

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту**

**Кафедра електропостачання**

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

\_\_\_\_\_ Олена БОРИЧЕНКО

«\_\_\_\_» червня 2026 р.

**Дипломний проєкт**

**на здобуття ступеня бакалавра**

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

**на тему:** Аналіз ефективності застосування установок зберігання енергії у системі електропостачання

Виконав:

студент III курсу, групи ГЕ-п31

*Тітов Андрій Володимирович* \_\_\_\_\_

Керівник:

*к.т.н., ст.викл. Притискач Іван Васильович* \_\_\_\_\_

**Консультанти:**

Охорона праці та пожежна безпека

(назва розділу)

д.т.н., проф. Третякова Л.Д.

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Нормоконтроль

(назва розділу)

пров. інженер Прокопенко І.Д.

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Рецензент

\_\_\_\_\_ (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_

Київ – 2026 року

**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту**  
**Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

\_\_\_\_\_ Олена БОРИЧЕНКО

«\_\_\_» червня 2026р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проєкт студенту**

**Тітову Андрію Володимировичу**

1. Тема проєкту «Аналіз ефективності застосування установок зберігання енергії у системі електропостачання»,  
керівник проєкту *к.т.н., ст. викл. Притискач Іван Васильович*, затверджені  
наказом по університету від «29» травня 2026 р. №1911-с
2. Термін здачі студентом закінченого проєкту «10» червня 2026р.
3. Вихідні дані до проєкту Схема електропостачання району міста, та цеху.
4. Перелік розділів, які мають бути розроблені
  - а) електрична частина: Розробка загальної схема електропостачання району міста.
  - б) охорона праці та пожежна безпека: Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації акумуляторного блоку.
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу
  1. Схема інструментального цеху
  2. Однолінійна схема живлення електропостачання району та міста
  3. Вибір елементів та схема підключення установки зберігання енергії.
  4. Результати моделювання роботи установки зберігання енергії

## 6. Консультанти розділів проєкту

| Розділ (частина)                              | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата   |                  |
|-----------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------|------------------|
|                                               |                                           | завдання видав | завдання прийняв |
| <i>Релейний захист та автоматика</i>          | <i>к.т.н., доц. Калінчик В.П.</i>         |                |                  |
| <i>Розрахунки струмів короткого замикання</i> | <i>к.т.н., доц. Белоха Г.С.</i>           |                |                  |
| <i>Охорона праці та пожежна безпека</i>       | <i>д.т.н., проф. Третькова Л.Д.</i>       |                |                  |

7. Дата видачі завдання “22” травня 2026р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

### виконання дипломного проєкту

студентом **Тітовим Андрієм Володимировичем**

(прізвище, ініціали)

| № з/п | Назва етапів виконання дипломного проєкту              | Строк виконання етапів проєкту | Позначки керівника про виконання завдань |
|-------|--------------------------------------------------------|--------------------------------|------------------------------------------|
| 1     | Розрахунок електричної частини                         | 20.05.-05.06.26                |                                          |
| 2     | Розрахунок релейної частини                            | 26.05.-04.06.26                |                                          |
| 3     | Розрахунок струмів короткого замикання                 | 26.05.-04.06.26                |                                          |
| 4     | Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки   | 25.05.-05.06.26                |                                          |
| 5     | Розрахунок індивідуального завдання дипломного проєкту | 30.05.-03.06.26                |                                          |
| 6     | Підготовка графічного матеріалу                        | 10.06.-13.06.26                |                                          |
| 7     | Захист дипломного проєкту                              | 22.06.2026                     |                                          |

Студент  
Керівник проєкту

Тітов Андрій  
Іван Притискач

## РЕФЕРАТ

Тема дипломного проєкту: Аналіз ефективності застосування установок зберігання енергії у системі електропостачання.

Дипломний проєкт представлено на аркушах 142 машинописного тексту, кількість ілюстрацій – 48, таблиць – 25, робочих креслень – 4, перелік використаних джерел – 16 найменувань.

Мета проєкту – підвищення надійності, стійкості та енергоефективності системи електропостачання шляхом оптимального вибору та впровадження установок зберігання енергії (УЗЕ).

У дипломному проєкті наведено розрахунки навантаження району міста та декількох цехів. За отриманими навантаженнями було вибрано трансформаторні підстанції та кабельні лінії напругою нижче 1 кВ, що живлять споживачів електричної енергії. Також було проведено вибір устаткування мережі електропостачання напругою вище 1 кВ, а саме: силових трансформаторів, апаратів захисту та автоматизації.

Окрему увагу приділено вибору сучасних технічних засобів резервного живлення: дизельної генераторної установки, акумуляторних батарей LiFePO<sub>4</sub> та гібридного інвертора. Розроблено схему їх інтеграції у систему електропостачання цеху, що забезпечує миттєве резервування та тривалу автономну роботу. Також розглянуто питання охорони праці та пожежної безпеки під час монтажу та експлуатації установки зберігання енергії.

Ключові слова: електроспоживання, розподіл електроенергії, установка зберігання електропостачання, гібридна система електропостачання, компенсація реактивної потужності.

## **ABSTRACT**

Theme of the diploma project: Analysis of the effectiveness of using energy storage installations in a power supply system.

The diploma project is presented on 142 pages of typewritten text, containing 35 illustrations, 25 tables, 4 working drawings, and a list of references with 16 items.

The purpose of the project is to increase the reliability, stability, and energy efficiency of the power supply system through the optimal selection and implementation of energy storage systems (ESS).

The diploma project provides load calculations for a city district and several workshops. Based on the obtained loads, transformer substations and cable lines with a voltage below 1 kV, which supply power to consumers, were selected. The selection of equipment for the power supply network with a voltage above 1 kV was also carried out, namely: power transformers, protection, and automation devices.

Special attention was given to the selection of modern backup power supply equipment: a diesel generator set, LiFePO<sub>4</sub> battery storage, and a hybrid inverter. A scheme for their integration into the workshop's power supply system was developed, ensuring instant backup and long-term autonomous operation. Occupational safety and fire protection issues during the installation and operation of the energy storage system were also considered.

Keywords: electricity consumption, electricity distribution, energy storage installation, hybrid power supply system, reactive power compensation.

## ЗМІСТ

|                                                                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВСТУП.....                                                                                                                                      | 8  |
| 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОВСТІ ПРО ОБ’ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ .....                                                                                              | 10 |
| 1.1 Загальна характеристика промислового підприємства .....                                                                                     | 10 |
| 1.2 Аналіз існуючої системи електро постачання об'єкта.....                                                                                     | 13 |
| 1.3 Функціональні режими та системні задачі установок зберігання енергії в умовах промислового підприємства .....                               | 15 |
| 1.4 Обґрунтування напрямків модернізації СЕП .....                                                                                              | 17 |
| Висновок до розділу.....                                                                                                                        | 19 |
| 2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА ТА РАЙОНУ .....                                                          | 20 |
| 2.1 Умови проєктування .....                                                                                                                    | 20 |
| 2.2 Розрахунок електричних навантажень об’єктів цивільного призначення                                                                          | 32 |
| 2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності.....                                                                      | 39 |
| 2.4 Визначення центра навантаження об’єкту проєктування. ....                                                                                   | 41 |
| 2.5 Розрахунок живлячих і розподільних мереж. Вибір перерізу ліній низької напруги, що живлять житлові та громадські будівлі .....              | 43 |
| 2.6 Вибір комутаційної апаратури.....                                                                                                           | 48 |
| 2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання ..... | 49 |
| 2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ .....                                                               | 49 |
| 2.7.1.1 Побудова розрахункової схеми та розрахунок параметрів елементів схеми заміщення.....                                                    | 49 |
| 2.7.1.2 Розрахунок трифазного короткого замикання .....                                                                                         | 52 |
| 2.7.1.3 Розрахунок однофазного короткого замикання.....                                                                                         | 58 |
| 2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ .....                                                              | 61 |
| 2.7.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання .....                                                                                         | 61 |
| 2.7.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ.....                                                                                                   | 65 |
| 2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки .....                                                                | 69 |
| 2.8 Релейний захист та автоматика .....                                                                                                         | 69 |
| 2.8.1 Розрахунок струмового захисту лінії 10 кВ з використанням запобіжників. Вибір автоматичних вимикачів на стороні 0,4 кВ.....               | 69 |
| 2.8.2 Елементи струмового захисту .....                                                                                                         | 70 |
| 2.8.3 Вибір комутаційних апаратів на стороні 0,4 кВ .....                                                                                       | 72 |
| 2.8.4 Розрахунок струмового захисту лінії 10 кВ з використанням запобіжників .....                                                              | 75 |

|                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.9 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проектування.....                           | 77  |
| 2.10 Економічні характеристики проєкту .....                                                      | 79  |
| 2.10.1 Порядок приєднання до електричних мереж .....                                              | 79  |
| 2.10.2 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР .....                              | 81  |
| Висновок до розділу.....                                                                          | 84  |
| 3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ У СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ..... | 86  |
| 3.1 Загальні відомості та особливості роботи УЗЕ.....                                             | 86  |
| 3.2 Архітектура та технології сучасних УЗЕ.....                                                   | 87  |
| 3.3 Вибір акумуляторного блоку .....                                                              | 90  |
| 3.4 Вибір Інвертора .....                                                                         | 92  |
| 3.4 Комп'ютерне моделювання роботи УЗЕ в програмному комплексі SAM .....                          | 95  |
| 3.4.1 Моделювання УЗЕ «за лічильником» .....                                                      | 95  |
| 3.3.2 Моделювання УЗЕ, які працюють незалежно від генерації.....                                  | 110 |
| Висновок до розділу.....                                                                          | 127 |
| 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ АКУМУЛЯТОРНОГО БЛОКУ .....                | 129 |
| 4.1 Загальна характеристика об'єкта.....                                                          | 129 |
| 4.2 Обсяги та послідовність робіт .....                                                           | 131 |
| 4.3 Моніторинг стану виробничого середовища за методом Елмері .....                               | 132 |
| 4.4 Оцінювання ризику на робочому місці .....                                                     | 133 |
| 4.5 Вибір засобів індивідуального та колективного захисту .....                                   | 134 |
| 4.6 Виконання робіт в діючих електроустановках .....                                              | 135 |
| 4.7 Система захисту від пожеж та вибухів .....                                                    | 136 |
| 4.8 Розрахунок системи блискавкозахисту будівлі акумуляторної.....                                | 137 |
| Висновок до розділу.....                                                                          | 138 |
| ВИСНОВКИ .....                                                                                    | 139 |
| ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ .....                                                                    | 141 |

## ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку електроенергетичного комплексу України характеризується безпрецедентно високим рівнем нестабільності. Це зумовлено як суттєвим технічним зносом основного обладнання розподільних електричних мереж, так і масштабними пошкодженнями об'єктів критичної та генераційної інфраструктури внаслідок зовнішніх впливів. Часті аварійні та планові відключення, жорсткі обмеження лімітів споживання потужності, а також довготривалі відхилення параметрів якості електроенергії від нормативних значень створюють серйозні виклики для вітчизняного промислового сектору. За таких умов забезпечення високої надійності та безперервності електропостачання промислових об'єктів стає одним із першочергових завдань сучасної енергетики.

Одним із найбільш технологічних та перспективних напрямів розв'язання цієї проблеми є інтеграція установок зберігання енергії (УЗЕ) у системи внутрішнього електрозабезпечення підприємств. Впровадження сучасних накопичувачів дозволяє не лише реалізувати гарантоване автономне живлення критичних споживачів під час системних аварій, а й оптимізувати режим електроспоживання об'єкта. Зокрема, використання УЗЕ відкриває можливості для згладжування піків навантаження (peak shaving) та перенесення споживання у часі (load shifting), що дозволяє знизити плату за приєднану потужність та ефективно використовувати диференційовані за зонами доби тарифи.

Особливу актуальність проблема надійності електропостачання має для інструментального цеху промислових підприємства. Технологічний процес інструментального виробництва відрізняється високою точністю і базується на безперервному функціонуванні дороговартісного обладнання: верстатів із числовим програмним керуванням (ЧПК), електроерозійних, координатно-розточувальних

|      |       |          |        |      |                            |   |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|---|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 8 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |   |

та прецизійних шліфувальних верстатів, а також автоматизованих електропечей для термічної обробки та гартування інструментів.

Навіть короточасні мікропереривання живлення або динамічні посадки напруги тривалістю в кілька мілісекунд викликають збої у мікропроцесорних контролерах верстатів ЧПК. Це призводить до миттєвої зупинки процесу різання, поломки дорогого інструменту, незворотного браку прецизійних заготовок та тривалого простою обладнання через необхідність повторного налаштування програм. Відтак, комплексний аналіз ефективності застосування УЗЕ в системі електропостачання інструментального цеху є критично важливим для мінімізації фінансових збитків та підвищення загальної енергоефективності виробництва.

У даному дипломному проєкті досліджується впровадження промислових систем накопичення енергії на базі літій-залізо-фосфатних акумуляторних батарей ( $\text{LiFePO}_4$ ) у комбінації з інтелектуальними гібридними інверторними установками та резервними дизель-генераторами. Літій-залізо-фосфатна технологія забезпечує високу швидкість відгуку, значний ресурс циклів «заряд-розряд» та максимальну безпеку під час експлуатації в промислових умовах, що дозволяє реалізувати безударне миттєве перемикавання на автономне живлення.

Метою роботи є теоретичне обґрунтування, розробка технічних рішень та комплексний аналіз ефективності застосування установок зберігання енергії у системі електропостачання інструментального цеху промислового підприємства для забезпечення безперервності точних технологічних процесів та зниження енергетичних витрат

|      |      |          |        |      |                            |   |
|------|------|----------|--------|------|----------------------------|---|
|      |      |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 9 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                            |   |

# 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОВСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

## 1.1 Загальна характеристика промислового підприємства

Об'єктом дослідження у даному дипломному проєкті виступає система електропостачання інструментального цеху, який є одним із провідних виробничих підрозділів промислового підприємства. Географічне розташування об'єкта, його просторове розміщення на генеральному плані підприємства, а також прив'язка до існуючої енергетичної інфраструктури відіграють визначальну роль при проєктуванні та модернізації зовнішніх і внутрішніх мереж живлення.

Від віддаленості цеху від головної знижувальної підстанції (ГПП) або центрального розподільного пункту (РП) безпосередньо залежать довжина магістральних ліній, вибір точок підключення, а також рівень технічних втрат потужності та напруги в нормальних і післяаварійних режимах. Оптимальна прив'язка до енергомереж дозволяє мінімізувати капітальні витрати на провідникову продукцію, забезпечити раціональний розподіл навантажень та гарантувати стабільний рівень напруги на затискачах технологічного обладнання, що є критично важливим для споживачів першої категорії надійності.

Впровадження енергоефективних рішень та інтеграція новітніх технічних засобів, таких як установки зберігання енергії (УЗЕ), вимагає детального аналізу поточного стану всієї системи промислового електропостачання.

|          |           |          |        |      |                                              |               |     |         |
|----------|-----------|----------|--------|------|----------------------------------------------|---------------|-----|---------|
|          |           |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ                   |               |     |         |
| Зм.      | Арк.      | № докум. | Підпис | Дата | ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ<br>ДОСЛІДЖЕННЯ | Лім.          | Арк | Аркушів |
| Розроб.  | Тітов     |          |        |      |                                              |               | 10  | 142     |
| Перевір. | Притискач |          |        |      |                                              |               |     |         |
| Н. контр |           |          |        |      |                                              | НН ІЕЕ ГЕ-п31 |     |         |
| Затв.    |           |          |        |      |                                              |               |     |         |

Оскільки інструментальний цех характеризується наявністю енергоємних споживачів із різко змінним та повторно- короткочасним характером роботи (зокрема, потужних пресів та зварювальних постів), координація режимів їхньої роботи з централізованою системою живлення стає критично важливою задачею.

Рациональне просторове та електричне групування споживачів дозволяє оптимізувати конфігурацію внутрішньоцехових розподільних мереж.

Це у свою чергу, створює передумови для зниження інтегральних показників енергоспоживання, мінімізації пікових навантажень на межі балансової належності підприємства та раціонального управління потоками потужності в умовах сучасного ринку електричної енергії.

Таким чином, комплексна оцінка параметрів об'єкта дослідження є першочерговим кроком для обґрунтування техніко-економічної доцільності застосування акумулюючих систем.



Рисунок 1.1 - Розташування промислового підприємства

Інструментальний цех – це капітальна виробнича будівля прямокутної форми з габаритами 60х35 м та висотою від підлоги до перекриття 6 м. Внутрішні перегородки виконані з цегли, що забезпечує необхідну несучу здатність. Підлога має монолітне бетонне покриття, розраховане на значні механічні навантаження від роботи важкого металообробного обладнання та переміщення вантажів.

За пожежною небезпекою приміщення належить до категорії «Г» (переважають негорючі матеріали, але технологічні процеси можуть супроводжуватися виділенням тепла або локальним використанням горючих речовин). Освітлення цеху комбіноване: природне (через віконні отвори) та штучне (світильники типу SMD Lemanso). Стельові поверхні пофарбовані у білий колір для покращення рівномірності освітлення.

Технологічний процес цеху передбачає використання металорізального, ковальсько-пресового та підйомно-транспортного обладнання. Перелік основних електроприймачів (ЕП) наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Основне технологічне обладнання інструментального цеху

| Найменування електроприймача            | Номінальна потужність, кВт | Кількість, шт. | Категорія надійності |
|-----------------------------------------|----------------------------|----------------|----------------------|
| Кран-балка                              | 50                         | 1              | II                   |
| Внутрішньошліфувальний верстат          | 16                         | 2              | II                   |
| Плоскошліфувальний верстат              | 18                         | 3              | II                   |
| Координатно-розгортувальний верстат     | 24                         | 6              | I                    |
| Горизонтально-фрезерний верстат         | 15                         | 2              | II                   |
| Гідравлічний прес                       | 58                         | 1              | II                   |
| Токарний верстат                        | 18                         | 5              | II                   |
| Електроерозійний верстат                | 26                         | 4              | I                    |
| Токарний верстат з автоматичною подачею | 42                         | 1              | II                   |

### Продовження таблиці 1.1

|                                 |    |   |     |
|---------------------------------|----|---|-----|
| Механічний прес                 | 70 | 1 | II  |
| Зварювальний трансформатор      | 25 | 3 | III |
| Вертикально-свердильний верстат | 20 | 2 | II  |
| Довбальний верстат              | 16 | 1 | II  |
| Фрезерний верстат               | 10 | 4 | II  |

### 1.2 Аналіз існуючої системи електро постачання об'єкта

Електропостачання інструментального цеху здійснюється від існуючої розподільної мережі підприємства. Живлення відбувається напругою 10 кВ від головного розподільного пункту (РП) через дві незалежні взаєморезервуючі кабельні лінії до внутрішньоцехової двотрансформаторної підстанції (ТП). Використання кабельних ліній замість повітряних зумовлене високими вимогами до надійності промислових мереж, щільністю забудови території заводу та необхідністю захисту комунікацій від механічних пошкоджень в умовах діючого виробництва.

На стороні нижчої напруги (0,4 кВ) застосовується класична схема з одинарною секціонованою системою шин. Секціонування шин реалізовано за допомогою секційного вимикача, обладнаного пристроєм автоматичного включення резерву (АВР). У нормальному режимі експлуатації секційний апарат відключений, і трансформатори працюють роздільно, кожен живлячи свою секцію шин. Такий режим роботи має низку суттєвих переваг: він дозволяє вдвічі знизити рівень струмів короткого замикання на шинах 0,4 кВ (що полегшує вибір комутаційної апаратури), зменшити взаємний вплив споживачів один на одного при пускових режимах, а також забезпечити рівномірний розподіл технологічного навантаження між обома силовими трансформаторами.

У разі виникнення аварійної ситуації (наприклад, пошкодження кабельної лінії 10 кВ від РП або вихід з ладу одного з трансформаторів) і зникнення напруги на робочій секції, автоматика захисту відключає ввідний вимикач пошкодженого джерела. Після цього спрацьовує пристрій АВР, який автоматично вмикає секційний апарат. У такому післяаварійному режимі все життєво важливе навантаження інструментального цеху переводиться на справний трансформатор.

Потужність цехових трансформаторів обирається саме з урахуванням цього режиму - справний апарат повинен витримувати допустиме

систематичне перевантаження (до 140% від номіналу) для забезпечення безперебійної роботи електроприймачів першої (І) категорії надійності до моменту усунення аварії.

Внутрішньоцехова силова розподільча мережа напругою 0,4 кВ побудована за радіальною конфігурацією з використанням двох магістральних силових пунктів (СП-1 та СП-2). Розміщення цих розподільних щитів безпосередньо у центрах зосередження електричних навантажень відповідних виробничих ділянок дозволяє мінімізувати довжину живильних кабелів, що суттєво знижує технічні втрати напруги та оптимізує витрати на провідникову продукцію. Розподіл технологічних навантажень між силовими пунктами виконано за функціонально-технологічним принципом:

До силового пункту СП-1 підключено групу прецизійного обладнання (координатно-розгортувальні та електроерозійні верстати з числовим програмним керуванням), а також підйомно-транспортний механізм (цехова кран-балка). Цей вузол висуває найвищі вимоги до якості, синусоїдальності та стабільності напруги живлення.

До силового пункту СП-2 підключено найбільш енергоємні споживачі (механічний та гідравлічний преси) та обладнання з різко змінним та повторно-короткочасним характером роботи (зварювальні трансформатори).

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 14 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Концентрація таких споживачів на окремому щиті дозволяє частково локалізувати комутаційні завади та обмежити їхній негативний вплив на суміжні електронні системи керування верстатами.

Розводка від силових пунктів до безпосередніх робочих місць виконана груповими кабельними лініями, що прокладені відкрито по стінах приміщення або в спеціальних захисних кабельних лотках із технологічними спусками до кожного верстата можна побачити на рисунку 1.2.

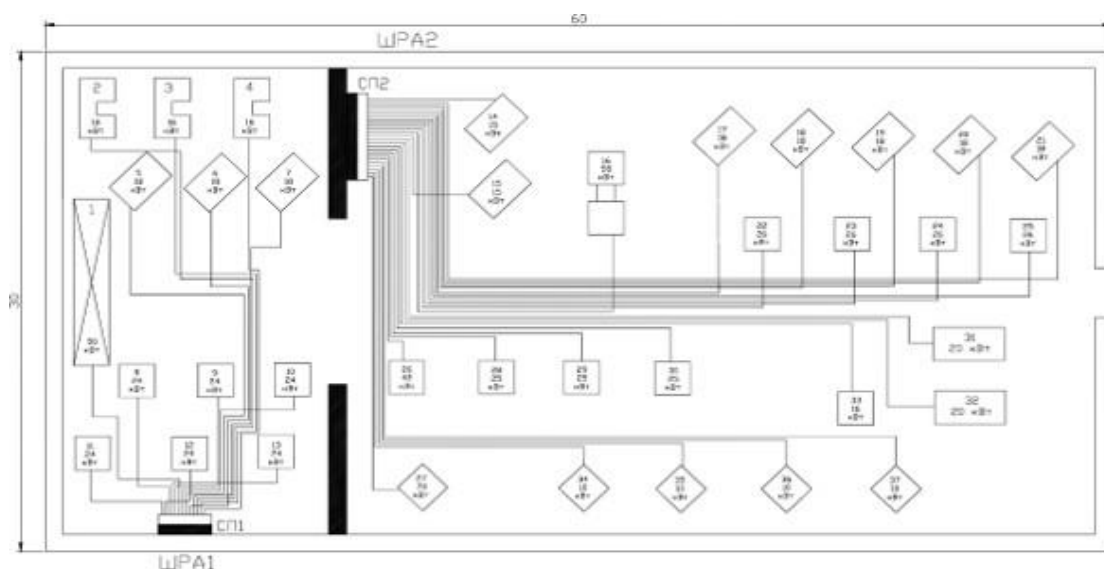


Рисунок 1.2 - План підключення цехового обладнання.

### 1.3 Функціональні режими та системні задачі установок зберігання енергії в умовах промислового підприємства

Сучасні тенденції розвитку промислового електропостачання свідчать про перехід від пасивних розподільних мереж до активних інтелектуальних систем (Smart Grid). У цьому контексті установки зберігання енергії (УЗЕ) на базі потужних акумуляторних батарей та двонаправлених інверторів розглядаються не просто як резервні джерела живлення, а як багатофункціональні комплекси управління енергетичними потоками. Інтеграція таких систем у внутрішньозаводські мережі дозволяє вирішувати цілий спектр техніко-економічних задач завдяки гнучкому програмному керуванню режимами їхньої роботи.

Основними функціональними режимами промислових УЗЕ, які мають найбільшу практичну цінність для підприємств із різко змінним характером навантаження, є:

1. Зрізання пікових навантажень (Peak Shaving). Промислові підприємства часто стикаються з проблемою короточасних, але значних стрибків споживаної потужності, які виникають під час збігу циклів роботи енергоємного обладнання (наприклад, ковальсько-пресових машин).

У режимі Peak Shaving система керування УЗЕ безперервно моніторить загальне споживання об'єкта. Як тільки потужність наближається до заданого ліміту (або до межі пропускної здатності силового трансформатора), інвертор миттєво починає генерувати енергію з акумуляторів у локальну мережу. Це дозволяє «зрізати» пік споживання із зовнішньої мережі, запобігаючи перевантаженню трансформаторного обладнання та знижуючи штрафні платежі за перевищення договірної максимальної потужності.

2. Зміщення графіка навантаження (Load Shifting / Valley Filling). Цей режим орієнтований на економічну оптимізацію витрат підприємства в умовах дії багатоставочних (диференційованих за часом доби) тарифів на електроенергію. Суть методу полягає у накопиченні електричної енергії в акумуляторних батареях протягом нічного часу, коли діють мінімальні тарифні ставки та спостерігається провал загального графіка навантаження підприємства (Valley Filling). Накопичена дешева енергія згодом використовується в години ранкового або вечірнього максимуму, заміщуючи споживання дорогої енергії із зовнішньої мережі.

3. Поліпшення якості електричної енергії (Power Quality Improvement). Специфіка роботи промислового обладнання, такого як зварювальні трансформатори чи частотно-регульовані приводи, супроводжується генерацією вищих гармонік, зниженням коефіцієнта потужності та виникненням флікер-ефекту.

Сучасні інверторні перетворювачі, що входять до складу УЗЕ, здатні працювати в режимі активних фільтрів та динамічних компенсаторів. Вони можуть здійснювати випереджальну генерацію або споживання реактивної потужності в чотирьох квадрантах, стабілізуючи рівень напруги на шинах підстанції та нівелюючи провали напруги від пускових струмів важких механізмів. Це створює сприятливі електромагнітні умови для роботи чутливої мікропроцесорної техніки та систем числового програмного керування (ЧПК).

