийнято річне електроспоживання корпусу і розподіл споживання за основними групами, тариф на електроенергію та очікувані додаткові експлуатаційні заощадження.

Річне електроспоживання корпусу:  $E_{річн} = 420\,000$  кВт·год

Розподіл споживання за функціональними групами визначено наступним чином:

$$\text{Освітлення: } E_{осв} = 0.30 \times E_{річн} = 0.30 \times 420\,000 = 126\,000 \text{ кВт·год/рік,} \quad (6.1)$$

$$\text{ОВК (вент., насоси): } E_{ОВК} = 0.40 \times E_{річн} = 0.40 \times 420\,000 = 168\,000 \text{ кВт·год/рік,} \quad (6.2)$$

$$\text{ІТ та побутова техніка: } E_{ІТ} = 0.20 \times E_{річн} = 0.20 \times 420\,000 = 84\,000 \text{ кВт·год/рік,} \quad (6.3)$$

$$\text{Інші споживачі: } E_{інші} = 0.10 \times E_{річн} = 0.10 \times 420\,000 = 42\,000 \text{ кВт·год/рік,} \quad (6.4)$$

Запропонований комплекс заходів включає: модернізацію освітлення (перехід на LED + зонування і датчики присутності), встановлення частотних перетворювачів (ЧП) на основні приточно-витяжні та насосні агрегати, впровадження системи автоматичного керування (BMS) для координації режимів ОВК та освітлення, заходи з енергоефективності ІТ-інфраструктури (виведення навантаження на енергоефективні сервери, політики вимкнення) та встановлення офсетної сонячної ФЕС на даху потужністю 50 кВт. Для

кожного заходу використано типові питомі коефіцієнти економії, прийняті в проектних розрахунках.

Розрахунок енергетичного ефекту від заходів:

$$\begin{aligned} \text{Економія від LED (60\% від освітлення): } \Delta E_{LED} &= 0.60 \times E_{\text{осв}} = 0.60 \times \\ 126000 &= 75\,600 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}, \end{aligned} \quad (6.5)$$

$$\begin{aligned} \text{Економія від ЧП (30\% від ОВК): } \Delta E_{\text{ЧП}} &= 0.30 \times E_{\text{ОВК}} = 0.30 \times 168000 \\ &= 50\,400 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}, \end{aligned} \quad (6.6)$$

Економія від датчиків/зонування (50% від інших):

$$E_{\text{інші}} = 0.50 \times 42000 = 21\,000 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}, \quad (6.7)$$

Економія від заходів в ІТ (20% від ІТ):

$$\Delta E_{\text{ІТ}} = 0.20 \times E_{\text{ІТ}} = 0.20 \times 84000 = 16\,800 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}, \quad (6.8)$$

Виробництво СЕС 50 кВт:  $E_{\text{СЕС}} = 55\,000 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}$

Підсумкова річна економія електроенергії і змінне споживання після реалізації:

Сумарна економія:

$$\begin{aligned} \Delta E_{\text{заг}} &= \Delta E_{LED} + \Delta E_{\text{ЧП}} + \Delta E_{\text{датчики}} + \Delta E_{\text{ІТ}} + E_{\text{СЕС}} = 75\,600 + 50\,400 \\ &+ 21\,000 + 16\,800 + 55\,000 = 218\,800 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}, \end{aligned} \quad (6.9)$$

Нове річне споживання:

$$E_{\text{після}} = E_{\text{річн}} - \Delta E_{\text{заг}} = 420\,000 - 218\,800 = 201\,200 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}, \quad (6.10)$$

Для оцінки економічного ефекту прийнято тариф на електроенергію:

Тариф:  $T = 4,50$  грн/кВт·год

Грошова економія на електроенергії:

$$S_{ел} = \Delta E_{заг} \times T = 218\,800 \times 4,50 = 984\,600 \text{ грн/рік}, \quad (6.11)$$