4. Забезпечення безперебійності живлення (UPS / Island Mode). На відміну від класичних схем автоматичного включення резерву (ABR), які мають механічну затримку спрацьовування (від 0,5 до кількох секунд), електронні ключі інвертора УЗЕ здатні перемикатися в режим автономної генерації за частки мілісекунди. У разі виникнення аварії в зовнішній мережі 10 кВ (коротке замикання, обрив фази), установка миттєво відсікає пошкоджену ділянку і перебирає на себе живлення виділеної групи критичних споживачів першої категорії надійності. Це дозволяє уникнути аварійних зупинок прецизійних верстатів, зберегти цілісність ріжучого інструменту та унеможливити випуск бракованої продукції.

Таким чином, теоретичний аналіз режимів роботи установок зберігання енергії доводить, що їх застосування виходить далеко за межі простого резервування. УЗЕ є комплексним інструментом активного управління локальною електромережею, здатним одночасно підвищувати економічну ефективність, надійність електропостачання та якість електроенергії на промисловому об'єкті.

#### **1.4 Обґрунтування напрямків модернізації СЕП**

На основі аналізу існуючої системи електропостачання інструментального цеху (підрозділи 1.1–1.4) виявлено три критичні проблеми діючої мережі: перевантаження трансформатора ТМ-400 у години денного максимуму, наявність безструмової паузи (0,5–2 с) при роботі АБР та значні коливання напруги від пускових струмів важких пресів.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 17 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Для вирішення цих проблем і забезпечення стабільної роботи прецизійного обладнання розглядаються три напрямки модернізації:

1. Традиційна реконструкція (заміна трансформатора на більш потужний).

2. Вирішує дефіцит потужності, але не усуває безструмову паузу (залишається ризик браку деталей на верстатах з ЧПК) і не оптимізує витрати підприємства на електроенергію.

2. Локальне резервування (встановлення класичних ДБЖ та дизель-генераторів). Забезпечує безперебійне живлення, але не виконує функцію зрізання піків навантаження всього цеху і вимагає постійних витрат на паливо та обслуговування.

3. Впровадження установки зберігання енергії (УЗЕ) на базі сучасних літій-залізо-фосфатних ( $\text{LiFePO}_4$ ) акумуляторів. Це комплексне інноваційне рішення, яке усуває всі недоліки існуючої мережі без масштабної заміни силового обладнання підстанції.

Інтеграція УЗЕ у внутрішньоцехову мережу 0,4 кВ визначена як найбільш техніко-економічно доцільний напрямок модернізації, оскільки дозволяє одночасно:

1. Оптимізувати графік навантажень: зрізати денні піки (Peak Shaving) та заряджатися вночі за найнижчим тарифом (Valley Filling), повністю розвантажуючи існуючий трансформатор.

2. Забезпечити безперебійність: миттєво (за 0 мс) підхоплювати навантаження високоточних верстатів при аваріях та перемиканнях АВР, ліквідуючи брак продукції.

## Висновок до розділу

Аналіз режимів роботи існуючої мережі виявив низку критичних проблем, які перешкоджають надійному функціонуванню підприємства. По-перше, наявна схема резервування за допомогою механічного пристрою автоматичного включення резерву (АВР) створює безструмову паузу тривалістю від 0,5 до 2 секунд. Для прецизійної групи верстатів така затримка призводить до аварійних зупинок та випуску бракованої продукції. По-друге, спостерігається систематичне перевантаження існуючого силового трансформатора ТМ-400 у години денного максимуму, що супроводжується значними провалами напруги від пускових струмів важкого пресового обладнання.

Розгляд можливих напрямків модернізації показав, що традиційна реконструкція (заміна трансформатора) або використання локального резервування (ДБЖ, дизель-генератори) не здатні комплексно та економічно ефективно вирішити означені проблеми. Відповідно, найбільш техніко-економічно доцільним напрямком обґрунтовано впровадження багатофункціональної установки зберігання енергії (УЗЕ) на базі сучасних літій-залізо-фосфатних акумуляторів.

Інтеграція УЗЕ у мережу цеху дозволить реалізувати низку системних задач: здійснити зрізання пікових навантажень (Peak Shaving) та перенести частину споживання на період дії низьких нічних тарифів (Valley Filling), чим повністю розвантажить існуючий трансформатор. Крім того, завдяки високій швидкодії, інвертори УЗЕ виконуватимуть роль активного компенсатора для стабілізації напруги та забезпечать миттєве (за 0 мс) підхоплення живлення критичної групи верстатів під час перемикань мережі, повністю ліквідуючи наслідки безструмових пауз і гарантуючи безперебійність технологічного процесу

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 19 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

## 2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА ТА РАЙОНУ

### 2.1 Умови проєктування

Інструментальний цех призначений для виготовлення, ремонту та відновлення спеціального металорізального і вимірювального інструменту, штамів, прес-форм, а також різноманітної складної технологічної оснастки та пристосувань. Його головна функція полягає у забезпеченні основних виробничих підрозділів підприємства необхідними засобами для безперебійного та точного випуску продукції. Завдяки наявності високоточного обладнання, зокрема прецизійних верстатів з числовим програмним керуванням та електроерозійних комплексів, цех здатен виконувати найскладнішу обробку металу, що гарантує високу якість виготовленої оснастки та дозволяє підприємству швидко адаптуватися під випуск нових видів деталей.

На рисунку 2.1 представлено схему району міста.

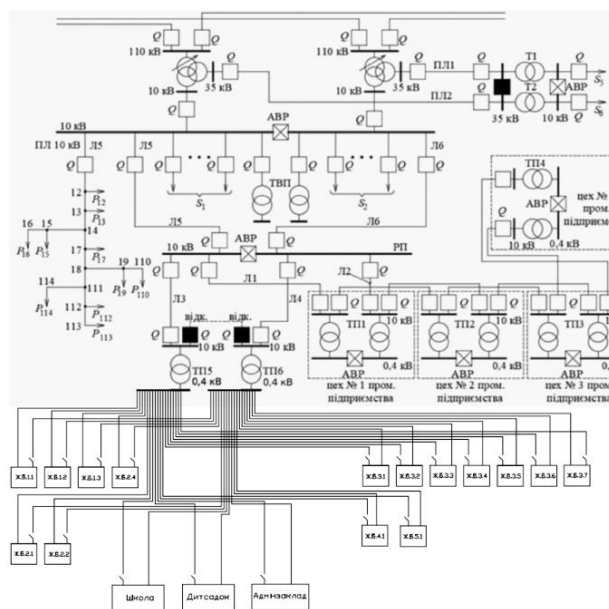


Рисунок 2.1 – Схема електропостачання

|          |           |          |        |      |                                                                                            |  |  |
|----------|-----------|----------|--------|------|--------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|
|          |           |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ                                                                 |  |  |
| Зм.      | Арк.      | № докум. | Підпис | Дата | РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМА<br>ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО<br>ПІДПРИЄМСТВА ТА РАЙОНУ МІСТА |  |  |
| Розроб.  | Тітов     |          |        |      |                                                                                            |  |  |
| Перевір. | Притискач |          |        |      |                                                                                            |  |  |
| Н. контр |           |          |        |      | Літ.      Арк      Аркушів<br>20      142                                                  |  |  |
| Затв.    |           |          |        |      |                                                                                            |  |  |
|          |           |          |        |      | НН ІЕЕ ГЕ-п31                                                                              |  |  |

Спочатку здійснимо аналіз будівлі цеху (рисунок 2.2). Згідно варіанту маємо Інструментальний цех , довжиною 60 метрів, шириною 35 метрів, висота від полу до стелі 6 метрів. У конструкції інструментального цеху всі внутрішні перегородки, що відображені на планах, виконані з цегли, що забезпечує достатню міцність і стійкість приміщення. Підлога має монолітне бетонне покриття, яке витримує значні експлуатаційні навантаження, характерні для роботи з обладнанням та інструментом. За показниками пожежної безпеки приміщення належить до категорії «Г», тобто тут переважають негорючі матеріали, а технологічні процеси можуть супроводжуватися нагрівом, появою іскор або відкритого полум'я, а також використанням горючих газів чи рідин як палива.

Стельові поверхні інструментального цеху вкриті білою фарбою, що покращує рівномірність освітлення робочих зон. Уздовж стін розміщені вікна, завдяки яким забезпечується належний рівень природного освітлення протягом робочого дня.

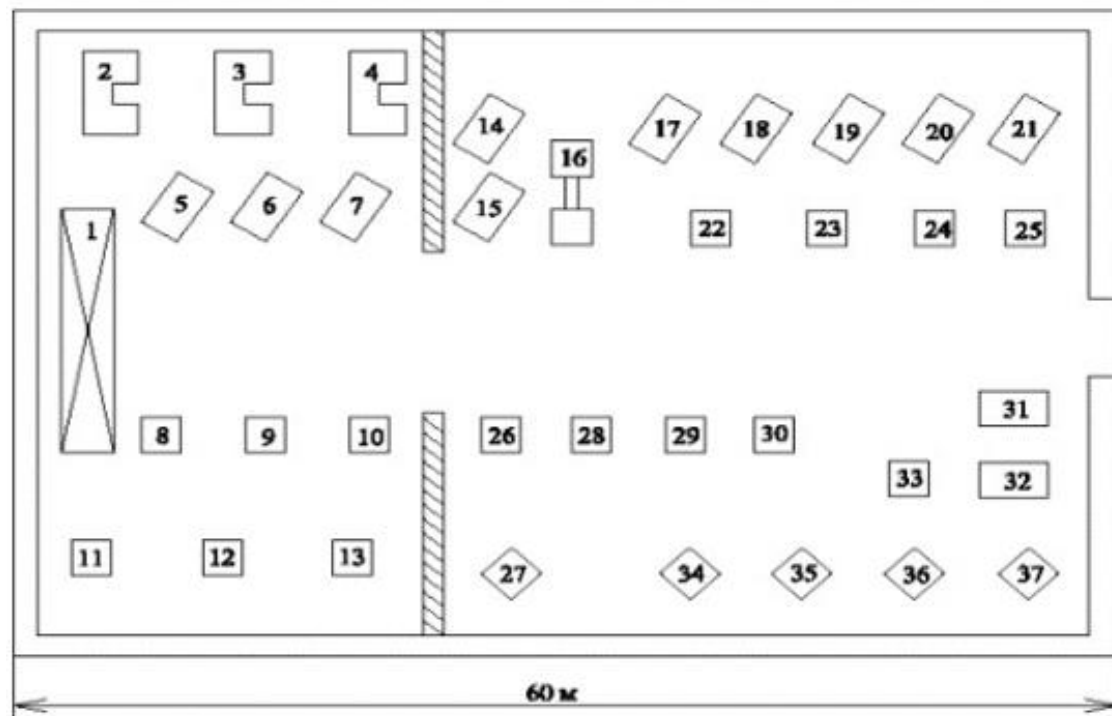


Рисунок 2.2 – План розміщення ЕП інструментального цеху

Таблиця 2.1 – Перелік обладнання цеху

| Найменування електроприймача            | Номинальна потужність, кВт | Кількість, шт. | Категорія надійності |
|-----------------------------------------|----------------------------|----------------|----------------------|
| Кран-балка                              | 50                         | 1              | II                   |
| Внутрішньошліфувальний верстат          | 16                         | 2              | II                   |
| Плоскошліфувальний верстат              | 18                         | 3              | II                   |
| Координатно-розгортувальний верстат     | 24                         | 6              | I                    |
| Горизонтально-фрезерний верстат         | 15                         | 2              | II                   |
| Гідравлічний прес                       | 58                         | 1              | II                   |
| Токарний верстат                        | 18                         | 5              | II                   |
| Електроерозійний верстат                | 26                         | 4              | I                    |
| Токарний верстат з автоматичною подачею | 42                         | 1              | II                   |
| Механічний прес                         | 70                         | 1              | II                   |
| Зварювальний трансформатор              | 25                         | 3              | III                  |
| Вертикально-свердильний верстат         | 20                         | 2              | II                   |
| Довбальний верстат                      | 16                         | 1              | II                   |
| Фрезерний верстат                       | 10                         | 4              | II                   |

Метод розрахункових коефіцієнтів (РК) , котрий базується на методі упорядкованих діаграм, дає можливість більш точно враховувати формування середніх значень електричних навантажень на високих ступенях електропостачання і тим самим усунути необґрунтоване збільшення розрахункових навантажень.

Номінальна активна потужність групи ЕП розраховується за формулою:

$$P_H = nP_{H_i}, \quad (2.1)$$

де  $n$  - кількість ЕП;

$P_{H_i}$  - номі потужність електроприймача для внутрішньошліфувального верстату, за формулою (2.1):

$$P_H = 2 \cdot 16 = 32 \text{ кВт}$$

Для зварювальних апаратів, працюючих у повторно-короткочасному режимі розрахункова потужність приймається рівною номінальній, приведений до тривалого режиму:

$$P_H = nP_{\text{пасп}}\sqrt{TB}, \quad (2.2)$$

де  $P_{\text{пасп}}$  – паспортна потужність;

$$P_H = 2 \cdot 25 \cdot \sqrt{0,25} = 25 \text{ кВт},$$

де  $P_{\text{пасп}}$  - паспортна потужність;

$TB$  – коефіцієнт тривалості включення.

Розрахунок інших навантажень проводимо згідно формул (2.1) та (2.2) та результати зводимо в таблицю 2.2.

Визначаємо проміжну активну і реактивну потужності:

$$P_{\text{пр}} = P_H \sum k_B, \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \cdot \tg \varphi. \quad (2.4)$$

де  $k_{\text{в}}$  - коефіцієнт використання;

$$P_{\text{пр}} = 25 \cdot 0,2 = 5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{пр}} = 5 \cdot 2,24 = 11,2 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність для СП1:

$$P_{\Sigma\text{н}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}; \quad (2.5)$$

$$P_{\Sigma\text{н}} = 296 \text{ кВт}$$

Для інших споживачів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.2.

Сумарна проміжна активна і реактивна потужності для СП-1

$$P_{\Pi} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}i}$$
$$Q_{\Pi} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}i} \quad (2.6)$$

де  $\sum P_{\text{пр}i}$ - сума активних проміжних потужностей для СП-1,

$$P_{\Pi \text{ СП-1}} = 127,18 \text{ кВт},$$

де  $\sum Q_{\text{пр}i}$  сума реактивних проміжних потужностей для СП-1,

$$Q_{\Pi \text{ СП-1}} = 109,82 \text{ квар.}$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |    |
|      |       |          |        |      |                            |    |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 24 |

Для споживача СП 1 шукаємо з максимальною і мінімальною потужностями:

$$P_{н.і. max} = 58 \text{ кВт};$$

$$P_{н.і. min} = 15 \text{ кВт};$$

$$\frac{P_{н.і. max СП-1}}{P_{н.і. min СП-1}} = \frac{58}{15} = 3,86.$$

Розраховуємо коефіцієнт використання всього силового пункту:

$$K_B = \frac{P_{п\Sigma}}{P_{н\Sigma}}, \quad (2.7)$$

де  $P_{п\Sigma}$  - сумарна проміжна потужність СП-1;

$P_{н\Sigma}$  - сумарна номінальна потужність для СП-1 .

$$K_B = \frac{117,76}{296} = 0,39.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

$$n_{p.e} = \frac{2 \cdot P_{\Sigma H}}{P_{н.і. max}}; \quad (2.8)$$

Приймаємо  $n_{p.e} = 10$ .

Для інших електроприладів розрахунок ведеться аналогічно. Дані зводимо в таблицю 2.2.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 25 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Визначимо коефіцієнт розрахункового навантаження для СП1:

$$K_p = 1,08.$$

Розраховуємо сумарну розрахункову активну потужність СП1

$$\text{при } n_{p.e} \leq 10 \quad Q_p = 1,1Q_{п\Sigma}$$

$$\text{при } n_{p.e} > 10 \quad Q_p = Q_{п\Sigma}$$

$$Q_p = 99,84 \cdot 1,1 = 109,82 \text{ квар.}$$

Повна розрахункова потужність для СП1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (2.9)$$

$$S_p = \sqrt{127,18^2 + 109,82^2} = 168 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм для СП1 :

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}, \quad (2.10)$$

де  $U_H = 0,4 \text{ кВ}$  – номінальна напруга.

$$I_p = \frac{168}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 255,24 \text{ А.}$$

Для СП1, СП2 та сумарного силового навантаження розрахунок проводимо аналогічно і результати зводимо до таблиці 2.2.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 26 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Розрахунку розрахункових навантажень освітлювальних установок зазвичай передуює визначення параметрів електричного освітлення проєктованого цеху, яке поділяють на робоче та аварійне.

Для встановлення необхідних показників освітлення в електромеханічному цеху застосовується метод коефіцієнта використання. Необхідний світловий потік ламп у кожному світильнику визначають за формулою:

$$\Phi = \frac{E_{min} k_3 F z}{\eta}, \quad (2.11)$$

де  $k_3$  – коефіцієнт запасу;

$E_{min}$  – мінімальна освітленість, лк;

$F$  – площа, приміщення, що освітлюється, м<sup>2</sup>;

$z$  – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

$\eta$  – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників.

Коефіцієнт використання  $\eta$  залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін  $\rho_{ст}$ , стелі  $\rho_c$ , робочої поверхні  $\rho_p$ , та від показника приміщення який враховує співвідношення розмірів приміщення.

Згідно приймаємо:

$$\rho_{ст} = 0,6;$$

$$\rho_c = 0,8;$$

$$\rho_p = 0,3.$$

Коефіцієнт запасу  $k_3 = 1,5$ .

Мінімальна освітленість  $E_{min} = 300$  лк.

Коефіцієнт нерівномірності  $z = 1,15$ .

Площа приміщення:

$$F = A \cdot B; \quad (2.12)$$

$$F = 60 \cdot 35 = 2100 \text{ м}^2.$$

Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення (індекс приміщення):

$$i = \frac{AB}{h(A+B)}; \quad (2.13)$$

$$h = H - h_c - h_p, \quad (2.14)$$

де  $H = 6$  м – висота приміщення цеху;

$h_c = 0,2$  м – відстань світильника від перекриття;

$h_p = 0,8$  м – висота розрахункової поверхні над підлогою

$$h = 6 - 0,2 - 0,8 = 5 \text{ м};$$

$$i = \frac{60 \cdot 35}{5 \cdot (60 + 35)} = 4,42.$$

Коефіцієнт використання  $\eta = 0,48$ .

Обираємо світильник промисловий SMD Lemanso 100W 12000LM  
100W, IP65  $\Phi_{\text{л}} = 12000$  лм.

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 2100 \cdot 1,1}{0,48} = 2165625 \text{ лм.}$$

Коефіцієнт використання  $\eta = 0,48$ .

Обираємо світильник промисловий SMD Lemanso 100W 12000LM  
100W, IP65  $\Phi_{\text{л}} = 12000$  лм.

Тоді світловий потік:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 2100 \cdot 1,1}{0,48} = 2165625 \text{ лм.}$$

Кількість світильників становить:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}}; \quad (2.15)$$
$$N = \frac{2165625}{12000} = 180,46 \text{ шт} \approx 180 \text{ шт.}$$

Потужність ламп  $P_{\text{л}} = 100$  Вт,  $I = 0,96$  А,  $\cos \varphi$  становить 0,95, із чого  
слідуює  $\tan \varphi = 0,33$ .

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |    |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 29 |

Визначаємо активну потужність освітлювального навантаження при коефіцієнті попиту ( $K_{\Pi} = 0,95$ ):

$$P_{\text{осв}} = N \cdot P_{\text{л}} \cdot K_{\Pi}; \quad (2.16)$$

$$P_{\text{осв}} = 180 \cdot 100 \cdot 0,95 = 17100 \text{ Вт} = 17,1 \text{ кВт.}$$

Визначаємо реактивну потужність освітлювального навантаження

:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{осв}} = 17,1 \cdot 0,33 = 5,64 \text{ квар.}$$

Світильники аварійного освітлення доцільно розташувати рівномірно по площі інструментального цеху. Згідно з вимогами ДБН В.2.5-28:2018[2], рівень аварійної освітленості для виробничих приміщень інструментального типу становить 5 % від робочої освітленості, але одночасно він має бути не меншим ніж 5 лк і не більшим ніж 30 лк

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot P_{\text{осв}}; \quad (2.18)$$

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot 17,1 = 0,85 \text{ кВт.}$$

Розрахуємо повне освітлювальне навантаження:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}\Sigma}^2}; \quad (2.19)$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав}}; \quad (2.20)$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 30 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

$$Q_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} \cdot \tan \varphi; \quad (2.21)$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = 17,1 + 0,85 = 17,95 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{осв}\Sigma} = 17,95 \cdot 0,33 = 5,92 \text{ квар};$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{17,95^2 + 5,92^2} = 18,9 \text{ кВА}.$$

$$P_{\text{HH}} = P_{\text{p}} + P_{\text{осв}\Sigma}; \quad (2.22)$$

Результати розрахунків зведено до таблиці 2.2

Активна потужність на шинах 0,4 кВ:

$$P_{\text{HH}} = 285,24 + 17,95 = 303,19 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність на шинах 0,4 кВ:

$$Q_{\text{HH}} = Q_{\text{p}} + Q_{\text{осв}\Sigma}; \quad (2.23)$$

$$Q_{\text{HH}} = 256,31 + 5,92 = 262,23 \text{ квар}.$$

Повна потужність на шинах 0,4 кВ:

$$S_{\text{HH}} = \sqrt{P_{\text{HH}}^2 + Q_{\text{HH}}^2}, \quad (2.24)$$

$$S_{\text{HH}} = \sqrt{303,19^2 + 262,23^2} = 408,83 \text{ кВА}.$$

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків навантажень інструментального цеху

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 31 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

| Початкові дані                                        |       |                               |                 |                       |                      |                                                 |                                  |      |      | Проміжні<br>потужності |                         | n <sub>р.в.</sub> | n <sub>с.</sub> | K <sub>р</sub> | Розрахункові<br>потужності |                         |                         | Розрахунковий струм<br>I <sub>р.в.</sub> |
|-------------------------------------------------------|-------|-------------------------------|-----------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------|------|------|------------------------|-------------------------|-------------------|-----------------|----------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------------------------------|
| За умовою                                             |       |                               |                 |                       |                      | Довідникові                                     |                                  |      |      |                        |                         |                   |                 |                | P <sub>р.</sub><br>кВт     | Q <sub>р.</sub><br>квар | S <sub>р.</sub><br>кВ·А |                                          |
| Найменування ЕП                                       | n, од | Номінальна потужність,<br>кВт |                 |                       |                      | P <sub>в.і.макс</sub> /<br>P <sub>в.і.мін</sub> | k <sub>с</sub><br>K <sub>с</sub> | cosφ | tgφ  | P <sub>в.</sub><br>кВт | Q <sub>в.</sub><br>квар |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
|                                                       |       | P <sub>н.</sub>               | P <sub>с.</sub> | P <sub>н.і.макс</sub> | P <sub>н.і.мін</sub> |                                                 |                                  |      |      |                        |                         |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| 1                                                     | 2     | 3                             | 4               | 5                     | 6                    | 7                                               | 8                                | 9    | 10   | 11                     | 12                      | 13                | 14              | 15             | 16                         | 17                      | 18                      | 19                                       |
| Кран-балка, ТВ = 40 %                                 | 1     | 50                            | 50              |                       |                      |                                                 | 0,12                             | 0,5  | 1,73 | 6                      | 10,38                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Внутрішньошліфувальний верстат                        | 3     | 16                            | 48              |                       |                      |                                                 | 0,22                             | 0,6  | 1,33 | 10,56                  | 14,04                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Плоскошліфувальний верстат                            | 3     | 18                            | 54              |                       |                      |                                                 | 0,2                              | 0,6  | 1,33 | 10,8                   | 14,36                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Координатно-розгортувальний верстат                   | 6     | 24                            | 144             |                       |                      |                                                 | 0,22                             | 0,6  | 1,33 | 28,8                   | 38,3                    |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Силовий пункт 1 (СП1)                                 | 13    | 108                           | 296             | 58                    | 15                   | 3,86                                            | 0,19                             |      |      | 56,16                  | 77,08                   | 10,2              | 9               | 1,08           | 127,18                     | 109,82                  | 168                     | 255,24                                   |
| Горизонтально-фрезерний верстат                       | 2     | 15                            | 30              |                       |                      |                                                 | 0,22                             | 0,5  | 1,73 | 6,6                    | 11,42                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Токарний верстат                                      | 1     | 18                            | 18              |                       |                      |                                                 | 0,16                             | 0,6  | 1,33 | 2,88                   | 3,83                    |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Електроерозійний верстат                              | 4     | 26                            | 104             |                       |                      |                                                 | 0,65                             | 0,9  | 0,48 | 67,6                   | 32,45                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Токарний верстат із автоматичною подачею              | 1     | 42                            | 42              |                       |                      |                                                 | 0,2                              | 0,6  | 1,33 | 8,4                    | 11,17                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Механічний прес                                       | 1     | 70                            | 70              |                       |                      |                                                 | 0,7                              | 0,8  | 0,75 | 49                     | 36,75                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Зварювальний трансформатор, ТВ = 25 %                 | 3     | 25                            | 75              |                       |                      |                                                 | 0,2                              | 0,4  | 2,29 | 7,5                    | 17,18                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Вертикально-свердильний верстат                       | 2     | 20                            | 40              |                       |                      |                                                 | 0,15                             | 0,5  | 1,73 | 6                      | 10,38                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Довбальний верстат                                    | 1     | 16                            | 16              |                       |                      |                                                 | 0,18                             | 0,6  | 1,33 | 2,88                   | 3,83                    |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Фрезерний верстат                                     | 4     | 10                            | 40              |                       |                      |                                                 | 0,22                             | 0,5  | 1,73 | 8,8                    | 15,22                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Гидравлічний Прес                                     | 1     | 58                            | 58              |                       |                      |                                                 | 0,65                             | 0,8  | 0,75 | 37,7                   | 28,28                   |                   |                 |                |                            |                         |                         |                                          |
| Силовий пункт 2 (СП2)                                 | 13    | 300                           | 493             | 70                    | 58                   | 7                                               | 0,4                              |      |      | 197,4                  | 170,5                   | 14,1              | 14              | 1,1            | 217,1                      | 187,56                  | 270,05                  | 410,3                                    |
| Силоне навантаження (СП-1+СП2) на шинах 0,4<br>кВ ТП1 | 24    |                               | 789             | 58                    | 15                   | 3,86                                            | 0,34                             |      |      | 265                    | 248                     | 27,2              | 23              | 0,85           | 256,31                     | 210                     | 331,64                  | 503,87                                   |
| Освітлювальне навантаження (ЩО)                       |       |                               |                 |                       |                      |                                                 |                                  |      |      |                        |                         |                   |                 |                | 17,95                      | 17,95                   | 25,39                   |                                          |
| Сумарне навантаження на шинах 0,4 кВ ТП1              |       |                               |                 |                       |                      |                                                 |                                  |      |      |                        |                         |                   |                 |                | 303,19                     | 274,26                  | 408,83                  |                                          |

## 2.2 Розрахунок електричних навантажень об'єктів цивільного призначення

Особливістю системи електропостачання, що розглядається у даному дипломному проєкті, є живлення промислового об'єкта (інструментального цеху) та прилеглого житлового мікрорайону від єдиного центру живлення (спільної трансформаторної підстанції). Така конфігурація мережі є типовою для інтегрованих промислово-урбаністичних зон.

Суміщення промислового та комунально-побутового навантаження на одних шинах створює складний сумарний добовий графік споживання. З одного боку, інструментальний цех генерує потужні денні піки та вносить спотворення якості напруги (через пускові струми пресів), що негативно впливає на побутових споживачів. З іншого боку, житловий масив створює яскраво виражені ранкові та вечірні максимуми навантаження. Для визначення загальної необхідної потужності трансформаторів та обґрунтування параметрів балансуєної установки зберігання енергії (УЗЕ), необхідно виконати окремий розрахунок навантажень для цивільного та промислового секторів.

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах представлені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Дані житлових та громадських будинків

| № | тип об'єкту                                                                   | кількість | умовне позначення       | Кат. над. |
|---|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|-------------------------|-----------|
| 1 | Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань | 4         | ж/б 1                   | II        |
| 2 | Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секції, 64 помешкань  | 2         | ж/б 2                   | II        |
| 3 | Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секція, 36 помешкань       | 7         | ж/б 3                   | II        |
| 4 | Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 2 секції, 74 помешкань       | 1         | ж/б 4                   | II        |
| 5 | Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань      | 1         | ж/б 5                   | II        |
| 6 | Школа на 2000 учнів                                                           | 1         | Школа                   | II        |
| 7 | Дитячий садок на 1000 дітей                                                   | 1         | Дитячий садок           | II        |
| 8 | Адміністративний заклад на 1000м <sup>2</sup>                                 | 1         | Адміністративний заклад | II        |

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно ДБН В.2.5-23:2025[3]:

$$P_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л} \quad (2.25)$$

$$Q_{ж.б} = p_{пит} n_{кв} tg \varphi_{кв} + 0,9 K_{п.л} n_{ліф} p_{л} tg \varphi_{ліф}. \quad (2.26)$$

де  $P_{кв}$  – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{пит}} N_{\text{кв}}, \quad (2.27)$$

де  $P_{\text{пит}}$  – питоме розрахункове електричне навантаження житла ;

$N_{\text{кв}}$  – кількість квартир;

$P_{\text{сил}}$  – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{\text{сил}} = K_{\text{сил}} \sum P_{\text{л}}, \quad (2.28)$$

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

$P_{\text{л}}$  – потужність ліфтової установки;

Таким чином маємо:

На початку визначимо окрему потужність будинків, та установ

$$P_{\text{ж/б1}} = 128 \cdot 1,64 + 0,9 \cdot (6,5 + 9,5) \cdot 0,8 = 235,84 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ж/б1}} = 128 \cdot 1,64 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 2(6,5 + 9,5) \cdot 0,9 = 109,8 \text{ квар}$$

$$P_{\text{ж/б2}} = 64 \cdot 1,64 + 0,9 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 109,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ж/б2}} = 64 \cdot 1,64 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 49,81 \text{ квар}$$

$$P_{\text{ж/б3}} = 36 \cdot 1,3 + 0,9 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 51,48 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ж/б3}} = 36 \cdot 1,3 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 24,8 \text{ квар}$$

$$P_{\text{ж/б4}} = 74 \cdot 0,98 + 0,9 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 77,2 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ж/б4}} = 74 \cdot 0,98 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 35,86 \text{ квар}$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |    |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 34 |

$$P_{ж/65} = 108 \cdot 0,98 + 0,9 \cdot 3(6,5 + 9,5) \cdot 0,8 = 119,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{ж/65} = 108 \cdot 0,98 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 3 \cdot 6,5 \cdot 0,8 = 59,5 \text{ квар}$$

Визначаємо розрахункові навантаження громадських будівель

$$P_p = P_{\text{пит}} n \quad (2.29)$$

$$Q_p = P_p t g \varphi_{\text{пит}} \quad (2.30)$$

$$P_{\text{школа}} = 2000 \cdot 0,25 \cdot 0,95 = 475 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{школа}} = 475 \cdot 0,33 = 156,75 \text{ квар}$$

$$P_{\text{дит садок}} = 1000 \cdot 0,12 \cdot 0,9 = 108 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{дит садок}} = 108 \cdot 0,43 = 46,44 \text{ квар}$$

$$P_{\text{адм}} = 1000 \cdot 0,2 \cdot 0,95 = 190 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{адм}} = 190 \cdot 0,33 = 62,7 \text{ квар}$$

При проведенні сумарних розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель згідно :

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 35 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

$$P_p = P_{\text{пит}} N, \quad (2.31)$$

$$Q_p = P_{\text{пит}} N t g \varphi_{\text{пит}}, \quad (2.32)$$

Почнемо розрахунок навантажень на ввід будівель

$$\begin{aligned} P_{\text{ж.б.1-2}} &= 1,15 \cdot (128 \cdot 4 + 64 \cdot 2) + \\ &+ 0,9 \cdot 0,64 \cdot ((4 \cdot 2 + 1 \cdot 4) \cdot 7 + (2 \cdot 2 + 1 \cdot 4) \cdot 9) = 824,38 \text{ кВт}; \\ Q_{\text{ж.б.1-2}} &= 1,15 \cdot (128 \cdot 4 + 64 \cdot 2) \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,64 \\ &\cdot ((2 \cdot 4 + 1 \cdot 4) \cdot 7 + (2 \cdot 3 + 1 \cdot 4) \cdot 9) \cdot 1,15 = 262,45 \text{ квар}; \\ P_{\text{ж.б.3-5}} &= 0,727 \cdot (36 \cdot 7 + 74 \cdot 1 + 108 \cdot 1) + 0,9 \cdot 0,44 \cdot \\ &\cdot ((1 \cdot 7 + 2 \cdot 2 + 3 \cdot 1) \cdot 7 + (1 \cdot 6 + 2 \cdot 2 + 3 \cdot 1) \cdot 7) = 390 \text{ кВт}; \\ Q_{\text{ж.б.3-5}} &= 0,727 \cdot (36 \cdot 7 + 74 \cdot 1 + 108 \cdot 1) \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 0,44 \cdot \\ &\cdot ((1 \cdot 7 + 2 \cdot 2 + 3 \cdot 1) \cdot 7 + (1 \cdot 7 + 2 \cdot 2 + 3 \cdot 1) \cdot 7) \cdot 1,15 = 180,75 \text{ квар}. \end{aligned}$$

Навантаження установ не перераховуємо.

На рисунку 2.3 зображена схема розміщення житлових, громадських та адміністративних будівель відносно трансформаторних підстанцій

Для спрощення схеми, позначення навантаження вказано схематично для одного ж/б, наприклад маємо 6 однакових ж/б, з однаковим навантаженням, але позначимо тільки 1 будинок. Так само робимо і з ж/б2.

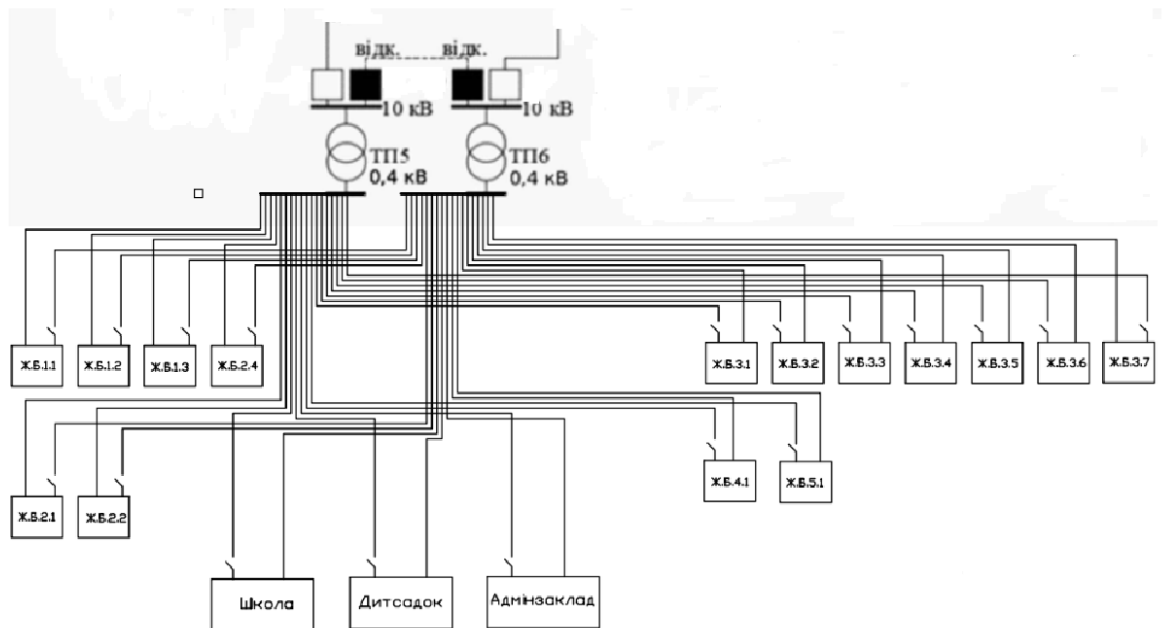


Рисунок 2.3 - Схема живлення будівель

При визначенні загального розрахункового навантаження враховують одночасність появи максимумів, беручи до уваги не лише величину навантаження кожного окремого споживача, а й його характер, що встановлюється за допомогою коефіцієнтів участі у максимумі навантаження.

Таким чином сумарне активне навантаження споживачів ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P_{p.\text{max}} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{pi} K_{c.\text{max}i}, \quad (2.33)$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q_{q.\text{max}} + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{qi} K_{c.\text{max}i}, \quad (2.34)$$

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{ТП}}^2}, \quad (2.35)$$

де  $P_{\max}$  - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

$P_i$  - розрахункове навантаження решти будівель,  $i = 1, \dots, n$ ;

$K_{\text{сумі}}$  – коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження  $i$ -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні, обертається згідно.

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Будинок ж/б1 живиться повністю від ТП5, відповідно будинки ж/б2, ж/б3, школа та поліклініка повністю заживлені від ТП6.

Визначимо розрахункове навантаження ТП 5 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП5норм}} = 967,68 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП5норм}} = 308,73 \text{ квар}$$

$$S_{\text{ТП5 норм}} = \sqrt{967,68^2 + 308,73^2} = 1015,73 \text{ кВА}.$$

Визначимо розрахункове навантаження ТП 6 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП6.норм}} = 390 + 475 \cdot 0,4 + 108 \cdot 0,8 + 190 \cdot 0,8 = 818,4 \text{ кВт}.$$

$$Q_{\text{ТП6.норм}} = 156,75 + 180,75 \cdot 0,4 + 5,28 \cdot 0,8 = 233,27 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП6.норм}} = \sqrt{818,4^2 + 233,27^2} = 850,23 \text{ кВА}.$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 38 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Розрахуємо навантаження в після аварійному режимі. В даному режимі навантаження з ТП6 буде житись з ТП5, та навпаки.

$$P_{\text{ТП5.авар}} = 824,38 + 390 \cdot 0,9 + 475 \cdot 0,6 + 108 \cdot 0,7 + 190 \cdot 0,7 = 1168,98;$$

$$Q_{\text{ТП5.авар}} = 262,42 + 180,75 \cdot 0,9 + 156,75 \cdot 0,6 + 46,44 \cdot 0,7 + 62,7 \cdot 0,7 = 658,24;$$

$$S_{\text{ТП5AB.}} = \sqrt{1168,38^2 + 658,24^2} = 1341,56 \text{ кВА.}$$

$$P_{\text{ТП6.авар}} = 824,38 + 390 \cdot 0,9 + 475 \cdot 0,6 + 108 \cdot 0,7 + 190 \cdot 0,7 = 1168,98;$$

$$Q_{\text{ТП6ABP.}} = 262,42 + 180,75 \cdot 0,9 + 156,75 \cdot 0,6 + 46,44 \cdot 0,7 + 62,7 \cdot 0,7 = 658,24 \text{ квар;}$$

$$S_{\text{ТП6.авар}} = \sqrt{1168,98^2 + 658,24^2} = 1341,56 \text{ кВА}$$

### 2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

Занесемо в таблицю 2.4 навантаження по ТП, в яких потрібно здійснити вибір трансформаторів

Таблиця 2.4 - Навантаження трансформаторних підстанцій

| №                   | P, кВт  | Q, квар | S, кВА  |
|---------------------|---------|---------|---------|
| ТП1                 | 303,19  | 132,05  | 330,92  |
| ТП2                 | 380     | 60      | 384,73  |
| ТП3                 | 230     | 60      | 237,69  |
| ТП4                 | 400     | 70      | 406,07  |
| ТП5 <sub>норм</sub> | 967,68  | 308,73  | 1016    |
| ТП6 <sub>норм</sub> | 818,4   | 233,27  | 850     |
| ТП5 <sub>авар</sub> | 1168,98 | 658,24  | 1342,25 |
| ТП6 <sub>авар</sub> | 1168,98 | 658,24  | 1342,25 |

Визначимо номінальні потужності розподільчих трансформаторів.

Для ТП1 приймаємо трансформатор ТМ-400/10 У1, з наступними паспортними даними :

$$S_H = 400 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{xx} = 1,05 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт};$$

$$I_{xx} = 2,1\%;$$

$$U_{кз} = 4,5\%.$$

Втрати в трансформаторі:

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз})^2 + \left( S_H \frac{I_{xx}}{100} + \left( \frac{S}{S_H} \right)^2 \cdot S_H \frac{U_{кз}}{100} \right)^2} \quad (2.36)$$

$$S = \sqrt{(1,05 + 5,5)^2 + \left( 400 \frac{2,1}{100} + \left( \frac{330,92}{400} \right)^2 \cdot 400 \frac{4,5}{100} \right)^2} = 21,73 \text{ кВА}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S + \Delta S < 1,4 \cdot S_H; \quad (2.37)$$

$$СТП1 = 330,92 + 21,73 < 1,4 \cdot 400;$$

Вибір трансформатора для інших ТП проводиться аналогічно.

Отримані результати розрахунків заносимо в таблицю 2.5

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 40 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Таблиця 2.5 - Розподіл навантаження на ТП1-ТП6

| №                   | Марка трансформатора | $S_n$ , кВА | $S + \Delta S$ , кВА | $1,4 \cdot S_n$ , кВА |
|---------------------|----------------------|-------------|----------------------|-----------------------|
| ТП1                 | ТМ - 400/10 У1       | 400         | 351,73               | 560                   |
| ТП2                 | ТМ - 400/10 У1       | 400         | 410,63               | 560                   |
| ТП3                 | ТМ - 250/10 У1       | 250         | 254,24               | 350                   |
| ТП4                 | ТМ — 600/10 У1       | 600         | 434,59               | 840                   |
| ТП5 <sub>норм</sub> | ТМ - 1600/10 У1      | 1600        | 1076,16              | 2240                  |
| ТП6 <sub>норм</sub> | ТМ - 1000/10 У1      | 1000        | 906,85               | 714                   |
| ТП5 <sub>авар</sub> | ТМ - 1600/10 У1      | 1600        | 1427,68              | 2240                  |
| ТП6 <sub>авар</sub> | ТМ - 1600/10 У1      | 1600        | 142,68               | 2240                  |

## 2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проєктування

Проведемо розрахунок навантаження на шинах 10 кВ центра живлення.

Під'єднані навантаження по лініям наведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Розраховані навантаження в аварійному режимі під'єднані до центру живлення 10кВ

| Лінія  | $P$ , кВт | $Q$ , квар |
|--------|-----------|------------|
| Л5, Л6 | 3101,7    | 853,71     |
| Л7     | 750       | 0          |
| S1     | 40000     | 6000       |
| S2     | 50000     | 4000       |

Розрахуємо загальну активну та реактивну потужність:

$$P_{\text{сум}} = P_{\text{Л5,6}} + P_{\text{Л7}} + P_{\text{S1}} + P_{\text{S2}}; \quad (2.38)$$

$$P_{\text{сум}} = 3101,7 + 750 + 40000 + 50000 = 93851,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{сум}} = Q_{\text{Л5,6}} + Q_{\text{Л7}} + Q_{\text{S1}} + Q_{\text{S2}}; \quad (2.39)$$

$$Q_{\text{сум}} = 853,71 + 6000 + 4000 = 10853,71 \text{ квар.}$$

Розрахуємо загальну повну потужність

$$S_{\text{сум}} = \sqrt{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2}; \quad (2.40)$$

$$S_{\text{сум}} = \sqrt{93851,7^2 + 10853,71^2} = 94477,22 \text{ кВА.}$$

Реактивна потужність - це та частина електричної потужності, яка не виконує корисної роботи, а лише створює магнітні поля в електричних пристроях, таких як трансформатори, двигуни, конденсатори тощо. Реактивна потужність не споживається, а лише коливається між джерелом і споживачем. Однак, вона викликає додаткові втрати в лініях електропередачі, збільшує навантаження на генератори і трансформатори, знижує якість електроенергії і погіршує коефіцієнт потужності.

Коефіцієнт активної потужності - це відношення активної потужності, яка виконує корисну роботу, до повної потужності, яка передається в мережі. Чим ближче коефіцієнт потужності до одиниці, тим краще використовується електроенергія. Знайдемо фактичне значення коефіцієнта активної потужності до компенсації реактивної потужності на шині 10 кВ центра живлення:

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{сум}}}{P_{\text{сум}}}; \quad (2.41)$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{10853,71}{93851,7} = 0,115 ;$$

$$\cos\varphi = (\arctg\varphi); \quad (2.42)$$

$$\cos\varphi = \cos(\arctg 0,115) = 0,99.$$

Так як значення  $\cos\varphi$  перевищує 0,99, то компенсація реактивної потужності не потрібна.

Отримане значення сумарної повної потужності на шинах 10 кВ центру живлення становить 94477,22 кВА.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 42 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Цей показник є визначальним для оцінки загальної завантаженості системи та підтверджує правильність попередньо прийнятих рішень щодо конфігурації електричної мережі. Розраховане навантаження дозволяє коректно оцінити струми нормального та післяаварійного режимів, вибрати відповідне комутаційне і захисне обладнання на стороні 10 кВ, а також слугує надійною базою для подальшого аналізу показників енергоефективності всієї системи електропостачання.

## **2.5 Розрахунок живлячих і розподільних мереж Вибір перерізу ліній низької напруги, що живлять житлові та громадські будівлі**

Мінімальні допустимі перерізи мережі з напругою до 1000 В повинні відповідати таким критеріям:

- У нормальному режимі експлуатації падіння напруги не повинно перевищувати встановленого допустимого значення:  $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$ ;

- У післяаварійному режимі допустиме падіння напруги може бути перевищене не більше ніж на 5%:  $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$ ;

- Струмова навантаженість у нормальному режимі має залишатися в межах допустимого значення, визначеного з урахуванням способу прокладання кабельної лінії та відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження.

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{пер}}, \quad (2.43)$$

де  $I_{\text{доп}}$  – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

$K_1$  – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії. Вважаємо, що кабелі прокладено під землею з температурою експлуатації +15°C, тому  $K_1 = 1$ ;

$K_2$  – коригуючий коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів. Приймаємо  $K_2 = 1$  для трьох Ж.Б.1, а також чотирьох Ж.Б.2;  $K_2 = 0,65$  для шести Ж.Б.3;  $K_2 = 0,8$  для двох Ж.Б.4;  $K_2 = 0,95$  для двох Ж.Б.5;  $K_2 = 0,8$  для школи, дитячого садка та адміністративного закладу ;

$K_{\text{пер}}$  – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ,  $K_{\text{пер}} = 1,3$ . Розглянемо тільки післяаварійний режим роботи, так як в цьому режимі навантаження більше, тому якщо КЛ пройде перевірку у післяаварійному режимі, то і пройде в нормальному режимі.

Довжини всіх ділянок лінії низької напруги наведено в таблиці 2.7

Навантаження об'єктів наведено в таблиці 2.7

Проведемо розрахунок на прикладі багатоквартирного будинку ж/б 1:

Визначаємо розрахункове струмове навантаження на головних ланках у напрямі від ТП5 та від ТП6:

$$I_{A1} = \frac{\sqrt{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{\sqrt{235,84^2 + 109,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 395,25 \text{ A}, \quad (2.44)$$

Обираєм з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{A1}}{K_1 K_2 K_{\text{пер}}} \geq \frac{395,25}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 304 \text{ A},$$

АВВГ 5×240,  $I_{\text{доп}} = 304 \text{ A}$ ,  $r_0 = 0,125 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,0587 \text{ Ом/км}$ .

Розраховуємо втрату напруги (у відсотках від номінального значення) на ділянці мережі:

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 44 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1} r_0 L_{кл}}{10 U_H^2} = \frac{235,84 \cdot 0,125 \cdot 0,05}{10 \cdot 0,4^2} = 1,02 \%, \quad (2.45)$$

Втрата напруги у післяаварійному режимі не повинна перевищувати допустиму величину +5%:

$$\Delta U_{A1} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\% \rightarrow 1,02\% \leq 10\%,$$

Отже, обрали АВВГ 5×240, I<sub>доп</sub> = 330 А, r<sub>0</sub> = 0,125 Ом/км, x<sub>0</sub> = 0,0587 Ом/км.

Для інших об'єктів розрахунків проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – Вибір перерізу ліній низької напруги

| Об'єкт    | L,<br>км | I <sub>p</sub> , А | Марка<br>кабелю | I <sub>доп</sub> ,<br>А | r <sub>0</sub> ,<br>Ом/км | x <sub>0</sub> ,<br>Ом/км | ΔU≤10% |
|-----------|----------|--------------------|-----------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------|--------|
| Ж.Б.1.1   | 0,05     | 304                | АВВГ 5×240      | 330                     | 0,125                     | 0,0587                    | 1,02   |
| Ж.Б.1.2   | 0,05     | 304                | АВВГ 5×240      | 330                     | 0,125                     | 0,0587                    | 1,02   |
| Ж.Б.1.3   | 0,05     | 304                | АВВГ 5×240      | 330                     | 0,125                     | 0,0587                    | 1,02   |
| Ж.Б.2.1   | 0,06     | 205,63             | АВВГ 5×185      | 286                     | 0,164                     | 0,0596                    | 1,26   |
| Ж.Б.2.2   | 0,06     | 205,63             | АВВГ 5×185      | 286                     | 0,164                     | 0,0596                    | 1,26   |
| Ж.Б.2.3   | 0,06     | 205,63             | АВВГ 5×185      | 286                     | 0,164                     | 0,0596                    | 1,26   |
| Ж.Б.2.4   | 0,06     | 205,63             | АВВГ 5×185      | 286                     | 0,164                     | 0,0596                    | 1,26   |
| Ж.Б.3.1   | 0,08     | 79,29              | АВВГ 5×25       | 93                      | 1,2                       | 0,0662                    | 3      |
| Ж.Б.3.2   | 0,08     | 79,29              | АВВГ 5×25       | 93                      | 1,2                       | 0,0662                    | 3      |
| Ж.Б.3.3   | 0,08     | 79,29              | АВВГ 5×25       | 93                      | 1,2                       | 0,0662                    | 3      |
| Ж.Б.3.4   | 0,08     | 79,29              | АВВГ 5×25       | 93                      | 1,2                       | 0,0662                    | 3      |
| Ж.Б.3.5   | 0,08     | 79,29              | АВВГ 5×25       | 93                      | 1,2                       | 0,0662                    | 3      |
| Ж.Б.3.6   | 0,08     | 79,29              | АВВГ 5×25       | 93                      | 1,2                       | 0,0662                    | 3      |
| Ж.Б.4.1   | 0,09     | 132,29             | АВВГ 5×50       | 137                     | 0,641                     | 0,0625                    | 3,6    |
| Ж.Б.4.2   | 0,09     | 132,29             | АВВГ 5×50       | 137                     | 0,641                     | 0,0625                    | 3,6    |
| Ж.Б.5.1   | 0,1      | 212,97             | АВВГ 5×120      | 224                     | 0,253                     | 0,0602                    | 2,1    |
| Школа     | 0,09     | 617                | ВВГ 5×400       | 650                     | 0,043                     | 0,08                      | 1,14   |
| Дит/садок | 0,07     | 11                 | ВВГ 5×2,5       | 26                      | 12,1                      | 0,104                     | 3,1    |
| Адмін/зак | 0,1      | 93,4               | АВВГ 5×150      | 113                     | 0,868                     | 0,0637                    | 2,98   |

Визначимо перерізи кабельних ліній 10 кВ Л1–Л6 для роботи в післяаварійному режимі. При цьому передбачаємо, що перерізи парних ліній є однаковими:  $L1 = L2$ ,  $L3 = L4$ ,  $L5 = L6$ . Для розрахунків приймаємо максимальні можливі навантаження на кожній ділянці мережі.

Почнемо з визначення необхідного перерізу для ліній Л1 і Л2. Для цього обчислимо навантаження, яке припадає на Л1 і Л2, що живлять трансформаторні підстанції ТП1, ТП2 ТП3 і ТП4.

Розраховуємо переріз лінії Л1 і Л2:

Знаходимо навантаження Л1, Л2 які живлять ТП1–4:

$$S_{Л1.2}^{п/а} = K_{см} \cdot \sum_i^n S_{ТПi}, \quad (2.46)$$

де  $K_{см}$  – коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторів, який обирається з таблиці 2.2

$$S_{Л1.2} = 0,7 \cdot \sqrt{(303,19 + 380 + 230 + 400)^2 + (132,05 + 60 + 60 + 70)^2} = 945,82 \text{ кВА.}$$

Визначаємо розрахункове струмове навантаження:

$$I_{Л1.2} = \frac{S_{Л1.2}}{\sqrt{3}U_n}; \quad (2.47)$$

$$I_{Л1.2} = \frac{945,82}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54,6 \text{ А.}$$

Обираєм з таблиці 2.7 найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{Л1.2}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер}}, \quad (2.48)$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 46 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

де  $K_1 = 1$ ;

$K_2 = 0,8$ ;

$K_{\text{пер}}$  – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ,  $K_{\text{пер}} = 1,25$ .