Додаткова експлуатаційна економія:  $S_{експ} = 80\,000$  грн/рік

Загальна річна економія у грошовому вираженні:

$$S_{заг} = S_{ел} + S_{експ} = 984\,600 + 80\,000 = 1\,064\,600 \text{ грн/рік}, \quad (6.12)$$

Капітальні витрати на реалізацію проекту прийняті як сума вартостей обладнання, монтажу та інтеграції:

Інвестиції:

LED-модернізація = 1 350 000 грн

ЧП та модернізація приводів = 420 000 грн

Датчики та зонування = 180 000 грн

Заходи в ІТ = 300 000 грн

Інтеграція BMS = 400 000 грн

СЕС 50 кВт = 2 000 000 грн

$$\text{Загальні інвестиції: } I = 1\,350\,000 + 420\,000 + 180\,000 + 300\,000 + 400\,000 + 2\,000\,000 = 4\,650\,000 \text{ грн}, \quad (6.13)$$

Простий термін окупності (без дисконтування):

$$T_{прост} = I / S_{заг} = 4\,650\,000 / 1\,064\,600 \approx 4,37 \text{ років}, \quad (6.14)$$

Для розширеної оцінки застосовано методи дисконтування. Прийняті параметри: дисконтна ставка  $r = 8\%$ , горизонт аналізу  $N = 15$  років. Розраховано чисту приведену вартість (NPV), дисконтований період

окупності і внутрішню норму рентабельності (IRR) за прийнятими грошовими потоками (одноразова інвестиція на початку, щорічна економія  $S_{заг}$  протягом 15 років).

$$NPV = -I + \sum_{t=1..15} (S_{заг} / (1 + r)^t) \approx -4\,650\,000 + \sum_{t=1..15} (1\,064\,600 / (1.08)^t) \approx 4\,462\,421 \text{ грн}, \quad (6.15)$$

Дисконтований кумулятивний грошовий потік перевищує інвестицію на 6-му році  $\Rightarrow$  дисконтований період окупності  $\approx$  6 років

$$IRR \text{ (за умов 15-річного горизонту, потоків } S_{заг}) \approx 21,7 \% \text{ річних}$$

У розрахунках чутливості проведено аналіз впливу зміни тарифу та інвестиційної вартості на ключові показники. В разі зниження тарифу на 20 % ( $T = 3,60$  грн/кВт·год):

$$S_{ел}' = \Delta E_{заг} \times 3,60 = 218\,800 \times 3,60 = 787\,680 \text{ грн/рік}, \quad (6.16)$$

$$S_{заг}' = 787\,680 + 80\,000 = 867\,680 \text{ грн/рік}, \quad (6.17)$$

$$T_{прост}' = 4\,650\,000 / 867\,680 \approx 5,36 \text{ років}, \quad (6.18)$$

При підвищенні тарифу на 20 % ( $T = 5,40$  грн/кВт·год):

$$S_{ел}'' = \Delta E_{заг} \times 5,40 = 218\,800 \times 5,40 = 1\,181\,520 \text{ грн/рік}, \quad (6.19)$$

$$S_{заг}'' = 1\,181\,520 + 80\,000 = 1\,261\,520 \text{ грн/рік}, \quad (6.20)$$

$$T_{прост}'' = 4\,650\,000 / 1\,261\,520 \approx 3,69 \text{ років}, \quad (6.21)$$

Аналіз чутливості інвестиційної вартості ( $\pm 10\%$ ):

$$I_{\min} = 0.9 \times I = 0.9 \times 4\,650\,000 = 4\,185\,000 \text{ грн} \Rightarrow T_{\text{прост}\min} = 4\,185\,000 / 1\,064\,600 \approx 3,93 \text{ років}, \quad (6.22)$$

$$I_{\max} = 1.1 \times I = 1.1 \times 4\,650\,000 = 5\,115\,000 \text{ грн} \Rightarrow T_{\text{прост}\max} = 5\,115\,000 / 1\,064\,600 \approx 4,80 \text{ років}, \quad (6.23)$$