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{54,6}{1 \cdot 0,8 \cdot 1,25} \geq 54,6 \text{ А.}$$

Таким чином, обрано КЛ марки АПвП 3×35 з алюмінієвими жилами ( $r_0 = 0,868 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ;  $x_0 = 0,095 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ;  $I_{\text{доп}} = 132 \text{ А}$ ).

Для ЛЗ, Л4 та Л5, Л6 проводимо розрахунок аналогічно та заносимо отримані значення перерізів ліній 10кВ у таблицю 2.8

Таблиця 2.8 - Вибір перерізу ліній в післяаварійному режимі напругою 10кВ

| Лінія | S, кВА  | ТП, що живляться | I, А   | Марка     | I <sub>доп</sub> , А |
|-------|---------|------------------|--------|-----------|----------------------|
| Л1,2  | 945,82  | ТП1–4            | 54,6   | АПвП 3х35 | 132                  |
| Л3,4  | 2337,96 | ТП5-6            | 134,94 | АПвП 3х50 | 158                  |
| Л5,6  | 3283,78 | ТП1–6            | 189,58 | АПвП 3х70 | 196                  |

Як видно з результатів, наведених у таблиці 2.8, вибрані перерізи кабельних ліній напругою 10 кВ (марки АПвП) повністю задовольняють умови роботи в післяаварійних режимах. Струмове навантаження кожної з магістралей (Л1-Л2, Л3-Л4 та Л5-Л6) у разі відключення однієї з паралельних ліній не перевищує максимально допустимих тривалих струмів ( $I_{\text{доп}}$ ) для відповідних перерізів жил (35, 50 та 70 мм<sup>2</sup>). Зокрема, найбільше струмове навантаження в післяаварійному режимі припадає на лінію Л5,6, яка забезпечує сумарне живлення трансформаторних підстанцій ТП1–ТП6, і становить 189,58 А.

Вибраний для цієї ділянки кабель АПвП 3х70 із допустимим струмом 196 А забезпечує надійне функціонування мережі.

## 2.6 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури для модернізованої системи електропостачання інструментального цеху та прилеглого мікрорайону здійснюється з метою забезпечення надійної комутації кіл у нормальних режимах роботи, а також для миттєвого відключення пошкоджених ділянок мережі при виникненні струмів короткого замикання (КЗ).

Основними критеріями вибору комутаційних апаратів є їх відповідність параметрам мережі за номінальною напругою та номінальним струмом, а також перевірка на комутаційну здатність (електродинамічну та термічну стійкість до струмів КЗ).

Для підключення двотрансформаторної підстанції до розподільної мережі на стороні високої напруги (10 кВ) обрано сучасні комірки серії SM6 (Schneider Electric) з вакуумними вимикачами типу Evolis. Вони забезпечують високий комутаційний ресурс та дозволяють легко інтегрувати підстанцію в систему автоматизованого диспетчерського керування підприємством.

На стороні низької напруги (0,4 кВ), оскільки для живлення спільного навантаження цеху та мікрорайону застосовуються силові трансформатори потужністю 400 кВА (ТМ-400/10) з розрахунковим номінальним струмом близько 577 А, ввідні автоматичні вимикачі повинні витримувати післяаварійне перевантаження (до 140%). В якості ввідних апаратів до головного розподільного щита (ГРЩ) та як секційний вимикач для схеми АВР вибрано автоматичні вимикачі в литому корпусі серії Compact NSX630F (на 630 А) виробництва Schneider Electric з електронними розчіплювачами Micrologic для точного налаштування селективного захисту.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 48 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Для захисту ліній, що відходять від ГРЩ 0,4 кВ до силових пунктів інструментального цеху (СП-1, СП-2) та навантажень житлового мікрорайону, застосовуються автоматичні вимикачі серії Compact NSX номіналами від 100 А до 400 А залежно від розрахункового струму конкретної лінії.

Окремої уваги вимагає підключення інверторного комплексу Установки зберігання енергії (УЗЕ). Оскільки УЗЕ працює у двонаправленому режимі (споживає енергію під час нічного заряду та генерує її під час денного розряду для зрізання піків), комутаційний апарат повинен надійно працювати при реверсивних потоках потужності. Для підключення інвертора потужністю 150 кВт (розрахунковий струм близько 240 А) обрано автоматичний вимикач Compact NSX250N на 250 А. Його висока швидкодія відключення надійно захищає літій-іонні батареї та електроніку інвертора у разі виникнення короткого замикання на збірних шинах ГРЩ.

## **2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання**

### **2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ**

#### **2.7.1.1 Побудова розрахункової схеми та розрахунок параметрів елементів схеми заміщення**

Коротким замиканням (КЗ) називають аварійне електричне з'єднання між фазами або між фазою і землею, що не передбачене нормальними умовами роботи електроустановки. Таке з'єднання викликає різке зростання струму, який значно перевищує допустимі величини для сталого режиму. У процесі експлуатації систем електропостачання (СЕП) короткі замикання є однією з основних причин виникнення перехідних процесів.

Особливої актуальності розрахунок струмів КЗ набуває у зв'язку з інтеграцією до мережі 0,4 кВ установки зберігання енергії (УЗЕ).

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 49 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Наявність додаткового активного джерела живлення (інвертора акумуляторної батареї) вимагає перевірки його впливу на струми КЗ та оцінки здатності існуючої комутаційної апаратури локалізувати пошкодження без шкоди для чутливого прецизійного обладнання.

Головною метою виконання даного розрахунку є:

1. Визначення максимальних (ударних) та мінімальних (однофазних) значень струмів КЗ у ключових точках мережі (на шинах 10 кВ та 0,4 кВ).
2. Перевірка обраних комутаційних апаратів (автоматичних вимикачів) на електродинамічну стійкість та здатність гарантовано розірвати струм КЗ.
3. Перевірка обраних перерізів кабельних ліній на термічну стійкість до струмів КЗ.
4. Створення базисної інформації для подальшого налаштування уставок мікропроцесорного релейного захисту.

Згідно з вимогами керівних вказівок щодо розрахунку струмів короткого замикання та нормами ПУЕ[1], для інженерного розрахунку приймається ряд загальноприйнятих спрощувальних припущень, які не вносять суттєвої похибки у кінцевий результат:

1. Вважається, що всі джерела живлення (енергосистема) працюють синхронно, а їхня електрорушійна сила (ЕРС) та напруга на затискачах є незмінними у часі (система нескінченної потужності).
2. Трифазна система вважається ідеально симетричною.
3. Струми намагнічування силових трансформаторів та ємнісні струми кабельних ліній не враховуються через їх малу величину порівняно зі струмами КЗ.
4. Активним опором елементів мережі на стороні вище 1 кВ (системи) нехтуємо, оскільки він значно менший за індуктивний ( $r$ ). Проте на стороні 0,4 кВ активні опори трансформатора, шин та перехідних контактів обов'язково враховуються.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 50 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

На основі генерального плану та обраної конфігурації мережі складаємо розрахункову схему та схему заміщення для визначення струмів КЗ. Живлення здійснюється від потужної електроенергетичної системи напругою 10 кВ.

Від шин центру живлення електроенергія передається по кабельних лініях (Л5, Л1) до знижувальної двотрансформаторної підстанції 10/0,4 кВ (ТП1).

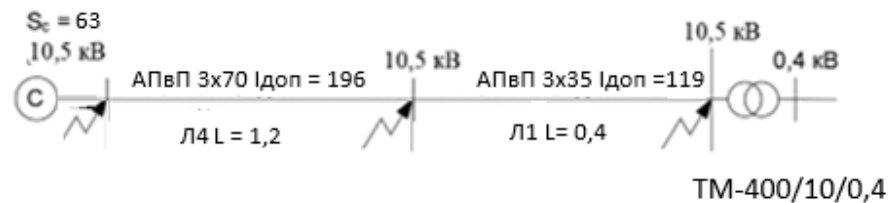


Рисунок 2.4– Розрахункова схема

Зі схеми бачимо, що живлення здійснюється від електроенергетичної системи. Від шин цієї підстанції живлення йде по кабельним лініям (Л4, Л1) до понижуючого трансформатора 10/0,4.

Складаємо розрахункову схему та схему заміщення. Живлення здійснюється від електроенергетичної системи. Від шин системи живлення передається по кабельних лініях (Л5, Л1) до знижувального трансформатора 10/0,4 кВ (ТП1). Параметри елементів наведено у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри елементів розрахункової схеми

| Позначення на РС | Марка та переріз кабелю | L, км | r0, Ом/км | x0, Ом/км | Iдоп, А |
|------------------|-------------------------|-------|-----------|-----------|---------|
| Л4               | АПвП 3х70               | 1,2   | 0,443     | 0,086     | 196     |
| Л1               | АПвП 3х35               | 0,4   | 0,868     | 0,095     | 119     |

В розрахунках цього розділу орієнтуватимемось на вибрані за довідником дані. Після складання розрахункової схеми складають спрощену схему заміщення, де кожен елемент РС представлений своєю схемою заміщення в індуктивних опорах.

Схема заміщення (СЗ) - це електрична схема, яка відповідає за структурою РС і в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними. СЗ складається для однієї фази як сукупність СЗ її окремих елементів, зв'язаних між собою в тій же послідовності, що і на розрахунковій схемі.

Так як розрахунок режиму КЗ необхідно виконувати для декількох точок КЗ, складаємо загальну СЗ і розрахунок параметрів елементів СЗ здійснюємо один раз при загальних базисних умовах.

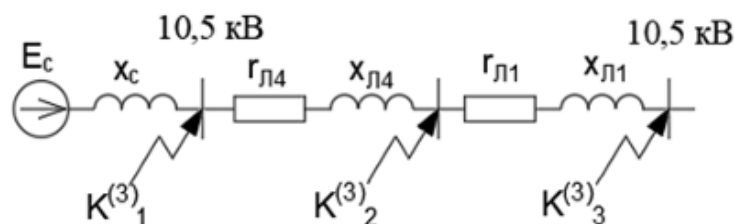


Рисунок 2.5 - Загальна схема заміщення

### 2.7.1.2 Розрахунок трифазного короткого замикання

Відповідно до таблиці 2.9 визначаємо параметри елементів схеми заміщення.

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ}$$

Енергосистеми:

$$S_c = 3200 \text{ МВА},$$

$$x_c = x_c'' \cdot \frac{U_c^2}{S_c} = 0,23 \cdot \frac{10500^2}{3200000000} = 0,00792 \text{ Ом}, \quad (2.49)$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |    |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 52 |

$$E_c = \frac{U_6}{\sqrt{3}} = \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 6,06. \quad (2.50)$$

Кабельні лінії КЛ4 та КЛ1:

$$r_{Л4} = r_{0Л4} \cdot L_4 = 0,443 \cdot 1,2 = 0,532 \text{ Ом}, \quad (2.51)$$

$$x_{Л4} = x_{0Л4} \cdot L_{Л4} = 0,086 \cdot 1,2 = 0,103 \text{ Ом}, \quad (2.52)$$

$$r_{Л1} = r_{0Л1} \cdot L_{Л1} = 0,868 \cdot 0,4 = 0,347 \text{ Ом}, \quad (2.53)$$

$$x_{Л1} = x_{0Л1} \cdot L_{Л1} = 0,095 \cdot 0,4 = 0,038 \text{ Ом}, \quad (2.54)$$

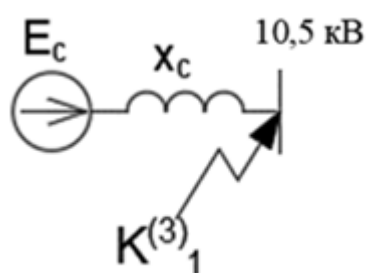


Рисунок 2.6 – Еквівалентна схема заміщення точки  $K_1^{(3)}$

$$r_{рез} = 0$$

$$x_{рез} = x_c = 0,007 \text{ Ом},$$

$$Z_{рез} = \sqrt{r_{рез}^2 + x_{рез}^2} = 0,007,$$

$$I_{K1} = \frac{E_c}{Z_{рез}} = 765,43 \text{ кА},$$

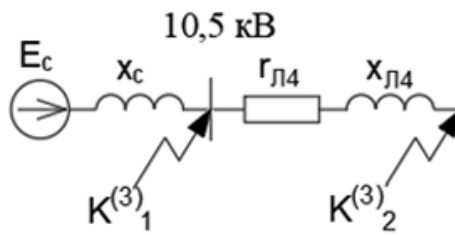


Рисунок 2.7 – Еквівалентна схема заміщення для точки  $K_2^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{л4}} = 0,532 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез}} = x_c + x_{\text{л4}} = 0,111 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = 0,543 \text{ Ом},$$

$$I_{K32} = \frac{E_c}{Z_{\text{рез}}} = 11,16 \text{ кА},$$

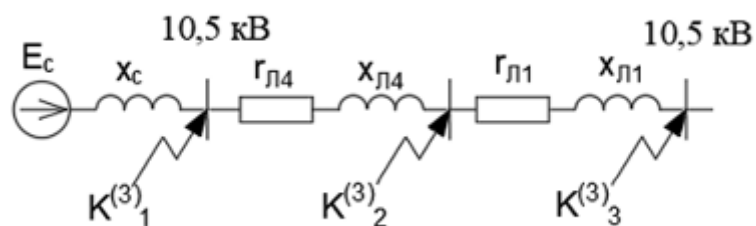


Рисунок 2.8 – Еквівалентна схема заміщення для точки  $K_3^{(3)}$

$$r_{\text{рез}} = r_{\text{л4}} + r_{\text{л1}} = 0,878 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{рез}} = x_c + x_{\text{л4}} + x_{\text{л1}} = 0,149 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{рез}}^2 + x_{\text{рез}}^2} = 0,891 \text{ Ом},$$

$$I_{\text{КЗЗ}} = \frac{E_c}{Z_{\text{рез}}} = 6,8 \text{ кА},$$

Визначаємо інші електричні характеристики точки К<sub>З</sub><sup>(3)</sup>

Визначаємо сталу затухання аперіодичної складової:

$$T_{\text{аКЗ}} = \frac{x_{\text{рез}}}{\omega \cdot r_{\text{рез}}} = 0,00054 \quad (2.55)$$

де  $\omega = 2\pi \cdot f$  - кутова частота.

Визначаємо ударний коефіцієнт, враховуючи значення сталої часу затухання аперіодичної складової та час настання ударного струму:

Визначаємо ударний коефіцієнт, враховуючи значення сталої часу затухання аперіодичної складової та час настання ударного струму:

$$\kappa_{\text{уКЗ}} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{\text{аКЗ}}}} = 1 \quad (2.56)$$

Враховуючи значення над перехідного струму та ударного коефіцієнту, знаходимо ударне значення струму та максимальне діюче значення повного струму:

$$i_{\text{уКЗ}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уКЗ}} \cdot I_{\text{КЗ}} = 9,62 \text{ кА}, \quad (2.57)$$

$$I_{\text{ДКЗ}} = I_{\text{КЗ}} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уКЗ}} - 1)^2} = 6,8 \text{ кА.} \quad (2.58)$$

де  $i_{\text{уКЗ}}$  - ударне значення струму;

$i_{\text{ДКЗ}}$  - найбільше діюче значення повного струму.

Розраховуємо значення теплового імпульсу, де враховуємо повний час проходження КЗ.

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{\text{аКЗ}}) = 8,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.59)$$

де  $t_{\text{відкл}} = t_{\text{з}} + t_{\text{вимик}}$  час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

Проводимо аналогічний розрахунок для всіх точок КЗ та зводимо результати у таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати розрахунків струмів КЗ

| Точка КЗ | $x_{\Sigma i}$ | $r_{\Sigma i}$ | $I_i''$ , кА | $T_{aki}$ , с | $k_{уди}$ | $i_{уди}$ , кА | $I_{ді}$ , кА | $B_{кі}$ , кА <sup>2</sup> ·с |
|----------|----------------|----------------|--------------|---------------|-----------|----------------|---------------|-------------------------------|
| К1       | 0,007          | 0              | 765,43       | -             | -         | -              | -             | -                             |
| К2       | 0,111          | 0,532          | 11,16        | 0,0066        | 1         | 15,78          | 11,16         | 22,5                          |
| К3       | 0,149          | 0,879          | 6,8          | 0,00054       | 1         | 9,62           | 6,8           | 8,35                          |

Вибір комутаційних апаратів за умовами нормального режиму проведено в 2.11

Таблиця 2.11 – Перелік комутаційних апаратів за умовами нормального режиму

| Напруга | Вибраний елемент              | Параметри                  | Умови перевірки                               | Розрахункові дані       | Каталожні дані         |
|---------|-------------------------------|----------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------|------------------------|
| 10 кВ   | Вимикач<br>ВР2-10/1600-31,5УЗ | Струм динамічної стійкості | $i_{уд} \leq i_{max}$<br>$I'' \leq I_{ВИМИК}$ | 7,665 кА<br>3,962 кА    | 51 кА<br>31,5 кА       |
|         |                               | Тепловий імпульс           | $В_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$                  | 2,983 кА <sup>2</sup> с | 1200 кА <sup>2</sup> с |
|         |                               | Струм динамічної стійкості | $i_{уд} \leq i_{max}$<br>$I'' \leq I_{ВИМИК}$ | 7,665кА<br>3,962 кА     | 52 кА<br>20 кА         |
|         |                               | Тепловий імпульс           | $В_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$                  | 2,983кА <sup>2</sup> с  | 1200 кА <sup>2</sup> с |

Перевірка проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} < F$$

де F – переріз вибраного кабелю, мм<sup>2</sup>;

F<sub>min</sub> – мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості, мм<sup>2</sup>.

Величину F<sub>min</sub> розраховуємо за формулою:

$$F_{min} = В_k C.$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ, C=75 А·с/мм<sup>2</sup>

Для ПЛ1:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{5,18 \cdot 10^3}}{75} = 30,346 \text{ мм}^2 \quad (2.60)$$

Результати розрахунків наводимо у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Перевірка перерізів ПЛ і КЛ.

| Ділянка | $F_{\text{поч}},$ | $B_k,$<br>$\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | $F_{\text{мін}}, \text{мм}^2$ | $F_{\text{об}}, \text{мм}^2$ |
|---------|-------------------|----------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| ПЛ 1    | 150               | 5,18                                   | 30,346                        | 150                          |
| ПЛ4     | 150               | 2,983                                  | 23,028                        | 150                          |

### 2.7.1.3 Розрахунок однофазного короткого замикання

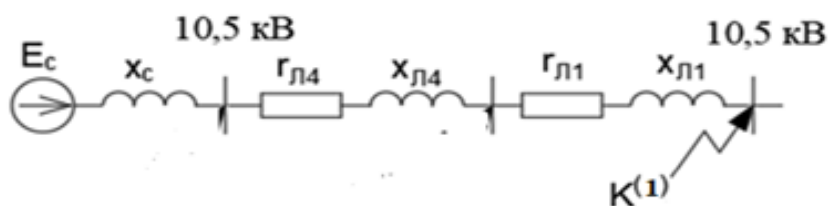


Рисунок 2.9 – Схема однофазного короткого замикання

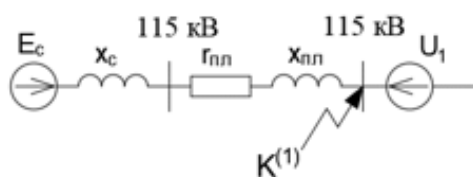


Рисунок 2.10 – Пряма схема заміщення

$$r_{1\text{рез}} = r_{\text{пл1}} + r_{\text{пл4}} = 0,878 \text{ Ом},$$

$$x_{1\text{рез}} = x_c + x_{\text{пл1}} + x_{\text{пл4}} = 0,149 \text{ Ом},$$

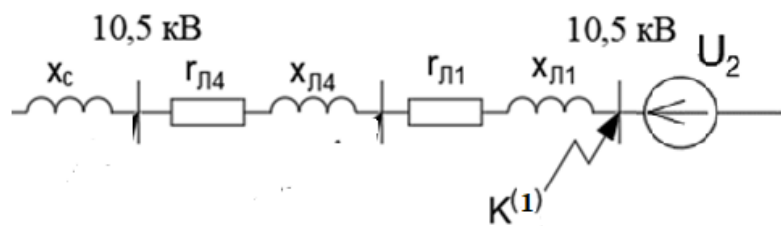


Рисунок 2.11 – Зворотня схема заміщення

$$r_{2рез} = r_{пл1} + r_{пл4} = 0,878 \text{ Ом},$$

$$x_{2рез} = x_{пл1} + x_{пл4} = 0,141 \text{ Ом},$$

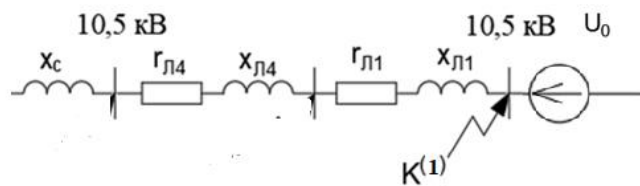


Рисунок 2.12 – Нульова схема заміщення

$$r_{пл0} = 3,5 \cdot r_{пл} = 3,075 \text{ Ом}, \quad (2.61)$$

$$x_{пл0} = 3,5 \cdot x_{пл} = 1,488 \text{ Ом}, \quad (2.62)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 16$$

$$x_{с0} = \frac{3}{\sqrt{3}} \cdot \frac{E_c}{I_{кз}^{(1)}} - (x_{с1} + x_{с2}) = 1,120 \text{ Ом}, \quad (2.63)$$

$$r_{0рез} = r_{пл01} + r_{пл04} = 0,878 \text{ Ом}, \quad (2.64)$$

$$x_{0\text{рез}} = r_{\text{пл}01} + r_{\text{пл}04} = 0,1410\text{м}, \quad (2.65)$$

Тепер знаходимо струм КЗ в точці К<sup>(1)</sup>

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_c}{\sqrt{3} \sqrt{(r_{1\text{рез}} + r_{2\text{рез}} + r_{0\text{рез}})^2 + (x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}})^2}} = 5,37 \text{ кА} \quad (2.66)$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_{ak}^{(1)} = \frac{x_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot r_{\Sigma}^{(1)}} = 0,0018 \text{ с},$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт при однофазному КЗ:

$$k_{\text{уд}}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak2}^{(1)}}} = 1,$$

Розраховуємо ударний струм при однофазному КЗ:

$$i_{\text{уд}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}2}^{(1)} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(1)} = 7,57 \text{ кА}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повного струму короткого замикання:

$$I_{\text{д}}^{(1)} = I_{\text{КЗ}}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд}2}^{(1)} - 1)^2} = 5,37 \text{ кА};$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 60 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_K^{(1)} = I_{K3}^{(1)2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{ak2}^{(1)}) = 3,51$$

де  $t_{\text{відімк}}$  – час від початку КЗ до його відімкнення, с.

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$  – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$  – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

Результати розрахунків для точки К2 заносимо до таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Результати розрахунків для точки К1

| Точка<br>КЗ      | $x_{\Sigma}^{(1)}$ | $r_{\Sigma}^{(1)}$ | $I_{K3}^{(1)}$ ,<br>кА | $T_{ak}^{(1)}$ , с | $k_{уд}^{(1)}$ | $i_{уд}^{(1)}$ ,<br>кА | $I_d^{(1)}$ ,<br>кА | $B_K^{(1)}$ ,<br>кА <sup>2</sup> ·с |
|------------------|--------------------|--------------------|------------------------|--------------------|----------------|------------------------|---------------------|-------------------------------------|
| К <sup>(1)</sup> | 1,7                | 2,92               | 5,37                   | 0,0018             | 1              | 7,57                   | 5,37                | 3,51                                |

## 2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

### 2.7.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Опори збірних шин та їх з'єднання мають істотний вплив на струми КЗ в мережі до 1 кВ, а також трансформатори струму, розмикаючі котушки автоматичних вимикачів. Помітний вплив мають опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, перехідний опір контакту в місці КЗ, також зажимних контактів апаратів.

Всі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, будемо враховувати при розрахунках. Розрахунок проведемо в іменованих одиницях.

Вихідні дані :

Система: струм КЗ  $I_{K33}^3 = 6,8$  кА,

Приймаємо трансформатор типу ТМ-400/10/0,4 з такими паспортними даними

$$S_H = 400 \text{ кВА}, U_{HB} = 10 \text{ кВ}, U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}, \Delta P_{K3} = 5,5 \text{ кВт}, U_K = 4,5 \% \\ \Delta I_{xx} = 2,1\%, \Delta P_{xx} = 1,05 \text{ кВт}$$

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ:  $l_{ш} = 5 \text{ м}$ , метал – Al,  $r_{ш.о} = 0,1 \text{ Ом/км}$ ,  $x_{ш.о} = 0,13 \text{ Ом/км}$ ,  $S = 80 \times 8 \text{ мм}^2$ .

QF; тип АВМ 12П,  $I_{ном} = 1200 \text{ А}$ ,  $QF_1$ ; тип ВА-51-35М2,  $I_{ном} = 250 \text{ А}$ .

Трансформатор струму ТС:  $r_{ТС} = 0,2 \text{ мОм}$ ,  $x_{ТС} = 0,05 \text{ мОм}$ .

Опори котушок включення автоматичних вимикачів:  $X_{KB.SF} = 0,07 \text{ мОм}$ ,  $R_{KB.SF} = 0,13 \text{ мОм}$ .

Опори контактів автоматичних вимикачів:  $r_{KSF} = 0,14 \text{ мОм}$ ,  $R_{б.к} = 0,003 \text{ мОм}$



Рисунок 2.13 – Розрахункова схема

Опір системи:

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{K33}^2 \cdot U_{HB}} = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 6,8 \cdot 10} = 0,001358 \text{ Ом} = 1,358 \text{ мОм}, \quad (2.67)$$

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{HH}^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 5,5 \text{ мОм}, \quad (2.68)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2 \cdot 10^6}{S_H} \quad (2.69)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{5,5}{400}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{400} = 17,139 \text{ мОм}$$

Опори шин

$$r_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} = 0,1 \cdot 0,005 = 0,0005 \text{ Ом} = 0,5 \text{ мОм} \quad (2.70)$$

$$x_{ш} = x_{ш.0} \cdot l_{ш} = 0,13 \cdot 0,005 = 0,00065 \text{ Ом} = 0,65 \text{ мОм} \quad (2.71)$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$R_{б.к} = 0,003 \text{ мОм}$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точці

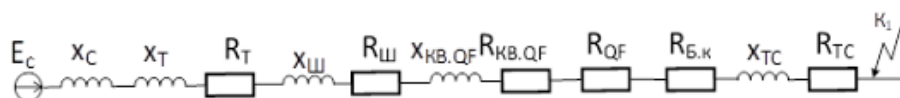


Рисунок 2.14 – Схема заміщення

Еквівалентуємо СЗ:

$$x_1 = x_c + x_T + X_{KB.SF} + x_{ш} + x_{TC}$$
$$x_1 = 1,358 + 17,139 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 19,267 \text{ мОм}$$

$$r_1 = r_{ш} + 4 \cdot R_{б.к} + R_{KB.SF} + r_T + r_{K_{SF}} + r_{TC}$$
$$r_1 = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,482 \text{ мОм}$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_4^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_1^2 + r_1^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{19,267^2 + 6,482^2}} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 20,328} = 11,929 \text{ кА} \quad (2.72)$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{ak4}^{(3)} = \frac{x_1}{\omega \cdot r_1} = \frac{19,267}{314 \cdot 6,482} = 0,00947 \text{ с}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к4}^{(3)} = I_4^{(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак4}^{(3)}),$$

де  $t_{відімк}$ -час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик},$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 64 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

$t_{\text{вимик}} = 0,08$  - час вимкнення вимикача, с;

$$B_{\text{к4}}^{(3)} = 11,929^2 \cdot (0,18 + 0,00947) = 142,30 \cdot 0,18947 = 26,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{\text{уд4}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак6}}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,00947}} = 1 + 0,348 = 1,348 \text{ с}, \quad (2.73)$$

$$i_{\text{уд4}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд4}}^{(3)} \cdot I_4^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,348 \cdot 11,929 = 22,74 \text{ кА}, \quad (2.74)$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$\begin{aligned} I_{\text{у4}}^{(3)} &= I_4^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд4}}^{(3)} - 1)^2} = 11,929 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,348 - 1)^2} \\ &= 11,929 \cdot 1,114 = 13,29 \text{ кА}, \end{aligned}$$

### 2.7.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ

Проведемо розрахунок струму однофазного КЗ в  $K_4^{(1)}$ .

Схема заміщення прямої послідовності

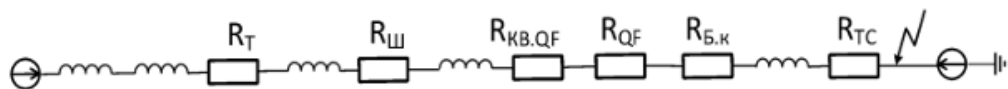


Рисунок 2.15 – СЗ прямої послідовності

$$x_1 = x_c + x_T + x_{\text{КВ.SF}} + x_{\text{ш}} + x_{\text{ТС}},$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 65 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

$$x_1 = 1,358 + 17,139 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 19,267 \text{ мОм}$$

$$r_1 = r_{\text{ш}} + 4 \cdot R_{\text{б.к}} + R_{\text{КВ.СФ}} + r_{\text{Т}} + r_{\text{КСФ}} + r_{\text{ТС}}.$$

$$r_1 = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 5,5 + 0,14 + 0,2 = 6,482 \text{ мОм},$$

Схема заміщення нульової послідовності:

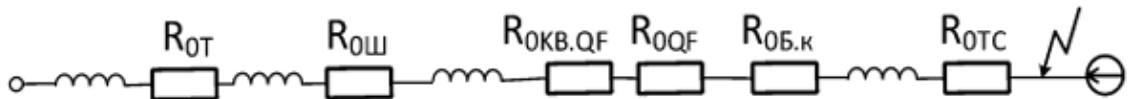


Рисунок 2.16 – Схема заміщення нульової послідовності

Опори нульової послідовності шин:

$$x_{\text{ш.0}} = 8,5 \cdot x_{\text{ш}} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,525 \text{ мОм},$$

$$r_{\text{ш.0}} = 10 \cdot r_{\text{ш}} = 10 \cdot 0,5 = 5,0 \text{ мОм},$$

Розрахунок еквівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для К<sub>4</sub><sup>(1)</sup>:

$$x_0 = x_{\text{Т0}} + x_{\text{КВ.QF0}} + x_{\text{ш0}} + x_{\text{ТС0}},$$

$$x_0 = 17,139 + 0,07 + 5,525 + 0,05 = 22,784 \text{ мОм},$$

$$r_0 = r_{\text{Т0}} + 4 \cdot r_{\text{б.к0}} + r_{\text{к.QF0}} + r_{\text{КВ.QF0}} + r_{\text{ш.0}} + r_{\text{ТС0}},$$

$$r_0 = 5,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,14 + 0,13 + 5,0 + 0,2 = 10,982 \text{ мОм},$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_4^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{\text{HH}}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_1 + r_0)^2 + (2 \cdot x_1 + x_0)^2}},$$

де  $x_0$  та  $r_0$  – індуктивний та активний опір схеми заміщення нульової послідовності,  $m = 3$ .

$$I_4^{(1)} = \frac{727,46}{\sqrt{23,946^2 + 61,318^2}} = \frac{727,46}{\sqrt{573,41 + 3759,90}} = \frac{727,46}{65,828} = 11,051 \text{ кА},$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{\text{ак4}}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_0}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_0)},$$

$$T_{\text{ак4}}^{(1)} = T_{\text{ак6}}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_0}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot (2 \cdot r_1 + r_0)} = \frac{61,318}{314 \cdot 23,946} = 0,00816 \text{ с},$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{\text{уд4}}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак6}}^{(1)}}} = k_{\text{уд4}}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак4}}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00816}} = 1 + 0,293 = 1,293,$$

Розрахунок ударного струму для К6(1):

$$i_{\text{уд4}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд4}}^{(1)} \cdot I_4^{(1)},$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 67 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

$$i_{уд4}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд4}^{(1)} \cdot I_4^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,293 \cdot 11,051 = 20,21 \text{ кА},$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$i_{y4}^{(1)} = I_4^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд4}^{(1)} - 1)^2},$$

$$\begin{aligned} I_{y4}^{(1)} &= I_4^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд4}^{(1)} - 1)^2} = 11,051 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,293 - 1)^2} \\ &= 11,051 \cdot 1,083 = 11,97 \text{ кА}, \end{aligned}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к4}^{(1)} = i_4^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак6}^{(1)}),$$

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик},$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ -час вимкнення вимикача, с;

$$B_{к4}^{(1)} = 11,051^2 \cdot (0,18 + 0,00816) = 122,12 \cdot 0,18816 = 22,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 68 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

### 2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та

#### ВИСНОВКИ

Дані комутаційного апарату та умови перевірки занесені в таблицю 2.14

Таблиця 2.14 – Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

| Напруга | Вибраний елемент | Параметри                  | Умови перевірки                    | Розрахункові дані        | Каталожні дані          |
|---------|------------------|----------------------------|------------------------------------|--------------------------|-------------------------|
| 0,4 кВ  | АВМ 12П          | Струм динамічної стійкості | $i_{уд} \leq i_{max}$              | 22,74 кА                 | 50 кА                   |
|         |                  |                            | $I'' \leq I_{вим}$                 | 11,93 кА                 | 25 кА                   |
|         |                  | Тепловий імпульс           | $B_k \leq I_{Т.с}^2 \cdot t_{Т.с}$ | 26,96 кА <sup>2</sup> ·с | 1200 кА <sup>2</sup> ·с |
| 0,4 кВ  | ВА-51-35М2       | Струм динамічної стійкості | $i_{уд} \leq i_{max}$              | 22,74 кА                 | 30 кА                   |
|         |                  |                            | $I'' \leq I_{вим}$                 | 11,93 кА                 | 18 кА                   |
|         |                  | Тепловий імпульс           | $B_k \leq I_{Т.с}^2 \cdot t_{Т.с}$ | 26,96 кА <sup>2</sup> ·с | 800 кА <sup>2</sup> ·с  |

З таблиці 2.14 можна побачити що обраний апарат відповідає вимогам та підходить для даного випадку.

Таким чином, в проєкті проведено розрахунок однофазного та трифазного струмів КЗ. Також проведено перевірку комутаційних апаратів.

## 2.8 Релейний захист та автоматика

### 2.8.1 Розрахунок струмового захисту лінії 10 кВ з використанням запобіжників. Вибір автоматичних вимикачів на стороні 0,4 кВ

Струмовий захист являє собою комплекс технічних рішень, призначених для убезпечення електричних мереж та устаткування від руйнівних наслідків перевантажень і струмів короткого замикання. Цей вид захисту реагує на перевищення струмом встановлених нормативних значень і вважається одним із базових та найдієвіших інструментів у сучасній електроенергетиці.

Основні різновиди струмового захисту:

1. Максимальний струмовий захист (МТЗ): Забезпечує відімкнення пошкодженої ділянки у разі, коли струм перевершує гранично допустиму норму (уставку). МТЗ може реалізовуватися як на базі класичних

електромеханічних, так і на основі сучасних електронних (мікропроцесорних) реле, генеруючи сигнал на відключення при досягненні заданого порогу.

2. Мінімальний струмовий захист (МінТЗ): Застосовується рідше та слугує переважно для фіксації неприпустимого зниження навантаження або повного зникнення живлення на контрольованій ділянці мережі.

3. Диференційний захист: Базується на безперервному порівнянні величин струму на вході та виході елемента, що захищається.

Вирізняється винятковою селективністю, високою точністю та мінімальним часом спрацювання.

Базові принципи дії струмових захистів:

1. За максимальною величиною струму: Апаратура ініціює відключення, якщо фактичний струм у лінії стає більшим за наперед розраховану уставку спрацювання.

2. Миттєва (незалежна) дія: Застосовується при виникненні критично високих струмів (струмова відсічка), коли захист спрацьовує миттєво, без штучної витримки часу.

3. Зворотно залежна витримка часу (залежна характеристика): Алгоритм роботи, за якого швидкість відключення обернено пропорційна величині перевантаження: що вище значення струму пошкодження, то швидше апарат подає сигнал на спрацювання[6].

### **2.8.2 Елементи струмового захисту**

Елементи струмів мережі до рівнів, які є безпечними та придатними для вимірювання вторинними приладами. Окрім інформаційної функції, вони забезпечують надійну гальванічну розв'язку вторинних кіл захисту й автоматики від високої первинної напруги.

Реле захисту: Виступають у ролі вимірювально-логічних органів, які безперервно аналізують рівень струму, що надходить від ТС. У разі виявлення перевищення контрольованим параметром встановленого порогу (уставки) реле формує керуючий імпульс на відключення.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 70 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Комутаційні апарати (силові або автоматичні вимикачі): Здійснюють безпосереднє розмикання силових контактів і деіонізацію (гасіння) електричної дуги при отриманні командного сигналу від логічної частини захисту. Залежно від класу напруги та умов експлуатації застосовують низьковольтні автоматичні вимикачі, вимикачі навантаження, а також високовольтні вакуумні, елегазові чи масляні вимикачі.

Переваги застосування струмового захисту:

Технічна простота та експлуатаційна надійність: Схеми струмових захистів є відносно нескладними в реалізації, алгоритмах розрахунку, монтажі та подальшому сервісному обслуговуванні.

Висока швидкодія: Локалізація та ліквідація аварійних режимів у зоні безпосереднього пошкодження (зокрема, завдяки використанню струмових відсічок) відбувається за мінімальний час, що упереджує руйнування суміжного обладнання.

Гнучкість налаштувань: Існує можливість точного вибору та оперативного коригування параметрів уставок і часових характеристик спрацювання під мінливі конфігурації схеми електропостачання.

Недоліки струмового захисту:

Обмежена селективність (вибірковість): За певних умов (наприклад, за малого розгалуження мережі або близьких значень струмів КЗ) захист спроможний реагувати на аварійні процеси у суміжних зонах, що може призвести до неселективних вимкнень.

Вплив динаміки навантаження: Налагодження оптимальної чутливості суттєво ускладнюється в електричних мережах із різко змінними, циклічними або нелінійними графіками електроспоживання.

### 2.8.3 Вибір комутаційних апаратів на стороні 0,4 кВ

Номінальна напруга вимикача  $U_{a.ном.}$  повинна бути не меншою напруги мережі  $U_{м.ном.}$ , в якій він буде працювати:

$$U_{a.ном.} \geq U_{м.ном.}$$

Для вимикачів, які захищають асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, номінальний струм головного кола вимикача  $I_{a.ном.}$  та номінальний струм розчіплювачів  $I_{р.ном.}$  повинні бути не меншими від номінального струму двигуна  $I_{дв.ном.}$ :

$$I_{a.ном.} \geq I_{дв.ном.} \quad I_{р.ном.} \geq I_{дв.ном.}$$

При захисті групи електродвигунів номінальний струм розчіплювачів автомата повинен бути не меншим суми номінальних струмів двигунів:

$$I_{р.ном.} \geq \sum I_{дв.ном.}$$

Кратність струму спрацювання електромагнітних розчіплювачів (кратність відсічки) вибирають за даними таблиці 2.14 та з технічних характеристик відповідних вимикачів. Крім того, автоматичні вимикачі вибирають за конструктивними ознаками, за ступенем захисту від впливу навколишнього середовища та за стійкістю проти комутаційних спрацювань. До конструктивних ознак відносять: конструктивне виконання, кількість полюсів, вид і кількість розчіплювачів максимального струму, наявність та параметри додаткових розчіплювачів.

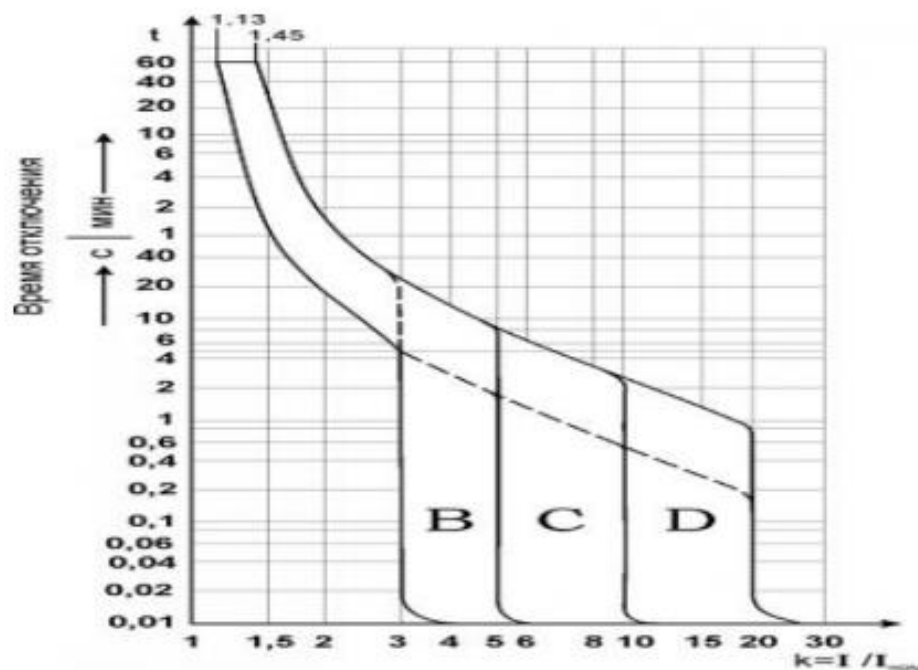


Рисунок 2.17 — Характеристики автоматів

Таблиця 2.15 — Кратність струму спрацювання електромагнітних розчіплювачів [6]

| Тип захисної характеристики | Кратність струму спрацювання при температурі +30 0C | Сфера застосування вимикача                                                                                                                |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>A</b>                    | $(2,4 - 3,6)I_n$                                    | Електроустановки зі значною протяжністю електропроводки (малі струми короткого замикання), а також для захисту напівпровідникових приладів |
| <b>B</b>                    | $(3 - 5)I_n$                                        | Електроустановки, що не мають значних пускових струмів, зокрема електропроводки жилих будинків                                             |
| <b>C</b>                    | $(5 - 10)I_n$                                       | Електроустановки з „ударним” навантаженням, (багатополюсні асинхронні електродвигуни, освітлювальні установки з газорозрядними лампами)    |
| <b>D</b>                    | $(10 - 20)I_n$                                      | Електроустановки зі значними пусковими струмами (трансформатори, двопольні асинхронні двигуни)                                             |

Для наглядного прикладу вибираємо автомат на сторону 0,4 кВ

Визначаємо номінальний струм за формулою (2.75):

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2}}{\sqrt{3}U_H}, \quad (2.75)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{818,38^2 + 233,27^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1228,27 \text{ A.}$$

Обираємо автоматичний вимикач NM8S – 1600S/3300 1600 F

З такими характеристиками:

Номінальна напруга 400 В;

Струм спрацювання 1600 А;

Серія NM8S;

Частота 50 Гц;

Умови вибору автоматичних вимикачів:

За номінальною напругою:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (2.76)$$

За номінальним струмом розчеплювача:

$$I_{\text{ном.розч.}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{уст.}} \quad (2.77)$$

За номінальним струмом автомату:

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ном.розч.}} \quad (2.78)$$

За номінальною напругою:

$$400 \text{ В} \geq 400 \text{ В.}$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 74 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

За номінальним струмом розчеплювача:

$$1600\text{ A} > 1,25 \cdot 1228,27 = 1535,33\text{ A}.$$

За номінальним струмом автомату:

$$1600\text{ A} \geq 1600\text{ A}.$$

Згідно виконаним розрахункам обраний АВ відповідає умовам вибору.

#### 2.8.4 Розрахунок струмового захисту лінії 10 кВ з використанням запобіжників

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.79)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{818,38^2 + 233,27^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,92} = 53,4\text{ A}.$$

Запобіжники вибираються з урахуванням номінального струму лінії. Розрахований номінальний струм має відповідати умовам, щоб запобіжник міг витримати максимальний струм короткого замикання. Використовуємо стандартний ряд запобіжників: 63 А, 80 А, 100 А, 125 А, 160 А, 200 А, 250 А, 315 А, 400 А.

Для захисту ліній від перевантажень номінальний струм плавкої вставки вибирають з таких умов: – неспрацювання в робочому максимальному режимі.

$$I_{\text{вст.ном}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{роб.макс.}} \quad (2.80)$$

де  $k_{\text{від}}$  – коефіцієнт відведення, приймають 1,1 – 1,25:  
 $I_{\text{роб.макс}}$ ,- максимальний робочий струм, що протікає по лінії .

Визначаємо номінальний струм плавкої вставки F1, та виконаємо вибір запобіжника:

Максимальний робочий струм на ВН стороні трансформатора  
 $I_{\text{р макс}} = 53,4 \text{ (A)}$

Плавку вставку вибираємо із умови:

$$I_{\text{вст.ном.}} \geq k_{\text{від}} * I_{\text{роб.мах}} = 1,2 \cdot 53,4 = 64,08$$

Приймаємо  $k_{\text{від}} = 1,2$

$$I_{\text{вст.ном.}} \leq I_{\text{к.з. мин.}} / k_{\text{ч}} = 64,08:2,5=25,63 \text{ A.}$$

Відповідно до умови приймаємо  $k_{\text{ч}} = 2,5$

Вибираємо плавку вставку запобіжника 160 А.

Приймаємо запобіжник ЗП2 80 А ( відключаюча здатність 80кА)

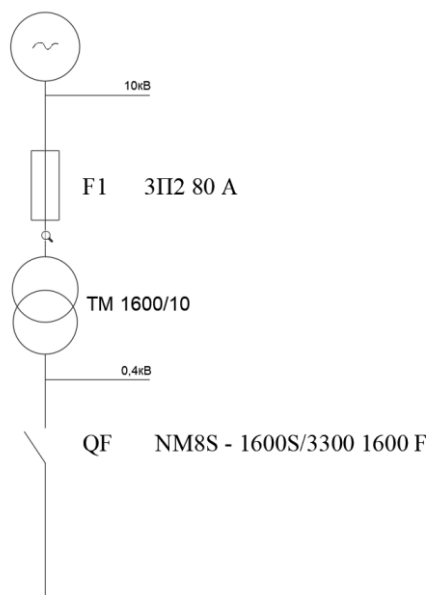


Рисунок 2.18 Схема захисту

## 2.9 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проєктування

Оскільки інфраструктура об'єкта включає як промислове підприємство, так і житлові будинки, проєктування систем вимірювання базується на комплексі нормативів. Для виробничої частини ключовими є вимоги Глави 1.5 ПУЕ [1] та відповідних правил охорони праці, тоді як цивільна забудова додатково регламентується ДБН В.2.5-23:2025[3]. Важливою санітарною вимогою є акустичний комфорт: прилади, змонтовані всередині житлових чи громадських будівель НПАОП 40.1-1.32[5], не повинні генерувати шум вище 30 дБА.

Прилади для розрахунків за спожиту енергію встановлюються чітко на межах балансової відповідальності між енергопостачальником та абонентами. Залежно від типу об'єкта, це можуть бути: Вводи головних розподільчих щитів (ГРЩ) або ввідно-розподільних пристроїв (ВРП).

Сторона нижчої напруги на трансформаторних підстанціях (ТП), що живлять конкретні будівлі. Індивідуальні вводи безпосередньо у квартири.

Головним критерієм вибору місця монтажу є забезпечення вільного фізичного доступу для персоналу контролюючих організацій.

Особливості живлення субспоживачів та комерційних площ

У ситуаціях, коли житлові будинки або інші організації живляться від загального вводу підприємства (або навпаки), передбачається встановлення головного лічильника для основного абонента та індивідуальних приладів для субспоживачів. Лінії, якими здійснюється таке живлення, необхідно прокладати з урахуванням захисту від механічних пошкоджень та можливості їх швидкої заміни.

Громадські чи комерційні приміщення, що інтегровані у структуру житлових будинків (вбудовані або прибудовані), в обов'язковому порядку оснащуються власними розрахунковими лічильниками на своїх вводах. При цьому не має значення, звідки саме вони підключені — від ТП чи від ВРП будинку.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 77 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

## Вимоги до обліку та захисту в житловому фонді

Кожна квартира (чи окремий будинок) забезпечується одним розрахунковим засобом вимірювання, фазність якого відповідає типу вводу. Для приватних садиб прилади рекомендується виносити на зовнішні конструкції для зручності інспектування. Однак, за умови впровадження автоматизованої системи комерційного обліку (АСКОЕ), вузли можна залишати всередині приміщень на ВРП.

### Комутація та апарати захисту:

1. Якщо кілька лічильників згруповано в одній шафі, правила допускають встановлення єдиного ввідного рубильника, потужність якого розрахована на сумарне навантаження всієї групи.

2. Після кожного лічильника прямого включення обов'язково ставиться індивідуальний захисний автомат. Його розташовують максимально близько до вузла обліку (довжина кабельної траси між ними не повинна перевищувати 10 метрів).

3. Якщо від лічильника відходить кілька окремих ліній зі своїми автоматами, загальний захисний апарат можна не монтувати.

### Забезпечення якості електроенергії

Параметри напруги в мережах (як промислових, так і побутових) мають суворо відповідати державним стандартам, зокрема ГОСТ 13109-97[4]. Процедура вирішення спірних питань у разі погіршення показників визначається чинними правилами користування електроенергією.

Проведення контролю: Моніторинг якості струму (під час запуску нових потужностей або в процесі експлуатації) виконується виключно спеціалізованими лабораторіями, що отримали відповідну державну акредитацію.

Документування: За підсумками експертизи формується офіційний двосторонній акт.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 78 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

У ньому чітко вказується сторона, чиє обладнання спричинило погіршення параметрів мережі (наприклад, специфічні виробничі потужності підприємства або неякісне постачання).

Усунення недоліків: Винуватець отримує примірник акта і зобов'язаний привести показники до норми. Після завершення цих робіт лабораторія проводить повторні заміри. Якщо параметри залишилися поза межами норми, подальше врегулювання конфлікту переходить у юридичну площину згідно із законодавством.

### Інтеграція в цифрові системи диспетчеризації

Для комплексного моніторингу змішаної інфраструктури доцільно застосовувати мікропроцесорні лічильники з підтримкою відкритих протоколів цифрової передачі даних. Це дозволяє об'єднати промислові розрахункові комплекси (АСКОЕ підприємства) та побутові вузли (смарт-лічильники квартир) в єдину інформаційну мережу. Такий підхід не лише автоматизує процес формування платіжних балансів, а й дає змогу оперативно локалізувати комерційні та технічні втрати, аналізувати графіки навантаження та оптимізувати роботу всієї системи електроспоживання об'єкта.

## 2.10 Економічні характеристики проєкту

### 2.10.1 Порядок приєднання до електричних мереж

Процес підключення споживачів до мереж оператора системи розподілу базується на трьох ключових документах: Законі України «Про ринок електричної енергії», Кодексі системи розподілу [7] (від НКРЕКП, 2018 р.) та Правилах охорони електричних мереж (від КМУ, 1997 р.).

Законодавство визначає приєднання як послугу від оператора мережі (розподілу чи передачі), мета якої — створити технічні умови для отримання або передачі необхідної кількості електроенергії у точці підключення. Цей процес гарантує дотримання стандартів якості та надійності струму незалежно від того, чи є ці електромережі новими.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 79 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Залежно від технічних параметрів, виділяють два види підключення:

1. Стандартне приєднання: можливе за умови, що пряма відстань від існуючої мережі до точки підключення об'єкта клієнта становить не більше 300 метрів. Воно класифікується за двома рівнями потужності: перший ступінь охоплює установки до 16 кВт включно, а другий — від 16 кВт до 50 кВт включно.

1. Нестандартне приєднання: застосовується до всіх інших випадків, які не відповідають критеріям стандартного. Лінійна частина такого підключення — це ділянка мережі, яку прокладають від найближчого вузла діючої інфраструктури (повітряної лінії, розподільного пункту чи підстанції) безпосередньо до електроустановок замовника.

Незалежно від того, чи є ваше приєднання стандартним чи нестандартним, загальний алгоритм дій для споживача зазвичай виглядає так:

1. Подання офіційної заяви: Спочатку необхідно звернутися до місцевого оператора системи розподілу (ОСР), на території якого знаходиться ваш об'єкт, і подати заяву встановленого зразка. Це можна зробити особисто або через онлайн-сервіси багатьох операторів.

2. Підготовка базового пакета документів: До заяви обов'язково додаються документи, що ідентифікують особу (копії паспорта та ідентифікаційного коду для фізичних осіб), а також документи, які підтверджують право власності (або користування) на об'єкт нерухомості чи земельну ділянку. Також може знадобитися ситуаційний план із зазначенням місця розташування електроустановки.

3. Отримання технічних умов та договору: Після розгляду вашої заяви оператор розробляє та видає технічні умови на приєднання, а також проект договору про приєднання до електричних мереж. У цих документах фіксуються технічні вимоги, вартість послуг та орієнтовні терміни виконання робіт.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 80 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

4. Оплата та виконання робіт: Після підписання договору та оплати послуг, ОСР розпочинає будівельно-монтажні роботи зі створення лінійної частини приєднання (прокладання ліній, встановлення опор тощо) до межі вашої ділянки.

#### **2.10.2 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР**

Послуга зі стандартного приєднання електроустановок замовників до системи розподілу є платною послугою та надається оператором системи розподілу відповідно до договору про стандартне приєднання. Цей договір є ключовим правовим документом, який фіксує взаємні технічні та фінансові зобов'язання сторін, забезпечуючи повну прозорість процесу підключення.