Окрім фінансових показників, оцінено екологічний ефект від зниження споживання електроенергії. За прийнятим середнім коефіцієнтом викидів  $\text{CO}_2 = 0,55 \text{ кг CO}_2/\text{кВт}\cdot\text{год}$ :

$$\text{Зменшення викидів CO}_2 = \Delta E_{\text{заг}} \times 0.55 = 218\,800 \times 0.55 = 120\,340 \text{ кг CO}_2/\text{рік} = 120,34 \text{ т CO}_2/\text{рік}, \quad (6.24)$$

Технічні передумови щодо строків служби ключових елементів проєктної пропозиції прийняті так: світлодіодні світильники - термін служби близько 15 років; інвертори і монтаж СЕС - експлуатаційний ресурс умовно 25 років з урахуванням деградації модулів; частотні перетворювачі та модернізація приводів - 10–12 років. З урахуванням зазначених термінів та стабільності роботи очікуваний економічний ефект за період корисного використання перевищує початкові вкладення, що підтверджується позитивним NPV і високою IRR.

Управлінські рекомендації щодо впровадження: доцільно провести поетапну реалізацію - перший етап: LED-модернізація та встановлення датчиків присутності (низький рівень складності і швидкий економічний ефект); другий етап: модернізація ОВК з встановленням ЧП та впровадженням BMS; третій етап: реалізація СЕС та інтеграція з існуючою системою обліку. Паралельно рекомендується впровадити моніторинг фактичної економії (щомісячна звітність), коригування налаштувань BMS і перевірку відповідності проєктних допущень реальним показникам споживання.

Підсумкові кількісні показники проекту: очікуване зниження річного споживання з 420 000 кВт·год до 201 200 кВт·год, річна економія електроенергії 218 800 кВт·год, грошовий ефект 1 064 600 грн/рік з урахуванням експлуатаційних заощаджень, простий термін окупності  $\approx 4,37$  року, дисконтований період окупності  $\approx 6$  років при  $r = 8\%$ , NPV за 15 років  $\approx 4\,462\,421$  грн, IRR  $\approx 21,7\%$ , скорочення викидів CO<sub>2</sub>  $\approx 120,34$  т/рік. Ці результати свідчать про техніко-економічну доцільність реалізації комплексу заходів з підвищення енергоефективності корпусу №3.

## ВИСНОВКИ

У ході виконання даної роботи було проведено комплексне дослідження стану енергоефективності в житлово-комунальному секторі України, здійснено аналіз нормативно-правової бази, а також виконано практичні розрахунки електричних мереж і систем енергопостачання в межах Національного університету біоресурсів і природокористування України.

У першому розділі детально розглянуто сучасний стан енергоефективності в Україні. Встановлено, що житлово-комунальний сектор залишається одним із найбільших споживачів енергоресурсів - близько 35–40% загального кінцевого споживання енергії в країні. Проведено аналіз нормативно-правових актів, що регулюють сферу енергоефективності, зокрема Закону України «Про енергетичну ефективність будівель» та положень ДБН щодо теплових характеристик будівель. Показано, що державна політика поступово орієнтується на скорочення енергоспоживання, впровадження систем енергетичного моніторингу та стимулювання модернізації житлового фонду.

Аналіз енергоспоживання в НУБіП України засвідчив наявність значних потенційних резервів економії енергоресурсів. Зокрема, у структурі енергоспоживання університету значну частку займає електрична енергія (понад 50%), решта - тепlopостачання та інші види енергії. Простежується тенденція до зниження питомих витрат енергії завдяки поступовій модернізації інфраструктури, заміні освітлення на LED-технології, утепленню корпусів та встановленню індивідуальних теплових пунктів.