Згідно з нормативними вимогами, плата за стандартне приєднання розраховується як добуток заявленої потужності електроустановки та відповідної базової ставки плати. Важливо відзначити, що ця ставка не є сталою величиною, а диференціюється залежно від низки факторів, серед яких територіальне розташування об'єкта в міській чи сільській місцевості, обрана замовником категорія надійності електропостачання згідно з правилами улаштування електроустановок, тип схеми живлення та безпосередній рівень напруги у точці підключення.

Водночас, якщо розглядати нестандартне приєднання до мереж оператора системи передачі, то тут підхід змінюється. Представлені результати розрахунку вартості приєднання електричних мереж ОСР.

Розрахунок плати за потужність

Вартість складової плати за не стандартне приєднання потужності розраховується в онлайн калькуляторі НКРЕКП [7] (без ПДВ) визначається за формулою:

$$B_{\text{пот}} = P_{\text{зам}} \cdot C_{\text{пит.пот}} \quad (2.80)$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 81 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Підставляємо значення:

$$V_{\text{пот}} = 217 \cdot 1,396 = 302,932 \text{ тис. грн}$$

Знаходимо величину податку на додану вартість (ПДВ 20%):

$$\begin{aligned} \text{ПДВ}_{\text{пот}} &= V_{\text{пот}} \cdot 0,2 \\ \text{ПДВ}_{\text{пот}} &= 302,932 \cdot 0,2 = 60,5864 \text{ тис. грн} \end{aligned} \quad (2.81)$$

Повна вартість плати за потужність з урахуванням ПДВ:

$$\begin{aligned} V_{\text{пот}}^{\text{ПДВ}} &= V_{\text{пот}} + \text{ПДВ}_{\text{пот}} \\ V_{\text{пот}}^{\text{ПДВ}} &= 302,932 + 60,5864 = 363,5184 \approx 363,52 \text{ тис. грн} \end{aligned} \quad (2.82)$$

Розрахунок плати за лінійну складову.

$$V_{\text{лін}} = L \cdot C_{\text{пит.лін}} \quad (2.83)$$

Підставляємо значення:

$$V_{\text{лін}} = 20 \cdot 1,430 = 28,6 \text{ тис. грн}$$

Знаходимо величину ПДВ (20%):

$$\begin{aligned} \text{ПДВ}_{\text{лін}} &= V_{\text{лін}} \cdot 0,2 \\ \text{ПДВ}_{\text{лін}} &= 28,6 \cdot 0,2 = 5,72 \text{ тис. грн} \end{aligned} \quad (2.84)$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |    |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 82 |

Повна вартість лінійної складової з урахуванням ПДВ:

$$V_{\text{лін}}^{\text{ПДВ}} = V_{\text{лін}} + \text{ПДВ}_{\text{лін}} \quad (2.85)$$
$$V_{\text{лін}}^{\text{ПДВ}} = 28,6 + 5,72 = 34,32 \text{ тис. грн}$$

Загальна орієнтовна вартість приєднання

Сумарна орієнтовна вартість приєднання без ПДВ:

$$V_{\text{заг}} = V_{\text{пот}} + V_{\text{лін}} \quad (2.86)$$
$$V_{\text{заг}} = 302,932 + 28,6 = 331,532 \text{ тис. грн}$$

Сумарна величина ПДВ для всього приєднання:

$$\text{ПДВ}_{\text{заг}} = \text{ПДВ}_{\text{пот}} + \text{ПДВ}_{\text{лін}} \quad (2.87)$$
$$\text{ПДВ}_{\text{заг}} = 60,5864 + 5,72 = 66,31 \text{ тис. грн}$$

Загальна вартість послуги нестандартного приєднання «під ключ» з ПДВ:

$$V_{\text{заг}}^{\text{ПДВ}} = V_{\text{заг}} + \text{ПДВ}_{\text{заг}} \quad (2.88)$$
$$V_{\text{заг}}^{\text{ПДВ}} = 331,532 + 66,3064 = 397,8384 \approx 397,84 \text{ тис. грн}$$

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |    |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 83 |

## Результат розрахунку

Орієнтовна величина плати за нестандартне приєднання "під ключ"

Орієнтовна вартість приєднання

**397.84 тис.грн з ПДВ**

у т.ч. ПДВ 66.31 тис.грн

Плата за потужність

**363.52 тис.грн з ПДВ**

у т.ч. ПДВ 60.59 тис.грн

**1.396 тис.грн/ 1кВт без ПДВ**

Плата за лінійну складову

**34.32 тис.грн з ПДВ**

у т.ч. ПДВ 5.72 тис.грн

**1.430 тис.грн/ 1м без ПДВ**

Рисунок 2.19 – Результат розрахунку

Щодо розрахунку вартості послуг, плата за стандартне приєднання визначається як добуток заявленої потужності електроустановки та відповідної ставки плати. Ця ставка диференціюється залежно від низки факторів, зокрема від розташування об'єкта в міській чи сільській місцевості, обраної категорії надійності електропостачання згідно з ПУЕ[1], фазності схеми живлення та рівня напруги у точці підключення. Що стосується нестандартного приєднання до мереж оператора системи передачі, то його вартість формується виключно на основі індивідуального кошторису.

### Висновок до розділу

У другому розділі спроектовано загальну систему електропостачання інструментального цеху та прилеглого житлового мікрорайону. Розраховано, що сумарне навантаження цеху на шинах 0,4 кВ становить 303,19 кВт (повна потужність 408,83 кВА) , а загальне навантаження на шинах 10 кВ центру живлення дорівнює 94477,22 кВА , причому високий коефіцієнт потужності дозволив відмовитися від додаткової компенсації реактивної енергії. На основі цих даних обрано силові трансформатори, зокрема ТМ-400/10 У1 для цеху та ТМ-1600/10 У1 для житлових об'єктів , а розподільні мережі виконано кабелями АПвП (перерізом до 3х70 мм<sup>2</sup> на стороні 10 кВ) та АВВГ/ВВГ на стороні 0,4 кВ. Після визначення струмів короткого замикання (максимальний струм 765,43 кА для мережі 10 кВ та 11,929 кА для 0,4 кВ) успішно перевірено та обрано комутаційне обладнання: вакуумні вимикачі ВР2-10/1600-31,5У3 , ввідні автомати NM8S-1600S/3300 та запобіжники ЗП2 80 А.

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |    |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 85 |

## 3 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ У СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 3.1 Загальні відомості та особливості роботи УЗЕ

Установки зберігання електроенергії (або системи накопичення енергії, СНЕ) – це спеціалізовані високотехнологічні комплекси, від яких залежить гнучкість, надійність та баланс потужності в сучасних електричних мережах; їх відсутність у періоди пікових навантажень або різкого падіння генерації призводить до неприпустимих відхилень параметрів якості електроенергії, тому вони вимагають спеціального підходу до інтеграції в систему електропостачання. У практичному розумінні до установок зберігання належать промислові електрохімічні акумуляторні комплекси (BESS), гідроакумулюючі станції, системи накопичення на стисненому повітрі (CAES), інерційні накопичувачі (маховики), а також водневі технології – усе те, де навіть короточасна затримка у видачі або споживанні потужності може спричинити перевантаження трансформаторного обладнання, порушення режимів роботи мережі або загрозу стабільності місцевої енергосистеми.

Для кожного конкретного об'єкта важливо не лише обрати обладнання, яке вважається оптимальним для акумулювання, а й оцінити наслідки його інтеграції: чи призведе це до ефективного згладжування добових графіків навантаження, до компенсації втрат у лініях електропередачі, до зниження витрат на електроенергію в години максимуму або до стабілізації напруги у кінцевих споживачів. Ефективність таких систем визначається їхньою здатністю оперативно реагувати на дисбаланс між генерацією та споживанням, що є критичним аспектом для функціонування сучасних систем електропостачання в умовах дефіциту потужності.

|          |      |           |        |      |                                                                                                 |               |     |         |
|----------|------|-----------|--------|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|-----|---------|
|          |      |           |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ                                                                      |               |     |         |
| Зм.      | Арк. | № докум.  | Підпис | Дата | АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ<br>УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ У<br>СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ | Лім.          | Арк | Аркушів |
| Розроб.  |      | Тітов     |        |      |                                                                                                 |               | 86  | 142     |
| Перевір. |      | Притискач |        |      |                                                                                                 |               |     |         |
| Н. контр |      |           |        |      |                                                                                                 | НН ІЕЕ ГЕ-п31 |     |         |
| Затв.    |      |           |        |      |                                                                                                 |               |     |         |

Класифікація систем зберігання формується на основі трьох взаємопов'язаних критеріїв: швидкості реакції на зміну параметрів мережі, допустимої глибини розряду (DoD) та загальної енергоємності. У найвищій категорії розміщують літій-іонні (LiFePO<sub>4</sub>) та суперконденсаторні комплекси які потребують мінімального часу для переходу з режиму заряду в режим видачі потужності і де час реакції практично дорівнює нулю (одиниці мілісекунд). Такі модульні контейнерні системи часто встановлюються на розподільних пунктах, де навіть мілісекундна затримка компенсації може негативно вплинути на роботу чутливої автоматики та мікропроцесорного релейного захисту.

Наступні рівні класифікації включають системи довготривалого зберігання (наприклад, проточні ванадієві батареї або системи на основі стисненого повітря), для яких характерні довші перехідні процеси, але які здатні забезпечити багатогодинний резерв для покриття масштабних вечірніх піків споживання; і, нарешті, сезонні накопичувачі (наприклад, виробництво водню), для яких швидкість відгуку не є критичною. Окрім технічних параметрів, при класифікації враховують економічні показники: капітальні витрати на одиницю потужності та вартість зберігання одиниці енергії протягом життєвого циклу (LCOS) .

Саме ця градація визначає технічні вимоги при впровадженні СНЕ в енергосистеми: тип хімічного елемента накопичувача, необхідну ємність акумуляторних модулів, потужність двонаправлених інверторів (PCS) та алгоритми роботи інтелектуальної системи енергетичного менеджменту (EMS) для автоматичного перемикавання режимів. Розуміння фізичних принципів роботи кожного типу установок дозволяє здійснювати вибір оптимального технічного рішення відповідно до потреб конкретної ділянки електричної мережі, забезпечуючи максимальну техніко-економічну ефективність системи електропостачання в цілому .

### 3.2 Архітектура та технології сучасних УЗЕ

Сучасна промислова установка зберігання енергії (УЗЕ, англ. BESS – Battery Energy Storage System) є складним апаратно-програмним комплексом, що інтегрує хімічні джерела струму, силову перетворювальну техніку та багаторівневі мікропроцесорні системи керування [8]. Для забезпечення надійності, масштабованості та можливості швидкої інтеграції в існуючі системи електропостачання, архітектура УЗЕ будується за модульним принципом. Базовим структурним елементом є акумуляторна комірка (Cell), комірки об'єднуються в модулі (Module), які, своєю чергою, формують акумуляторні стійки (Rack), що розміщуються у спеціалізованих кліматизованих контейнерах.

Загальна архітектура сучасної промислової УЗЕ включає наступні ключові підсистеми:

1. Акумуляторна підсистема (Battery Subsystem): Безпосереднє середовище накопичення електричної енергії у формі постійного струму (DC). На сьогодні домінуючою технологією для стаціонарних об'єктів електропостачання є літій-іонні акумулятори, зокрема літій-залізо-фосфатні (LiFePO<sub>4</sub> або LFP). Вони характеризуються високою термічною стабільністю, великим циклічним ресурсом (понад 6000-8000 циклів до деградації на рівні 20%) та безпекою експлуатації.

2. Система керування батареями (BMS – Battery Management System): Мікропроцесорна система, що виконує функції локального релейного захисту та безперервного моніторингу стану акумуляторів. BMS в режимі реального часу контролює напругу, струм та температуру кожної окремої комірки. Вона обчислює рівень заряду (SoC – State of Charge) та оцінює залишковий ресурс (SoH – State of Health), забезпечуючи активне або пасивне балансування напруги між елементами для запобігання тепловому розгону (Thermal Runaway).

3. Система перетворення енергії (PCS – Power Conversion System): Комплекс потужних двоспрямованих інверторів, що забезпечують перетворення постійного струму (DC) акумуляторної підсистеми у змінний струм (AC) промислової частоти під час розряду, і навпаки — під час заряду. Сучасні PCS здатні працювати у чотирьох квадрантах комплексної площини потужності. Це дозволяє УЗЕ не лише балансувати активну потужність, а й генерувати або споживати реактивну потужність, фактично виконуючи функції статичного тиристорного компенсатора (STATCOM) для стабілізації рівня напруги в розподільних мережах 10/0,4 кВ.

4. Система енергетичного менеджменту (EMS – Energy Management System): Верхній рівень ієрархії керування. EMS легко інтегрується з системами диспетчерського керування та збору даних (SCADA) оператора системи розподілу. Використовуючи закладені алгоритми та предиктивну аналітику, EMS оптимізує графіки заряду-розряду відповідно до поточних режимів мережі, графіків навантаження або диспетчерських команд.

5. Допоміжні системи (Auxiliary Systems): Включають систему забезпечення теплового режиму (HVAC) для підтримання оптимальної робочої температури (зазвичай 20-25 °C), що є критичним для запобігання передчасному старінню комірків, а також автоматичні системи пожежогасіння (газові або аерозольні), що відповідають жорстким правилам улаштування електроустановок (ПУЕ)[1].

Топології інтеграції УЗЕ в систему електропостачання з точки зору схемотехніки та архітектури підключення, сучасні УЗЕ реалізуються за двома основними топологіями:

AC-coupled (зв'язок по змінному струму): Накопичувач та інші генеруючі установки (наприклад, ФЕС) підключаються до мережі змінного струму кожен через свій незалежний інвертор. Це класична і найбільш гнучка схема, яка ідеально підходить для модернізації існуючих підстанцій або розподільних пунктів.

DC-coupled (зв'язок по постійному струму): Акумуляторні батареї та генеруючі джерела об'єднуються на спільній шині постійного струму і підключаються до мережі через єдиний центральний гібридний інвертор. Ця інноваційна архітектура дозволяє уникнути багаторазових перетворень (DC-AC-DC), суттєво підвищуючи загальний ККД системи та зменшуючи капітальні витрати на силову електроніку.

Таким чином, архітектура сучасних УЗЕ є масштабованою та гнучкою, що дозволяє оптимально інтегрувати їх у діючі розподільні мережі.

### 3.3 Вибір акумуляторного блоку

Акумуляторна батарея (АКБ) є ключовим елементом установки зберігання енергії (УЗЕ), що безпосередньо визначає її функціональні можливості, експлуатаційну надійність та економічну доцільність. Головною технічною функцією акумуляторного комплексу є накопичення електричної енергії під час дії мінімальних тарифних зон або за наявності надлишку локальної генерації. Надалі ця накопичена енергія видається в мережу підприємства для згладжування добових піків навантаження або забезпечення резервного живлення критичних споживачів у разі аварійних знеструмлень.

Вибір оптимального типу накопичувача для промислового та комерційного застосування є складною інженерною задачею, яка базується на комплексному аналізі електрохімічних та техніко-економічних характеристик комірок. Основними критеріями при порівнянні та виборі акумуляторних технологій виступають циклічний ресурс, енергетична ефективність, термічна та пожежна безпека, а також питома вартість зберігання енергії (LCOS).

Традиційні типи акумуляторів, такі як свинцево-кислотні чи нікель-кадмієві, на сьогодні вважаються неефективними для потужних стаціонарних систем через низький ресурс при глибоких розрядах та екологічну небезпеку.

Серед сучасних літій-іонних технологій високу питому ємність демонструють рішення на основі кобальту та нікелю (NCA), проте вони мають високу вартість і жорсткі вимоги до систем пожежогасіння.

З огляду на вимоги промислової безпеки, надійності та довговічності, світовим інженерним стандартом для стаціонарних систем є літій-залізо-фосфатна електрохімічна технологія (LiFePO<sub>4</sub>). Вона характеризується стабільною кристалічною структурою, яка не виділяє кисень при нагріванні, що виключає ризик самозаймання, а також має високу стійкість до глибоких розрядів і ресурс понад 7000 робочих циклів. Обираємо з каталогу промисловий АКБ та надаємо технічну характеристику в таблиці 3.1 [9].

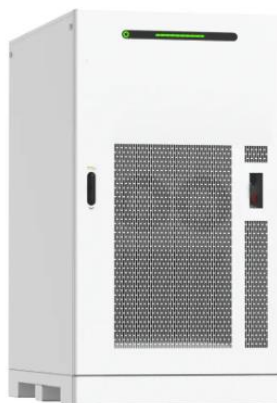


Рисунок 3.1– Зовнішній вигляд промислової АКБ  
Huawei LUNA2000-215-2S10[9]

Таблиця 3.1 – Техніко-експлуатаційні характеристики промислової АКБ

| Параметр (Характеристика)            | Значення                                  |
|--------------------------------------|-------------------------------------------|
| Модель обладнання                    | Huawei LUNA2000-215-2S10                  |
| Номінальна ємність одного модуля АКБ | 215 кВт·год                               |
| Номінальна вихідна потужність        | 100 кВт                                   |
| Електрохімічна система (тип комірок) | LiFePO <sub>4</sub> (літій-залізо-фосфат) |
| Циклічний ресурс комірок             | До 7000 циклів заряду/розряду             |

### Продовження таблиці 3.1

|                                             |                                                                                     |
|---------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Коефіцієнт ефективності (ККД) системи       | 91,3 %                                                                              |
| Система терморегулювання                    | Гібридна (поєднання рідинного та повітряного охолодження)                           |
| Система моніторингу та керування            | Високоточний ВМІС-контролер автомобільного класу з хмарною аналітикою               |
| Рівень експлуатаційної безпеки              | 5 рівнів захисту, інтегрована система димовидалення, захист від перегріву та вибуху |
| Клас захисту корпусу від зовнішніх чинників | IP65 (термостійкий корпус для зовнішнього встановлення)                             |

### 3.4 Вибір Інвертора

Інвертор (система перетворення енергії) є одним із найважливіших високотехнологічних компонентів сучасних гібридних систем електропостачання та комплексів на базі відновлюваних джерел енергії. Його головна функція полягає у високоефективному перетворенні постійного струму (DC), що генерується сонячними фотоелектричними модулями, у змінний струм (AC) промислової частоти та напруги, який повністю відповідає параметрам локальної електромережі підприємства.

Процес вибору оптимального інверторного обладнання є складною інженерною задачею, що вимагає точного узгодження цілої низки параметрів. Ключовими критеріями при виборі мережевого інвертора виступають: номінальна та максимальна вихідна потужність змінного струму, діапазон вхідної робочої напруги постійного струму, наявність алгоритмів відстеження точки максимальної потужності (MPPT) для ефективної роботи сонячних панелей за умов мінливої інсоляції, а також загальний коефіцієнт корисної дії (ККД) перетворення силової електроніки.

Крім того, сучасні промислові інвертори повинні забезпечувати розширені функції моніторингу параметрів мережі, плавного регулювання реактивної потужності, захисту від перенапруг та автоматичного відключення від мережі у разі виникнення аварійних режимів (Anti-Islanding).

|      |       |          |        |      |                            |    |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 92 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |    |

Зважаючи на те, що обрана раніше акумуляторна установка має власну вбудовану систему перетворення (PCS), основним завданням даного етапу є підбір надійного стрингового інвертора виключно для обслуговування масиву сонячних генераторів. Відповідно до установки зберігання енергії обираємо за технічними характеристиками інвертор таблиця 3.2 [10]



Рисунок 3.2– Зовнішній вигляд Інвертора Huawei SUN2000-40KTL-M3[10]

Таблиця 3.2 – Технічна характеристика Huawei SUN2000-40KTL-M3[10]

| Параметр ефективності                      | Значення       |
|--------------------------------------------|----------------|
| Максимальний коефіцієнт корисної дії (ККД) | 98,7 %         |
| Європейський зважений ККД                  | 98,4 %         |
| Вхідний параметр постійного струму (DC)    | Значення       |
| Максимальна вхідна напруга                 | 1100 В         |
| Номінальна вхідна напруга                  | 600 В          |
| Робочий діапазон напруг МРРТ-трекера       | 200 В – 1000 В |
| Пускова напруга інвертора                  | 200 В          |
| Максимальний робочий струм на один МРРТ    | 27 А           |

Продовження таблиці 3.2

|                                                        |                                           |
|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Максимальний струм короткого замикання на МРРТ         | 40 А                                      |
| Кількість незалежних МРРТ-трекерів                     | 4 шт.                                     |
| Загальна кількість вхідних DC-інтерфейсів              | 8 шт. (по 2 на кожен МРРТ)                |
| Вихідний параметр змінного струму (АС)                 | Значення                                  |
| Номінальна активна вихідна потужність                  | 40 000 Вт                                 |
| Максимальна повна вихідна потужність                   | 44 000 ВА                                 |
| Номінальна вихідна напруга мережі                      | 230 В / 400 В (трифазна, 3W + N + PE)     |
| Номінальна частота змінного струму                     | 50 Гц / 60 Гц                             |
| Номінальний вихідний робочий струм                     | 57,8 А                                    |
| Максимальний вихідний робочий струм                    | 63,8 А                                    |
| Діапазон регулювання коефіцієнта потужності (cos φ)    | 0,8 випередження ... 0,8 відставання      |
| Коефіцієнт нелінійних спотворень струму (THDi)         | < 3 %                                     |
| Параметр захисту та безпеки                            | Експлуатаційний статус                    |
| Пристрій ручного відключення з боку DC (вимикач)       | Інтегровано                               |
| Захист від роботи в острівному режимі (Anti-Islanding) | Інтегровано                               |
| Захист від перевантаження та короткого замикання (АС)  | Інтегровано                               |
| Захист від зворотної полярності підключення (DC)       | Інтегровано                               |
| Пристрій захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП)      | Тип II (інтегровано по АС та DC контурах) |
| Інтелектуальний захист від дугового пробою (AFCI)      | Інтегровано (час спрацювання менше 0,5 с) |
| Пристрій захисного відключення витоку струму (RCD)     | Інтегровано                               |
| Клас захисту зовнішнього корпусу (кожуху)              | IP66                                      |
| Конструктивна топологія силової частини                | Безтрансформаторна                        |

### 3.5 Комп'ютерне моделювання роботи УЗЕ в програмному комплексі SAM

#### 3.5.1 Моделювання УЗЕ «за лічильником»

Установки зберігання електроенергії, розташовані «за лічильником» (Behind-the-Meter), є важливим інструментом підвищення енергоефективності споживачів і реалізації заходів з керування попитом на рівні окремих об'єктів. На відміну від систем «перед лічильником», такі установки інтегруються безпосередньо у внутрішню систему електроспоживання будівлі, підприємства або домогосподарства та працюють у тісному зв'язку з профілем навантаження конкретного споживача. Основною метою застосування УЗЕ «за лічильником» є оптимізація використання власної генерації, зменшення закупівель електроенергії з мережі та зниження витрат за рахунок зміни часової структури споживання.

У задачах керування попитом системи зберігання електроенергії Behind the-Meter виконують функцію локального регулятора, який дозволяє адаптувати споживання до умов генерації та тарифних сигналів. Поєднання фотоелектричної системи з акумулятором дає змогу накопичувати надлишкову електроенергію в періоди високої сонячної генерації та використовувати її в години підвищеного навантаження або високих тарифів. Таким чином досягається зменшення пікових навантажень, підвищення частки самоспоживання та зниження залежності від зовнішнього електропостачання.

Моделювання УЗЕ «за лічильником» потребує врахування специфіки внутрішнього електроспоживання, оскільки економічний ефект таких систем формується переважно за рахунок економії, а не прямого продажу електроенергії. Для виконання комплексного аналізу доцільно застосовувати System Advisor Model, який дозволяє поєднати детальне моделювання фотоелектричної генерації, акумуляторної системи та профілю навантаження споживача[8].

У SAM для таких задач використовується модель Energy Storage у поєднанні з Detailed PV Model, що забезпечує можливість точного задання параметрів фотоелектричних модулів, інверторів і акумуляторних батарей[8].

Для проведення комп'ютерного моделювання роботи установки зберігання енергії використовується програмний комплекс System Advisor Model (SAM). Моделювання здійснюється для конфігурації системи типу «за лічильником» (Behind-the-Meter), що дозволяє дослідити оптимізацію внутрішнього споживання об'єкта та зменшення витрат на електроенергію.

На першому етапі формується масив вихідних даних та виконується налаштування кліматичних параметрів у вкладці Location and Resource. Для розрахунку було завантажено та обрано метеорологічні дані для міста Суми, що дозволяє максимально точно врахувати вплив реальних погодних умов на роботу системи рисунок 3.3

**Solar Resource Library**

The Solar Resource library is a list of weather files on your computer. Choose a file from the library and verify the weather data information below.

The default library comes with only a few weather files to help you get started. Use the download tools below to build a library of locations you frequently model. Once you build your library, it is available for all of your work in SAM.

Filter:

| Name                                             | Latitude | Longitude | Time zone | Elevation | Station ID | Source |
|--------------------------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|------------|--------|
| sumy_50.908_34.7972_nsrdb-msg-v1-0-0-tmy_60_t... | 50.89    | 34.78     | 2         | 160       | 1897301    | NSRDB  |

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

C:\Users\Iolfi\SAM Downloaded Weather Files  
C:\Users\Iolfi\Downloads  
D:\mm

**Download Weather Files**

The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library. Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or uncertainty (P50/P90) analyses. See Help for details.

☒ One location ☐ Multiple locations ☐ Advanced download

Type a location name, street address, or lat,lon in decimal degrees

[For locations not covered by the NSRDB, visit the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

**Weather Data Information**

Рисунок 3.3 – Вікно вибору локації та погодних ресурсів для УЗЕ «за лічильником»

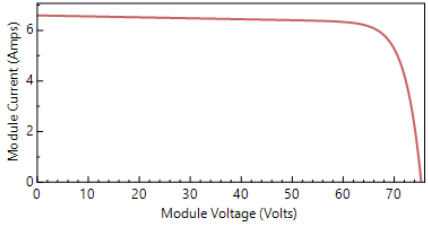
Filter:  Name

| Name                     | Manufacturer    | Technology | Bifacial | STC     | PTC   | A <sub>c</sub> | Length | Width | N <sub>s</sub> | I <sub>sc_ref</sub> | V <sub>oc_ref</sub> | I <sub>mp_ref</sub> | V <sub>mp_ref</sub> | alp  |
|--------------------------|-----------------|------------|----------|---------|-------|----------------|--------|-------|----------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|------|
| Maxeon Solar Technolo... | Maxeon Solar... | Mono-c-Si  | 0        | 395.301 | 372.9 | 1.9            |        |       | 112            | 13.04               | 40.5                | 11.73               | 33.7                | 0.01 |
| Maxeon Solar Technolo... | Maxeon Solar... | Mono-c-Si  | 0        | 395.301 | 372.9 | 1.9            |        |       | 112            | 13.04               | 40.5                | 11.73               | 33.7                | 0.01 |
| Maxeon Solar Technolo... | Maxeon Solar... | Mono-c-Si  | 0        | 395.2   | 373.6 | 1.72           |        |       | 104            | 13.12               | 38.4                | 12.16               | 32.5                | 0.01 |
| Maxeon Solar Technolo... | Maxeon Solar... | Mono-c-Si  | 0        | 399.84  | 379.4 | 1.9            |        |       | 112            | 6.53                | 81.1                | 5.88                | 68                  | 0.01 |
| Maxeon Solar Technolo... | Maxeon Solar... | Mono-c-Si  | 0        | 400.2   | 379.4 | 1.9            |        |       | 112            | 6.3                 | 81.3                | 5.75                | 69.6                | 0.01 |
| Maxeon Solar Technolo... | Maxeon Solar... | Mono-c-Si  | 0        | 400.438 | 377.7 | 1.9            |        |       | 112            | 12.6                | 40.6                | 11.54               | 34.7                | 0.01 |
| Maxeon Solar Technolo... | Maxeon Solar... | Mono-c-Si  | 0        | 400.62  | 372.4 | 1.77           |        |       | 104            | 6.57                | 75.4                | 6.07                | 66                  | 0.01 |
| Maxeon Solar Technolo... | Maxeon Solar... | Mono-c-Si  | 0        | 400.359 | 377.7 | 1.9            |        |       | 112            | 13.06               | 40.6                | 11.81               | 33.9                | 0.01 |

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 °C

Maxeon Solar Technologies Ltd. SPR-MAX3-400-COM



Nominal efficiency: 22.63 %  
 Maximum power (P<sub>mp</sub>): 400.620 Wdc  
 Max power voltage (V<sub>mp</sub>): 66.0 Vdc  
 Max power current (I<sub>mp</sub>): 6.1 Adc  
 Open circuit voltage (V<sub>oc</sub>): 75.4 Vdc  
 Short circuit current (I<sub>sc</sub>): 6.6 Adc

Temperature coefficients:  
 -0.340 %/°C  
 -0.228 %/°C  
 0.038 %/°C

**Bifacial**  
☐ Module is bifacial  
 Transmission fraction: 0.013 0-1  
 Bifaciality: 0.7 0-1  
 Ground clearance height: 1 m

**Temperature Correction**  
☒ Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
☐ Heat transfer method  
 See Help for information about cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**  
 Mounting standoff: Ground or rack mounted  
 Array height: One story building height or lower  
 T<sub>noct</sub>: 47 °C

Рисунок 3.4 – Вибір та налаштування фотоелектричних модулів для системи з УЗЕ «за лічильником»

Як видно з наведеного вікна програми (рис. 3.4), для моделювання було обрано монокристалічний фотоелектричний модуль моделі SPR-MAX3-400-COM від виробника Maxeon Solar Technologies Ltd. Згідно з даними бази CEC Performance Model, обрана сонячна панель складається зі 104 фотоелементів та має максимальну потужність 400,62 Вт при номінальному коефіцієнті корисної дії 22,63 %, що є високим показником і дозволяє максимально ефективно використовувати площу даху. Електричні параметри за стандартних умов тестування складають: напруга при максимальній потужності — 66,0 В, струм — 6,1 А, напруга холостого ходу — 75,4 В, а струм короткого замикання — 6,6 А. На графіку зліва наочно представлена вольт-амперна характеристика даного модуля, яка демонструє залежність вихідного струму від напруги. Крім того, у програмі автоматично враховано температурні коефіцієнти (зокрема, зниження потужності на 0,340 % )

при нагріванні на кожен градус Цельсія) та налаштовано параметри температурної корекції за методом NOCT.

Температура модуля за номінальних умов експлуатації становить 47 °С, а тип монтажу вказано як наземний або на похилій конструкції (Ground or rack mounted), що повною мірою відповідає реальним умовам розміщення станції.

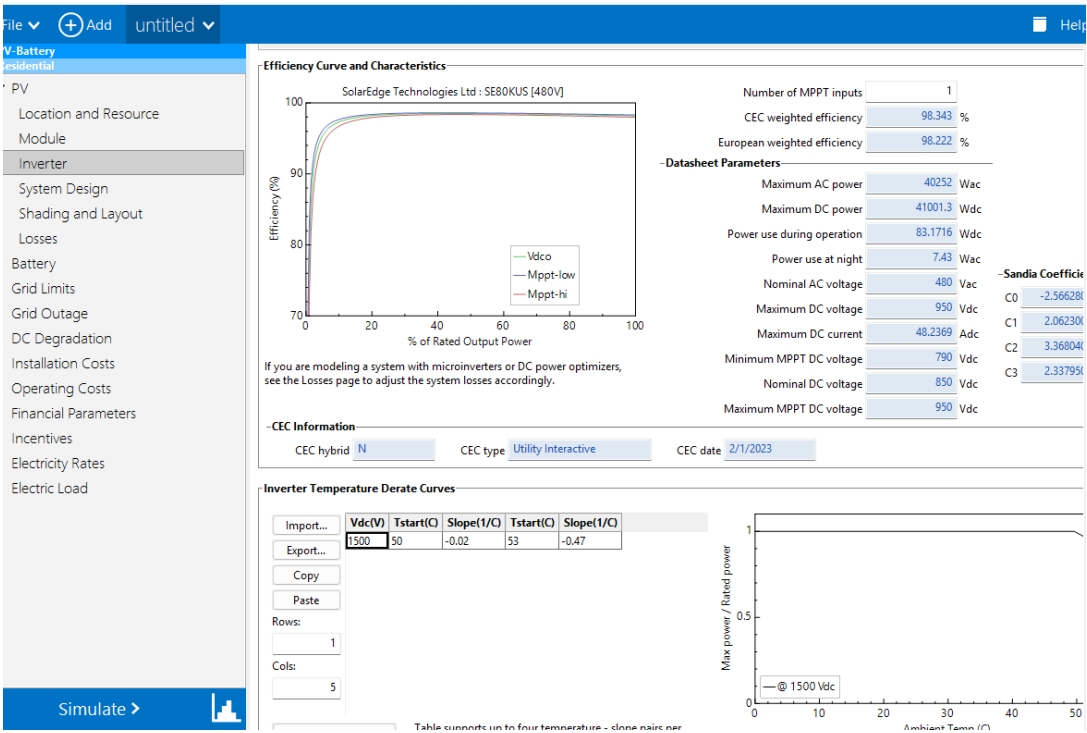


Рисунок 3.5 – Вибір і налаштування інвертора для фотоелектричної системи

Наступним кроком моделювання є вибір та налаштування параметрів інвертора, що відображено на рисунку 3.5. Для роботи системи було обрано мережевий інвертор (Utility Interactive) моделі SE80KUS 480В від виробника SolarEdge Technologies Ltd. Згідно з паспортними даними, максимальна вихідна потужність змінного струму становить 40252 Вт, а максимальна вхідна потужність постійного струму — 41001,3 Вт. Пристрій має один MPPT-трекер із робочим діапазоном напруги від 790 В до 950 В та номінальною напругою постійного струму 850 В. Максимальна напруга постійного струму обмежена на рівні 950 В, а максимальний вхідний струм досягає 48,24 А.

Інвертор відзначається високою ефективністю: зважений за стандартом СЕС коефіцієнт корисної дії складає 98,343 %, а європейський — 98,222 %. На графіку ефективності (Efficiency Curve and Characteristics) наочно продемонстровано залежність ККД від рівня завантаження інвертора для різних значень напруги. Модель також враховує власне споживання енергії обладнанням, яке становить 83,17 Вт у робочому режимі та 7,43 Вт у нічний час. Крім того, у нижній частині вікна задані температурні характеристики зниження потужності (Temperature Derate Curves), які імітують зниження продуктивності інвертора при підвищенні температури навколишнього середовища понад 50 °С, що дозволяє максимально точно наблизити результати симуляції до реальних умов експлуатації.

| AC Sizing                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |      | Sizing Summary                                                                                                |                                 |                                 |                                 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Number of inverters                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 1    | Nameplate DC capacity                                                                                         | 8.012 kWdc                      |                                 |                                 |
| DC to AC ratio                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 0.20 | Total AC capacity                                                                                             | 40.252 kWac                     |                                 |                                 |
| Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.                                                                                                                                                                                                                                                      |      | Total inverter DC capacity                                                                                    | 41.001 kWdc                     |                                 |                                 |
| <input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration                                                                                                                                                                                                                                                                          |      | Battery maximum power                                                                                         | 4.983 kWdc                      |                                 |                                 |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |      | System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page. |                                 |                                 |                                 |
| <b>DC Sizing and Configuration</b><br>To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties. |      |                                                                                                               |                                 |                                 |                                 |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |      | Subarray 1                                                                                                    | Subarray 2                      | Subarray 3                      | Subarray 4                      |
| <b>- Electrical Configuration</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |      | (always enabled)                                                                                              | <input type="checkbox"/> Enable | <input type="checkbox"/> Enable | <input type="checkbox"/> Enable |
| Modules per string in subarray                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |      | 10                                                                                                            |                                 |                                 |                                 |
| Strings in parallel in subarray                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |      | 2                                                                                                             |                                 |                                 |                                 |
| Number of modules in subarray                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |      | 20                                                                                                            |                                 |                                 |                                 |
| String Voc at reference conditions (V)                                                                                                                                                                                                                                                                                              |      | 754.0                                                                                                         |                                 |                                 |                                 |
| String Vmp at reference conditions (V)                                                                                                                                                                                                                                                                                              |      | 660.0                                                                                                         |                                 |                                 |                                 |
| <b>- Multiple MPPT Inputs</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |      |                                                                                                               |                                 |                                 |                                 |
| Set MPPT inputs                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |      | 1                                                                                                             |                                 |                                 |                                 |
| Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.                                                                                                                                                                                                                                                  |      |                                                                                                               |                                 |                                 |                                 |

Рисунок 3.6 – Конфігурація фотоелектричної системи

На етапі проєктування системи (System Design) визначається загальна електрична конфігурація підключення обладнання, що демонструється на рисунку . Для моделювання задано використання одного інвертора, до якого підключено один базовий масив фотоелектричних модулів (Subarray 1). Електрична конфігурація масиву складається з 10 послідовно з'єднаних модулів у кожній ланці (стрінгу) та 2 таких ланок, з'єднаних паралельно.

Загальна кількість сонячних панелей у системі становить 20 одиниць, які сумарно займають площу 35,4 м². За такої конфігурації номінальна встановлена потужність масиву по постійному струму (Nameplate DC capacity) складає 8,012 кВт. Робоча напруга стрінга за стандартних умов (String Vmp) дорівнює 660,0 В, а напруга холостого ходу (String Voc) — 754,0 В, що повністю задовольняє вимоги робочого діапазону MPPT обраного раніше інвертора. Загальна потужність системи по змінному струму (Total AC capacity) становить 40,252 кВт, при цьому співвідношення номінальної потужності фотомодулів до потужності інвертора (DC to AC ratio) дорівнює 0,20. Крім того, у зведених даних (Sizing Summary) автоматично розраховано і відображено максимальну потужність підключеної акумуляторної батареї, яка становить 4,983 кВт по постійному струму.

Chemistry

Battery type: Lithium Ion: Lithium Cobalt Oxide (LCO/Graphite)

Optimal Sizing and Dispatch from REopt

The REopt API web service automatically sizes the battery bank and calculates a time series dispatch schedule. Click Get Size and Dispatch to run a simulation, send data from SAM to the service, run a REopt optimization on the service, and choose whether to modify SAM battery size and dispatch inputs with results from the REopt run. You can also choose whether to size the battery to maintain power during a grid outage. See Help for details.

☐ Consider grid outage in REopt optimization

Get size and dispatch

Battery Bank Sizing

Specify desired values for the nominal bank capacity and power for SAM to calculate the number of cells and strings, or specify the number of cells and strings yourself. Verify the battery size under Current and Capacity below.

☒ Set desired bank size

☐ Specify cells

Desired bank power: 5.000 kW

Desired bank capacity: 12.500 kWh

☒ DC units

☐ AC units

Number of cells in series: 3

Number of strings in parallel: 1

Max C-rate of charge: 0.5 per/hour

Max C-rate of discharge: 0.5 per/hour

Bank capacity and power fields are values measured before conversion and parasitic losses. If specified in AC, the DC/AC conversion efficiency will be used to scale the battery size.

Current and Capacity

Use default nominal cell voltage and capacity for the battery chemistry if data is not available from another source. Check the computed properties to verify the battery is sized correctly.

Desired bank voltage: 50 Vdc

Cell nominal voltage: 3.7 Vdc

Cell capacity: 2.55 Ah

Computed Properties

|                       |              |                           |                |
|-----------------------|--------------|---------------------------|----------------|
| Nominal bank capacity | 12.549 kWhdc | Max C-rate of discharge   | 0.400 per/hour |
| Nominal bank power    | 5.019 kWdc   | Max C-rate of charge      | 0.400 per/hour |
| Time at maximum power | 2.500 h      | Maximum discharge current | 96.900 A       |
| Nominal bank voltage  | 51.800 Vdc   | Maximum charge current    | 96.900 A       |
| Total number of cells | 1,330        |                           |                |
| Cells in series       | 14           |                           |                |
| Strings in parallel   | 95           |                           |                |
|                       |              | DC                        | AC             |
|                       |              | Maximum discharge power   | 5.019 4.819 kW |
|                       |              | Maximum charge power      | 5.019 5.229 kW |

Рисунок 3.7 – Налаштування типу, ємності та електричних параметрів акумуляторних батарей

Після внесення змін до конфігурації системи, у вкладці налаштувань накопичувача було оптимізовано параметри акумуляторного блока відповідно до технічних вимог проєкту. Як електрохімічну основу остаточно обрано літій-іонну технологію типу Lithium Iron Phosphate (LiFePO<sub>4</sub>), яка забезпечує максимальну безпеку експлуатації та тривалий життєвий цикл. У блоці розрахунку розміру батареї (Battery Bank Sizing) було скориговано базові показники: номінальна потужність масиву постійного струму становить 5,000 кВт, а цільова ємність визначена на рівні 12,500 кВт·год.

Програма автоматично перерахувала внутрішню структуру масиву (Computed Properties) на основі номінальної напруги окремого елемента 3,2 В та ємності комірки 2 А·год. Для забезпечення заданих параметрів за робочої напруги системи 48 В, масив було згруповано у 15 послідовних з'єднань (Cells in series) та 417 паралельних ланцюгів (Strings in parallel). Це дозволило отримати фактичну номінальну напругу акумуляторного блока на рівні 48,0 В та підсумкову ємність 12,510 кВт·год по постійному струму, що повністю покриває потреби об'єкта. Розрахунковий час автономної роботи системи за максимальної потужності розряду становить 2,5 години.

Додатково комп'ютерна модель визначила максимальний струм заряду та розряду на рівні 104,2 А (із заданим коефіцієнтом C-rate 0,5 1/год). Гранична потужність розряду системи по змінному струму (АС) з урахуванням втрат перетворення становить 4,800 кВт, тоді як максимальна потужність заряду від мережі або локальної генерації дорівнює 5,208 кВт. Оновлена конфігурація забезпечує стабільну роботу гібридного інвертора та ефективне згладжування добових піків споживання.

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 101 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |     |

#### Battery Bank Replacement

Choose Replace at Specified Capacity to have SAM automatically replace the battery when the available capacity calculated by the life model reaches the level you specify. Choose Replace at Specified Schedule to force battery replacements in specific years regardless of available capacity. The battery replacement cost is on the Operating Costs page.

- ☐ No replacements  
☒ Replace at specified capacity  
☐ Replace at specified schedule

Battery bank replacement threshold  % capacity

Battery bank replacement schedule (%/year)

#### Battery Life Options

The battery life model determines how battery capacity decreases over time. Capacity may decrease with the number of charge and discharge cycles (cycle degradation), with age regardless of cycling (calendar degradation), or both.

- ☒ Cycle and calendar degradation  
☐ Li-ion NMC/Graphite  
☐ Li-ion LMO/LTO

The best battery life option for Lithium Ion: Lithium Cobalt Oxide (LCO/Graphite) (batt\_type=6) is empirical cycle and calendar degradation.

The Cycle and Calendar Degradation inputs below define battery degradation curves.

#### Cycle and Calendar Degradation

Use the options and tables below to define cycle degradation and calendar degradation curves. SAM automatically updates these inputs when you choose a battery type on the Battery Cell and System page. The empirical calendar degradation model is suitable for Lithium-ion batteries. See help for details.

##### Cycle Degradation

|           |                        |                |              |
|-----------|------------------------|----------------|--------------|
| Import... | Depth-of-discharge (%) | Cycles Elapsed | Capacity (%) |
| Export... | 20                     | 0              | 100          |
| Copy      | 20                     | 650            | 98           |
| Paste     | 20                     | 1500           | 95           |
| Rows:     | 80                     | 0              | 102          |
|           | 80                     | 150            | 93           |
|           | 80                     | 300            | 87           |

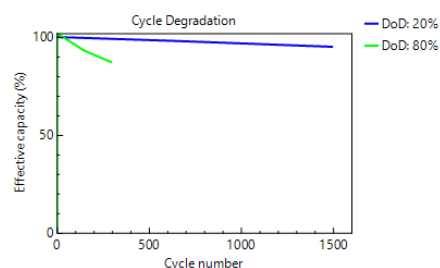


Рисунок 3.8 – Параметри деградації та умови заміни акумуляторних батарей у розділі Battery Life

На наступному етапі моделювання, у вкладці диспетчеризації (Battery Dispatch), визначається алгоритм та стратегія керування накопичувачем енергії, що наведено на рисунку 3.8. Оскільки розглядається конфігурація системи типу «за лічильником» (Behind-the-Meter), головним завданням є оптимізація внутрішнього енергоспоживання об'єкта. Для реалізації цього завдання в налаштуваннях обрано режим автоматичного керування (Automated peak shaving), який спрямований на максимальне зниження пікових навантажень будівлі.

За такого алгоритму інтелектуальна система керування постійно аналізує графік навантаження та генерацію від фотоелектричних модулів. У періоди, коли споживання об'єкта стрімко зростає і перевищує базовий рівень (наприклад, у робочі години комерційної будівлі), система автоматично ініціює розряд акумуляторної батареї для компенсації цього піку.

Заряджання накопичувача налаштовано таким чином, щоб використовувати надлишки генерації сонячних панелей вдень або споживати електроенергію з мережі в нічні години мінімального навантаження. Така стратегія дозволяє суттєво зменшити навантаження на зовнішню електромережу та мінімізувати фінансові витрати на оплату за перевищення лімітів потужності.

Charge Limits and Priority

Minimum state of charge

30 %

Initial state of charge

50 %

Maximum state of charge

95 %

Minimum time at charge state

10 min

Behind-the-meter (BTM) Storage Dispatch Options

The storage dispatch options determine how and when the battery charges and discharges. Choose an option below and then set dispatch parameters as appropriate.

☐ Peak shaving

☐ Input grid power targets

☐ Input battery power targets

☒ Manual dispatch

☐ Retail rate dispatch

☐ Self-consumption

☐ Battery can charge from grid

☒ Battery can charge from system

☐ Battery can charge from grid-limited system power

☐ Battery can charge from clipped system power

☐ Battery can discharge to grid

☒ Charge from system only when system output exceeds load

☒ Discharge battery only when load exceeds system output

Battery is AC-connected. Charging from clipped power is only available for DC-connected batteries. See input under Power Converters on Battery Cell and System page. See input under Power Converters on Battery Cell and System page.

Manual Dispatch

For each dispatch period, choose options to allow charging or discharging, and set the charge/discharge rate as a percent of available storage capacity. Use the Weekday and Weekend schedules to define the times for each of up to six dispatch periods.

|           | Charge from system                  | Charge from grid | Discharge to load                   | Discharge to grid | System power priority                      |
|-----------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|-------------------|--------------------------------------------|
|           | Allow                               | Rate (%)         | Allow                               | Rate (%)          |                                            |
| Period 1: | <input checked="" type="checkbox"/> | 25               | <input type="checkbox"/>            | 25                | <input checked="" type="radio"/> Meet load |
| Period 2: | <input checked="" type="checkbox"/> | 25               | <input checked="" type="checkbox"/> | 25                | <input type="radio"/> Charge battery       |
| Period 3: | <input type="checkbox"/>            | 25               | <input checked="" type="checkbox"/> | 25                |                                            |
| Period 4: | <input type="checkbox"/>            | 25               | <input checked="" type="checkbox"/> | 25                |                                            |
| Period 5: | <input type="checkbox"/>            | 25               | <input type="checkbox"/>            | 25                |                                            |
| Period 6: | <input type="checkbox"/>            | 25               | <input type="checkbox"/>            | 25                |                                            |

Copy Schedules from TOU Electricity Rates

Use the Copy Schedules button to overwrite the weekday and weekend schedules with schedules from the energy charge schedules from the Electricity Rates page.

Рисунок 3.9 – Налаштування алгоритмів диспетчеризації

Як видно з рисунка 3.9, для забезпечення максимальної ефективності роботи УЗЕ та подовження експлуатаційного ресурсу акумуляторних батарей, в алгоритмі диспетчеризації налаштовано специфічні параметри обмежень. Інтелектуальна система керування (контролер PCS) безперервно моніторить поточне електричне навантаження інструментального цеху. У випадках, коли споживання електроенергії верстатним обладнанням та термічними печами стрімко зростає і наближається до встановленого ліміту потужності, система миттєво активує розряд накопичувача (віддачу енергії в мережу

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 103 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |     |

підприємства). Це дозволяє компенсувати піки потужності локально, уникаючи штрафних санкцій за перевищення дозволеної договірної потужності.

Натомість у періоди технологічних пауз, перезмінок або в нічний час, коли загальне споживання цеху падає до мінімуму, алгоритм автоматично перемикає УЗЕ в режим заряду від мережі. Такий підхід гарантує, що на початок наступної робочої зміни акумуляторні батареї завжди матимуть достатній рівень заряду (State of Charge) для надійного резервування чутливої електроніки верстатів із ЧПК та подальшого згладжування графіків навантаження.

У періоди, коли споживання об'єкта стрімко зростає і перевищує базовий рівень (наприклад, у робочі години комерційної будівлі), система автоматично ініціює розряд акумуляторної батареї для компенсації цього піку. Заряджання накопичувача налаштовано таким чином, щоб використовувати надлишки генерації сонячних панелей вдень або споживати електроенергію з мережі в нічні години мінімального навантаження. Така стратегія дозволяє суттєво зменшити навантаження на зовнішню електромережу та мінімізувати фінансові витрати на оплату за перевищення лімітів потужності.

| Direct Capital Costs                 |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
|--------------------------------------|-------------|------------------|---------------|--------|-------------------|------|--------------|---|------------------------------------|
| Module                               | 20 units    | 0.4 kWdc/unit    | 8.0 kWdc      | 0.39   | \$/Wdc            |      |              |   | \$ 3,124.84                        |
| Inverter                             | 1 units     | 12.0 kWac/unit   | 12.0 kWac     | 0.36   | \$/Wdc            |      |              |   | \$ 2,884.46                        |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
| Balance of system equipment          |             | 0.00             |               | 0.67   | \$/m <sup>2</sup> |      |              |   | \$ 5,368.31                        |
| Installation labor                   |             | 0.00             |               | 0.32   |                   |      |              |   | \$ 2,563.97                        |
| Installer margin and overhead        |             | 0.00             |               | 0.77   |                   |      |              |   | \$ 6,169.55                        |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
| Battery DC capacity                  | 12.5 kWh    | ×                | 434.00 \$/kWh | +      | 5.0 kW            | ×    | 401.00 \$/kW | = | \$ 7,458.86                        |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | Subtotal                           |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | \$ 27,569.98                       |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
| -Contingency                         |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | Contingency 0 % of subtotal        |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | \$ 0.00                            |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | <b>Total direct cost</b>           |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | \$ 27,569.98                       |
| Indirect Capital Costs               |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
|                                      |             | % of direct cost |               | \$/Wdc |                   | \$   |              |   |                                    |
| Permitting and environmental studies |             | 0                |               | 0.15   |                   | 0.00 |              |   | \$ 1,201.86                        |
| Engineering and developer overhead   |             | 0                |               | 1.33   |                   | 0.00 |              |   | \$ 10,656.49                       |
| Grid interconnection                 |             | 0                |               | 0.00   |                   | 0.00 |              |   | \$ 0.00                            |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
| -Land Costs                          |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
| Land area                            | 0.029 acres |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
| Land purchase                        | \$ 0/acre   |                  | 0             |        | 0.00              |      | 0.00         |   | \$ 0.00                            |
| Land prep. & transmission            | \$ 0/acre   |                  | 0             |        | 0.00              |      | 0.00         |   | \$ 0.00                            |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | <b>Total indirect cost</b>         |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | \$ 11,858.35                       |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   |                                    |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | <b>Total battery indirect cost</b> |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | \$ 2,371.67                        |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | <b>Total system indirect cost</b>  |
|                                      |             |                  |               |        |                   |      |              |   | \$ 9,486.68                        |

Рисунок 3.10 – Налаштування капітальних витрат для УЗЕ «за лічильником

Для проведення комплексного порівняльного аналізу техніко-економічних показників системи електропостачання, у вкладці системних витрат (System Costs) задаються базові фінансові параметри проєкту, що відображено на рисунку 3.10. У розділі прямих капітальних витрат (Direct Capital Costs) деталізовано вартість основного обладнання. Згідно з введеними показниками, питома вартість фотоелектричних модулів становить 0,40 \$ за

1 Вт потужності по постійному струму, що сумарно складає 3204,85 \$ для всього сонячного масиву. Вартість інверторного обладнання задана на рівні 0,15 \$ за 1 Вт (сумарно 1201,82 \$). Окремо виділено капітальні витрати на установку зберігання енергії: питома вартість акумуляторного блока (Battery pack) визначена як 350 \$ за 1 кВт·год ємності, а вартість системи управління батареями (Battery BMS) складає 40 \$ за 1 кВт потужності. Таким чином, сумарні витрати на систему накопичення становлять 4578,50\$. Ці деталізовані економічні вихідні дані дозволяють програмному комплексу обчислити загальні початкові інвестиції та в подальшому максимально точно оцінити термін окупності, фінансову вигоду від згладжування піків навантаження та загальну економічну ефективність впровадження УЗЕ на об'єкті.

| Operation and Maintenance Costs                                                                                                                                                                |       |               |         |                       |                 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------|---------|-----------------------|-----------------|
| First year costs                                                                                                                                                                               |       | PV            | Battery |                       | Escalation rate |
| Nameplate capacity                                                                                                                                                                             |       | 8.012 kWdc    |         | 12.549 kWhdc          |                 |
| Fixed annual cost                                                                                                                                                                              | Value | 0 \$/year     | Value   | 0 \$/year             | 0 %             |
| Fixed cost by capacity                                                                                                                                                                         | Value | 30 \$/kWdc-yr | Value   | 15 \$/kWhdc capacity  | 0 %             |
| Variable cost by generation                                                                                                                                                                    | Value | 0 \$/MWhac    | Value   | 0 \$/MWhac discharged | 0 %             |
| Replacement cost                                                                                                                                                                               |       |               | Value   | 434 \$/kWhdc capacity | 0 %             |
| In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details. |       |               |         |                       |                 |

Рисунок 3.11 – Налаштування операційних та експлуатаційних витрат

У цьому блоці задаються щорічні фінансові витрати на планове технічне обслуговування та підтримання працездатності обладнання. Для фотоелектричної частини системи фіксовані експлуатаційні витрати (Fixed

cost by capacity) встановлено на рівні 16,00 дол. США за 1 кВт встановленої потужності на рік.