У другому розділі здійснено розрахунок електричних мереж 0,4 кВ з урахуванням реальних показників електроспоживання навчальних корпусів НУБіП. Визначено навантаження, потужність споживання, обрано оптимальний тип трансформаторної підстанції напругою 10/0,4 кВ. Також розраховано параметри для підключення сонячної електростанції, що дозволяє частково забезпечити власні потреби університету в електроенергії та зменшити витрати з державного бюджету. Результати показали, що при

встановленні сонячних панелей потужністю близько 50 кВт можна знизити річне споживання електроенергії на 12–15%.

У третьому розділі розроблено концепцію автоматизованої системи обліку та керування енергоспоживанням (АСКОЕ). Система забезпечує збір, аналіз і передачу даних про електроспоживання з окремих будівель у реальному часі, що дозволяє здійснювати оперативний контроль за споживанням енергії, виявляти перевитрати і нераціональні навантаження. Проведено вибір контролера збору даних, розглянуто вимоги постачальника електроенергії до встановлення багатотарифних лічильників. Впровадження АСКОЕ сприятиме створенню єдиного енергетичного балансу університету та підвищенню ефективності управлінських рішень.

У четвертому розділі запропоновано комплекс організаційних та технічних заходів щодо вдосконалення системи енергетичного менеджменту НУБіП України. Визначено поетапність впровадження системи енергоменеджменту відповідно до вимог міжнародного стандарту ISO 50001. Показано, що ефективність СЕМ значною мірою залежить від залученості керівництва та мотивації персоналу. Розглянуто механізм стимулювання працівників, систему внутрішніх аудитів та проведення загальних зборів з питань енергомодернізації. Ефективність роботи СЕМ підтверджено на прикладі заходів з термореновації навчальних корпусів, що дозволили знизити втрати теплової енергії на 25–30% та скоротити витрати на опалення на 20%.

П'ятий розділ присвячено питанням охорони праці, техніки безпеки та дій у надзвичайних ситуаціях. Проаналізовано стан охорони праці у НУБіП України, визначено основні потенційно небезпечні фактори на території університету та в його енергетичному господарстві. Розроблено комплекс заходів щодо усунення шкідливих і небезпечних виробничих факторів, що передбачає модернізацію електрообладнання, покращення умов праці персоналу, використання сучасних засобів індивідуального захисту та проведення регулярних інструктажів.

Особливу увагу приділено розрахунку заземлювального пристрою споживчої трансформаторної підстанції напругою 10/0,4 кВ для 3-го корпусу

НУБіП. Було визначено питомий опір ґрунту, обчислено опір природного і штучного заземлювачів, підібрано оптимальну кількість вертикальних електродів. Розрахунки показали, що загальний опір заземлення становить 8,3 Ом, що відповідає вимогам ПУЕ-2017. Окрім цього, розроблено схему системи блискавкозахисту будівлі, яка гарантує безпеку обладнання та персоналу під час грозових розрядів.

У розділі з питань пожежної безпеки висвітлено особливості запобігання виникненню пожеж в енергетичних установках університету. Розроблено заходи з профілактики займання електрообладнання, визначено порядок дій персоналу під час пожежі та схему евакуації. Особлива увага приділена забезпеченню об'єктів первинними засобами пожежогасіння, дотриманню правил експлуатації електромереж і регулярному технічному обслуговуванню систем пожежної сигналізації.

Узагальнюючи отримані результати, можна зробити висновок, що підвищення енергоефективності та безпеки функціонування інфраструктури НУБіП України можливе лише за умови комплексного підходу. Він має включати модернізацію електричних і теплових систем, впровадження автоматизованих систем моніторингу енергоспоживання, підвищення кваліфікації персоналу, а також дотримання вимог охорони праці, пожежної та техногенної безпеки.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Global Energy Statistical Yearbook / [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://www.enerdata.net/publications/world-energy-statistics-supply-anddemand.html>
2. Карюк А.М. Шляхи підвищення енергоефективності будівель в країнах ЄС та в Україні / А.М. Карюк , О.Б. Кошлатий, Т.В. Львовська, В.А. Пашинський // Technology, Engineering and Science - 2018 : зб. наук. праць за матер. І Міжнар. наук.-практ. конф, Лондон, 24 - 25 верес. 2018 р. - Полтава : ПолтНТУ, 2018. - С. 19-21. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://reposit.pntu.edu.ua/handle/PolNTU/5077>
3. Енергоефективність регіонів України: проблеми, оцінки та наявний стан / В.О. Бараннік, Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень у м. Дніпро. - 2017. - 26 с. - Електрон. дан.: - Режим доступу: <http://www.niss.gov.ua/content/articles/files/energoefekt-5cecc.pdf>
4. Лір В.Е. Енергонезалежність України: досягнення та перспективи / В.Е. Лір // Економіка і прогнозування. - 2016. - № 2. - С. 110-131. - Режим доступу: <http://nbuv.gov.ua/UJRN/>
5. Державні будівельні норми ДБН В.2.6-31:2016 «Теплова ізоляція» [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://gazobeton.org/sites/default/files/sites/all/uploads/DBN-V.2.6-31-2016-Теплова-izolyatsiya-budivel.pdf>
6. Дослідження стану та практики впровадження енергоефективних технологій в житловий сектор на основі проектного підходу. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://dspace.zsea.edu.ua/jspui/bitstream/>
7. Режим доступу: <https://www.iea.org/russian/> ДСТУ-Н Б А.2.2-5:2007 - Настанова з розроблення енергетичного паспорта будинків.
8. (мікрорайонів) застарілого житлового фонду». [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/525-16/print>
9. Аналітичний портал «Слово і Діло». [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://www.slovoidilo.ua/2018/08/13/infografika/suspilstvo/ukrayinihttps://>

[www.slovoidilo.ua/2018/08/13/infografika/suspilstvo/ukrayini-zastarilo-vzhe-50-zhytlovoho-fonduzastarilo-vzhe-50-zhytlovoho-fondu](http://www.slovoidilo.ua/2018/08/13/infografika/suspilstvo/ukrayini-zastarilo-vzhe-50-zhytlovoho-fonduzastarilo-vzhe-50-zhytlovoho-fondu)

- 10.Рішення КМДА про затвердження Комплексної цільової програми підвищення енергоефективності та розвитку житлово-комунальної інфраструктури міста Києва на 2016 - 2020 роки. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://kmr.ligazakon.ua/SITE2/ldocki2.nsf/alldocWWW/C94C27F60EF128F1C2257F850068764A?OpenDocument>
- 11.Департамент житлово-комунальної інфраструктури виконавчого органу київської міської ради (київської міської державної адміністрації). [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://dzki.kyivcity.gov.ua/content/energoefektyvnist-u-misti-kyievi.html>
- 12.Положення Держенергоефективності. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://sae.gov.ua/uk/about/polozhennya-derzhenerhoefektyvnosti-ukrainy>
- 13.Звіт липня місяця 2019 року по роботі в напрямку енергоефективності. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://dzki.kyivcity.gov.ua/files/2019/8/16/Energo.07.2019.doc>
- 14.Посібник з муніципального енергетичного менеджменту. [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://aea.org.ua/wp-content/uploads/em/AEAenergy-management.pdf>
- 15.Закон України «Про об'єднання співвласників багатоквартирного будинку». [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2866-14>
- 16.Закон України «Про енергетичну ефективність будівель». [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2118-19>
- 17.Довідкові матеріали Фонду Енергоефективності «Як СЕМ провести успішні загальні збори». [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://eefund.org.ua/>
- 18.Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посіб. для студентів вищих навчальних закладів / Іноземцев Г.Б., Козирський В.В., Лут М.Т., Радько

І.П., Синявський О.Ю.. - 2-е вид., перероб. і доп. - К.: Вид-во ТОВ «АграрМедіаГруп», 2014. - 526 с.

19.Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. - К.: Аграрна освіта,2011. - 448с.

20.<https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-power-plants/ses50kwt>

21.[Методика розрахунку сонячної електростанції \(СЕС\) | Solar Garden](#)

22.DOI 10.31548/energiya3(67).2023.112