Окремо задано витрати на регулярне обслуговування та діагностику акумуляторного масиву (Battery fixed cost by capacity), які складають 10,00 дол. США за 1 кВт потужності накопичувача щорічно.

Врахування цих операційних показників є критично важливим етапом моделювання, оскільки вони безпосередньо впливають на розрахунок грошових потоків (Cash Flow), чистої зведеної вартості (NPV), нормованої вартості електроенергії (LCOE) та реального терміну окупності системи електропостачання в умовах тривалої експлуатації.

Save / Load Rate Data

Save rate to file... Load rate from file...

**Metering and Billing**

☒ Net energy metering  
☐ Net energy metering with \$ credits  
☐ Net billing  
☐ Net billing with carryover to next month  
☐ Buy all / sell all

Compensation rate for net excess generation: 0 \$/kWh  
Month for end of true-up period: Dec  
☐ Use hourly (subhourly) sell rates instead of TOU rates  
Hourly (subhourly) sell rates: Edit array... \$/kWh  
☐ Use hourly (subhourly) buy rates instead of TOU rates  
Hourly (subhourly) buy rates: Edit array... \$/kWh

☐ Roll over net excess compensation to future bills  
☐ Accrued credits expire at end of true-up period  
☐ Apply earned credits to current month before roll over

**Fixed Charge**  
Fixed monthly charge: 10 \$

**Minimum Charges**  
Monthly minimum charge: 0 \$  
Annual minimum charge: 0 \$

**Annual Escalation**  
Electricity bill escalation rate: 0 %/yr  
In Value mode, enter a rate in real terms because SAM applies both escalation and inflation to the total first-year electricity bill to calculate the annual electricity bill in later years. In Schedule mode, enter rates in nominal terms because inflation does not apply. See Help for details.

**Description and Applicability**

**Energy Charges**

**Rates for Energy Charges**

| Import... | Period | Tier | Max. Usage | Max. Usage Units | Buy (\$/kWh) |
|-----------|--------|------|------------|------------------|--------------|
| Export... | 1      | 1    | 1e+38      | kWh              | 0.1          |
| Copy      | 2      | 1    | 1e+38      | kWh              | 0.05         |
| Paste     | 3      | 1    | 1e+38      | kWh              | 0.2          |
|           | 4      | 1    | 1e+38      | kWh              | 0.25         |

Number of entries: 4

**Weekday**

|     | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Jan | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Feb | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Mar | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Apr | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| May | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Jun | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Jul | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Aug | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Sep | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Oct | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Nov | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |
| Dec | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   |

Рисунок 3.12 – Задання тарифів на електроенергію

Для визначення економічної доцільності впровадження УЗЕ та розрахунку терміну окупності системи, на фінальному етапі підготовки вхідних даних у вкладці тарифів (Electricity Rates) задається структура вартості електроенергії, що продемонстровано на рисунку 3.12. У цьому розділі налаштовується модель розрахунків із постачальником, яка включає базові платежі та диференційовані за часом (багатозонні) тарифи на активну енергію.

Наявність таких налаштувань дозволяє системі враховувати різницю у вартості електроенергії в години пікового навантаження та в нічний час.

Саме ця різниця в тарифах є ключовим фактором фінансової ефективності режиму автоматичного згладжування піків (Automated peak shaving), оскільки система керування прагне заряджати акумуляторну батарею за найнижчим тарифом і використовувати накопичену енергію для живлення об'єкта під час найдорожчих годин. Крім того, налаштування дозволяють задати ліміти споживання та штрафні санкції за перевищення дозволеної потужності (Demand charges), що також компенсується роботою УЗЕ. Це дозволяє максимально точно спрогнозувати економію коштів та загальну рентабельність проєкту.

Input Time Series Load Data

Electric Load Data

Electric load data describes the electricity usage of a building or facility for electricity bill calculations. Enter or import an hourly or subhourly load profile and use the adjustment options to scale the profile or to account for annual load growth. See Help for details.

Hourly or Subhourly Load Profile

Electric load power

Edit array...

kW

Electric load scaling factor (optional)

1

Electric load annual growth rate

Value

0

%/yr

Adjust Load Profile to Monthly Usage

Scale electric load profile to monthly usage

Monthly electricity usage for scaling

Edit values...

kWh

Download

Click Download Electric Load Data to run a macro that downloads modeled hourly load data. See Help for details.

Download Electric Load Data

View load data...

Monthly Load Summary

These monthly and annual values are calculated from the hourly or subhourly load profile and shown here for reference.

|        | Energy (kWh) | Peak (kW) |
|--------|--------------|-----------|
| Jan    | 752.19       | 1.85      |
| Feb    | 642.38       | 1.76      |
| Mar    | 647.75       | 1.82      |
| Apr    | 643.76       | 2.30      |
| May    | 777.22       | 2.69      |
| Jun    | 1,151.70     | 4.05      |
| Jul    | 1,594.78     | 4.30      |
| Aug    | 1,393.36     | 4.20      |
| Sep    | 1,016.16     | 3.67      |
| Oct    | 837.85       | 2.55      |
| Nov    | 640.38       |           |
| Dec    | 731.81       | 1.87      |
| Annual | 10,829.34    | 4.30      |

Рисунок 3.13 – Вікно задання та редагування профілю електричного навантаження

Для забезпечення високої точності математичного моделювання режимів роботи системи електропостачання з УЗЕ, критично важливим є задання максимально реалістичного графіка енергоспоживання об'єкта.

Наведено спеціалізоване вікно редагування масивів даних (Time Series Data) програмного комплексу SAM[8], яке дозволяє детально налаштувати та верифікувати профіль навантаження. Цей інструмент надає можливість імпортувати або коригувати масив із 8760 значень, що відповідає погодинному споживанню електроенергії об'єктом протягом усього року. Візуалізація даних у вигляді теплової карти (Heat map) та добових графіків дозволяє наочно оцінити загальний розподіл навантаження, виявити години максимального енергоспоживання (пікові періоди) та проаналізувати сезонні й тижневі коливання.

Завдяки такому деталізованому профілю, алгоритм автоматичної диспетчеризації (Automated peak shaving) зможе максимально ефективно планувати цикли заряду та розряду акумуляторної батареї, гарантуючи надійне покриття пікових навантажень громадської будівлі.

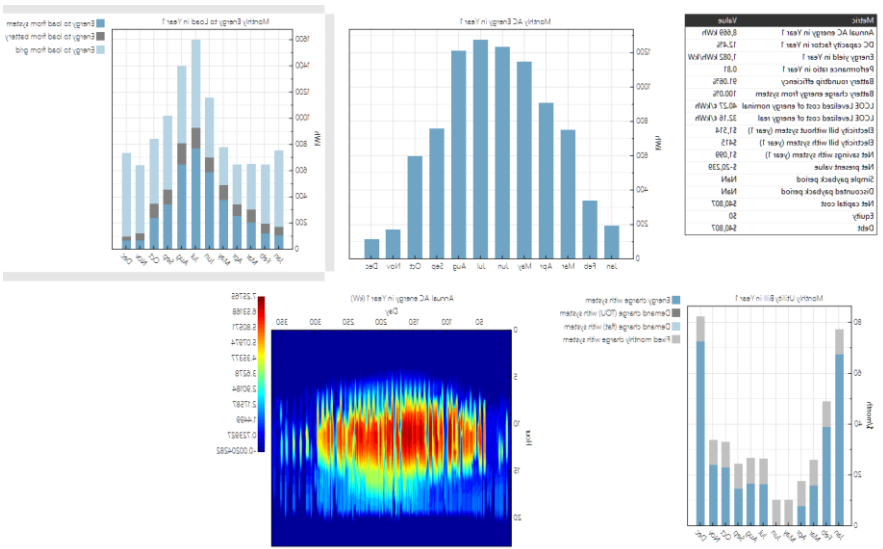


Рисунок 3.14 – Результати симуляції системи з УЗЕ «за лічильником»

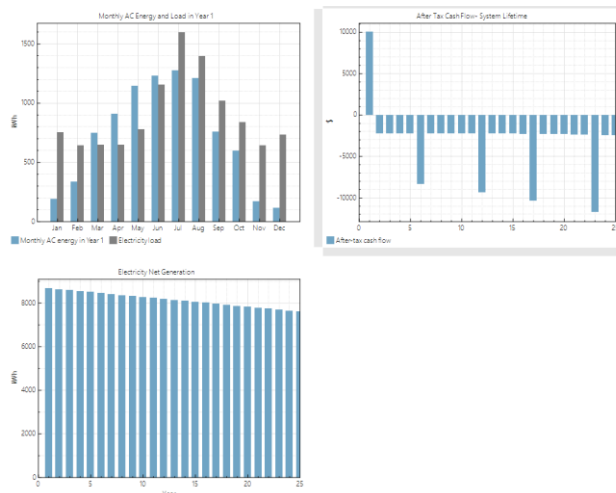


Рисунок 3.15 – Результати симуляції системи з УЗЕ «за лічильником»

У цій таблиці (Metrics) зведено всі необхідні дані для комплексного аналізу ефективності. З технічного боку розраховано очікуваний річний обсяг генерації електроенергії (Annual energy) та коефіцієнт використання встановленої потужності (Capacity factor).

Особлива увага приділяється фінансовим показникам, які підтверджують доцільність роботи алгоритму автоматичного згладжування піків. Програма автоматично розрахувала нормовану вартість електроенергії (LCOE). Для наочної демонстрації економічного ефекту у звіті наведено порівняння прогнозованих рахунків за електроенергію до впровадження системи (Electricity bill without system) та після її встановлення (Electricity bill with system), що дозволяє чітко зафіксувати чисту річну економію коштів (Net savings with system). Крім того, на основі заданих капітальних та експлуатаційних витрат розраховано інтегральний показник чистої зведеної вартості (Net present value) та визначено реальний період окупності інвестицій (Payback period). Отримані результати є математичним підтвердженням технічної та економічної доцільності використання обраної конфігурації обладнання для оптимізації енергоспоживання об'єкта.

Наведено фрагмент часових графіків (Time Series) за кілька типових днів. На графіку детально відображено три ключові параметри: загальне електричне навантаження об'єкта (зелена лінія – Electricity load), фактичне споживання електроенергії із зовнішньої мережі (синя лінія – Electricity peak from grid) та потужність заряду/розряду акумуляторної батареї (помаранчева лінія – Electricity to/from battery).

Як видно з наведених результатів моделювання, алгоритм автоматичного згладжування піків (Automated peak shaving) працює з високою ефективністю. У нічні та ранкові години, коли власне споживання об'єкта є мінімальним, система ініціює заряд акумуляторної батареї від мережі (помаранчева лінія опускається у від'ємну зону, досягаючи значень близько - 2,5 кВт). Цей процес відбувається в період дії найнижчого тарифу на електроенергію.

З настанням активної фази робочого дня загальне навантаження будівлі стрімко зростає, сягаючи пікових значень на рівні майже 10 кВт. Саме в цей момент інтелектуальна система автоматично переводить УЗЕ в режим генерації. Акумуляторна батарея починає розряджатися (помаранчева лінія піднімається до позначки близько 4,5 кВт), компенсуючи різницю між реальним навантаженням та заданим лімітом. Завдяки цьому процесу потужність, що споживається безпосередньо із зовнішньої електромережі (синя лінія), стабілізується і не перевищує граничного значення у 5,5 кВт.

### 3.5.2 Моделювання УЗЕ, які працюють незалежно від генерації

Системи зберігання електроенергії, що функціонують незалежно від генерації, є важливим елементом сучасних енергетичних рішень для комерційних і промислових споживачів. На відміну від акумуляторних установок, інтегрованих із відновлюваними джерелами енергії, автономні системи зберігання виконують функцію перерозподілу електроенергії, отриманої з мережі, у часі. Основною метою таких установок є зменшення витрат на електроенергію за рахунок заряджання акумуляторів у періоди

низьких тарифів і використання накопиченої енергії для покриття пікових навантажень, а також підвищення надійності електропостачання.

З позицій керування попитом автономні акумуляторні системи відіграють роль інструменту активного управління навантаженням. Вони дозволяють згладжувати добові графіки споживання, зменшувати максимальні значення потужності та обмежувати пікові навантаження, що є критично важливим для споживачів із тарифами, залежними від величини договірної або максимальної потужності. Такий підхід дає змогу оптимізувати взаємодію споживача з електричною мережею без необхідності встановлення власних генерувальних потужностей.

Окрім економічних аспектів, автономні установки зберігання електроенергії мають важливе значення з точки зору енергетичної безпеки. У разі аварійних відключень або нестабільної роботи мережі акумуляторні системи можуть забезпечувати резервне живлення критичних навантажень, що дозволяє підтримувати безперервність виробничих або комерційних процесів. У цьому контексті автономність системи, тобто її здатність протягом певного часу забезпечувати електропостачання без зовнішнього джерела, є одним із ключових показників ефективності.

Для аналізу таких систем доцільно застосовувати спеціалізовані програмні інструменти, що дозволяють зосередитися виключно на роботі акумуляторної установки. System Advisor Model пропонує для цього окрему модель Standalone Battery, яка була розроблена для детального моделювання автономних систем зберігання електроенергії. На відміну від моделей, пов'язаних із генерацією, Standalone Battery дозволяє аналізувати технічні та економічні характеристики акумуляторної системи незалежно від джерела електроенергії.

**Chemistry**  
Battery type: Lithium Ion: Nickel Cobalt Aluminum Oxide (NCA/Graphite)

**Battery Bank Sizing**  
Specify desired values for the nominal bank capacity and power for SAM to calculate the number of cells and strings, or specify the number of cells and strings yourself. Verify the battery size under Current and Capacity below.

☒ Set desired bank size  
☐ Specify cells

Desired bank power: 300.000 kW  
Desired bank capacity: 1,200.000 kWh

☒ DC units  
☐ AC units

Number of cells in series: 3  
Number of strings in parallel: 1

Max C-rate of charge: 0.5 per/hour  
Max C-rate of discharge: 0.5 per/hour

Bank capacity and power fields are values measured before conversion and parasitic losses. If specified in AC, the DC/AC conversion efficiency will be used to scale the battery size.

**Current and Capacity**  
Use default nominal cell voltage and capacity for the battery chemistry if data is not available from another source. Check the computed properties to verify the battery is sized correctly.

Desired bank voltage: 500 Vdc  
Cell nominal voltage: 3.6 Vdc  
Cell capacity: 55 Ah

**Computed Properties**

|                       |                 |                           |                |
|-----------------------|-----------------|---------------------------|----------------|
| Nominal bank capacity | 1,210.968 kWhdc | Max C-rate of discharge   | 0.250 per/hour |
| Nominal bank power    | 302.742 kWdc    | Max C-rate of charge      | 0.250 per/hour |
| Time at maximum power | 4.000 h         | Maximum discharge current | 605.000 A      |
| Nominal bank voltage  | 500.400 Vdc     | Maximum charge current    | 605.000 A      |
| Total number of cells | 6,116           |                           |                |
| Cells in series       | 139             |                           |                |
| Strings in parallel   | 44              |                           |                |

|                         | DC         | AC         |
|-------------------------|------------|------------|
| Maximum discharge power | 302.742 kW | 290.632 kW |
| Maximum charge power    | 302.742 kW | 315.356 kW |

Рисунок 3.16 – Налаштування типу, ємності та електричних параметрів акумуляторної батареї

Для практичної реалізації моделі автономної установки зберігання електроенергії в середовищі SAM [8] використовується вкладка конфігурації акумуляторного блоку (Battery Cell and System). Як електрохімічну основу системи обрано літій-іонну технологію типу Nickel Cobalt Aluminum Oxide (NCA/Graphite), яка широко застосовується в промислових накопичувачах завдяки високій питомій енергоємності та тривалому ресурсу. Відповідно до масштабів і потреб досліджуваного об'єкта, цільову потужність масиву (Desired bank power) задано на рівні 300 кВт, а бажану ємність (Desired bank capacity) встановлено у розмірі 1200 кВт·год по постійному струму. Оптимальна робоча напруга системи визначена на рівні 500 В.

На основі базових характеристик обраної промислової комірки, яка має номінальну напругу 3,6 В та підвищену ємність 55 А·год, програмний комплекс автоматично розрахував оптимальну внутрішню топологію акумуляторного масиву.

Згідно з отриманими розрахунковими результатами (Computed Properties), для забезпечення необхідного рівня напруги та ємності система формується зі 139 послідовно з'єднаних елементів (Cells in series) та 44 паралельних гілок (Strings in parallel), що загалом налічує 6116 акумуляторних комірок.

Така оптимізована конфігурація дозволяє отримати фактичну номінальну напругу масиву 500,4 В, підсумкову ємність 1210,97 кВт·год та номінальну потужність 302,74 кВт по постійному струму. Розрахунковий час безперервної роботи системи на максимальній потужності становить 4 години. Отримані електричні параметри є надійною базою для подальшого моделювання режимів диспетчеризації, що дозволить автономній установці ефективно виконувати функції управління попитом та забезпечувати резервне живлення об'єкта.

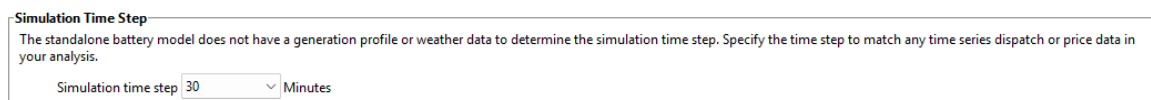


Рисунок 3.17 – Вибір кроку часової дискретизації моделювання

Для забезпечення коректності математичних розрахунків у моделі автономної акумуляторної батареї (Standalone Battery) необхідно задати часовий крок симуляції (Simulation Time Step), що відображено на рисунку 3.17. На відміну від гібридних систем, що включають відновлювані джерела енергії, автономна установка зберігання не використовує погодні дані або профілі генерації, які зазвичай автоматично визначають базову часову роздільну здатність моделювання.

З огляду на це, часовий крок симуляції має бути чітко узгоджений із дискретністю масивів вхідних даних, таких як графіки електричного навантаження об'єкта або профілі багатозонних тарифів. Для проведення даного дослідження розрахунковий крок встановлено на рівні 30 хвилин.

Така деталізація є оптимальною, оскільки вона дозволяє з високою точністю відтворити динаміку процесів заряду та розряду накопичувача, а також адекватно оцінити швидкість реакції системи керування на зміну вартості електроенергії протягом доби без надмірного перевантаження обчислювальних потужностей програмного комплексу.

**Battery Bank Replacement**

Choose Replace at Specified Capacity to have SAM automatically replace the battery when the available capacity calculated by the life model reaches the level you specify. Choose Replace at Specified Schedule to force battery replacements in specific years regardless of available capacity. The battery replacement cost is on the Operating Costs page.

☐ No replacements  
☒ Replace at specified capacity  
☐ Replace at specified schedule

Battery bank replacement threshold  % capacity

Battery bank replacement schedule (%/year)

---

**Battery Life Options**

The battery life model determines how battery capacity decreases over time. Capacity may decrease with the number of charge and discharge cycles (cycle degradation), with age regardless of cycling (calendar degradation), or both.

☒ Cycle and calendar degradation  
☐ Li-ion NMC/Graphite  
☐ Li-ion LMO/LTO

The best battery life option for Lithium Ion: Nickel Cobalt Aluminum Oxide (NCA/Graphite) (batt\_type=9) is empirical cycle and calendar degradation.

The Cycle and Calendar Degradation inputs below define battery degradation curves.

---

**Cycle and Calendar Degradation**

Use the options and tables below to define cycle degradation and calendar degradation curves. SAM automatically updates these inputs when you choose a battery type on the Battery Cell and System page. The empirical calendar degradation model is suitable for Lithium-ion batteries. See help for details.

**-Cycle Degradation**

| Import... | Depth-of-discharge (%) | Cycles Elapsed | Capacity (%) |
|-----------|------------------------|----------------|--------------|
| Export... | 20                     | 0              | 100          |
| Copy      | 20                     | 5000           | 80           |
| Paste     | 20                     | 10000          | 60           |
|           | 80                     | 0              | 100          |
|           | 80                     | 1000           | 80           |
|           | 80                     | 2000           | 60           |

Rows: 6

Рисунок 3.18 – Налаштування деградації та умов заміни акумуляторних батарей

Для забезпечення достовірності результатів моделювання довгострокової роботи автономної УЗЕ та оцінки її життєвого циклу необхідно врахувати процеси фізичного старіння акумуляторних комірок. У вкладці налаштувань життєвого циклу (Battery Life Options), що наведена на рисунку 3.18, для обраної хімії NCA (Nickel Cobalt Aluminum Oxide) застосовано комбіновану емпіричну модель деградації (Cycle and calendar degradation). Ця модель комплексно враховує як зниження робочої ємності від кількості пройдених циклів заряду-розряду, так і природне календарне старіння матеріалів з плином часу.

Як видно з налаштувань циклічної деградації (Cycle Degradation), обрані промислові комірки відзначаються високим експлуатаційним ресурсом: при глибині розряду (DoD) на рівні 20 % батарея здатна витримати до 10 000 циклів, а при глибокому розряді на 80 % – до 2000 циклів до моменту падіння ефективної ємності до 60 %. Крім того, у блоці керування (Battery Bank Replacement) активовано алгоритм автоматичної заміни акумуляторного масиву.

Програмний комплекс самостійно ініціюватиме заміну батареї, коли її залишкова розрахункова ємність (Battery bank replacement threshold) знизиться до 70 % від початкового номінального значення. Такий підхід гарантує, що впродовж усього розрахункового терміну експлуатації проєкту автономна система зберігатиме достатній енергетичний резерв для надійного та безперебійного покриття пікових навантажень об'єкта.

**Charge Limits and Priority**

Minimum state of charge

20 %

Initial state of charge

60 %

Maximum state of charge

95 %

Minimum time at charge state

10 min

**Behind-the-meter (BTM) Storage Dispatch Options**

The storage dispatch options determine how and when the battery charges and discharges. Choose an option below and then provide the dispatch details as appropriate.

☒ Peak shaving
 ☐ Input grid power targets
 ☐ Input battery power targets
 ☐ Manual dispatch
 ☐ Retail rate dispatch

☒ Battery can charge from grid
 ☐ Battery can discharge to grid

**Peak Shaving**

Peak shaving attempts to reduce daily demand peaks based on the solar resource and load in either the previous 24-hour period or next 24-hour period.

☒ One day look ahead (perfect)
 ☐ One day look behind
 ☐ Custom forecast

For the Custom Forecast option, choose a weather file in the SAM CSV format to use for the dispatch forecast instead of the weather file on the Location and Resource page.

Weather file for peak shaving forecast

Browse...

**Load Forecast Horizon**

☒ Perfect look ahead
 ☐ One day look behind
 ☐ Look ahead to custom load

For the Look Ahead to Custom Load option, provide a custom load profile to use for the dispatch forecast instead of the data on the Electric Load page.

Custom load profile

Edit array...

kW

☒ Match load growth
 ☐ Enter custom load growth

Load forecast growth rate
 

0 %/yr

Рисунок 3.19 – Параметри диспетчеризації автономної установки зберігання енергії

Керування режимами роботи автономної системи здійснюється у вкладці диспетчеризації (Battery Dispatch). Для забезпечення оптимального балансу між доступною робочою ємністю та подовженням терміну служби літій-іонних комірок, базові експлуатаційні обмеження рівня заряду (Charge Limits and Priority) встановлено в безпечному діапазоні: від 20 % (мінімальний рівень) до 95 % (максимальний рівень). Початковий стан заряду батареї на момент початку симуляції задано на рівні 60 %.

Головною стратегією керування накопичувачем обрано режим автоматичного згладжування піків (Peak shaving) у конфігурації «за лічильником» (Behind-the-meter). Оскільки система є повністю автономною і не має локальних джерел генерації, в налаштуваннях дозволено заряджання акумуляторів виключно від зовнішньої електромережі (Battery can charge from grid). Водночас, для дотримання стандартних технічних умов приєднання споживачів, функцію віддачі накопиченої енергії назад у загальну мережу деактивовано.

Для досягнення максимальної ефективності роботи алгоритму згладжування застосовується метод ідеального прогнозування горизонту навантаження на добу вперед (Perfect look ahead). Завдяки цій функції інтелектуальна система керування попередньо аналізує добовий профіль енергоспоживання об'єкта. На основі цих даних алгоритм автоматично розраховує оптимальний графік роботи УЗЕ: ініціює заряджання акумуляторного масиву в періоди мінімального споживання (за найнижчими тарифами) та забезпечує розряд накопичувача безпосередньо в години максимальних піків навантаження будівлі.

|                                                                                                                                                                         |                  |                |                           |                             |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|----------------|---------------------------|-----------------------------|
| <b>Direct Capital Costs</b>                                                                                                                                             |                  |                |                           |                             |
| Battery pack                                                                                                                                                            | 1,211.0 kWh      | ×              | Battery cost per capacity | 184.00 \$/kWh DC +          |
| Battery power                                                                                                                                                           | 302.7 kW         | ×              | Battery cost per kW       | 667.00 \$/kW DC =           |
| Contingency cost                                                                                                                                                        |                  |                |                           | 5 % of direct costs         |
|                                                                                                                                                                         |                  |                |                           | \$ 21,237.35                |
| <b>Total direct cost</b>                                                                                                                                                |                  |                |                           | \$ 445,984.38               |
| <b>Indirect Capital Costs</b>                                                                                                                                           |                  |                |                           |                             |
|                                                                                                                                                                         | % of direct cost | =              | \$ (Nonfixed)             | \$ (Fixed)                  |
| Engineering and other EPC costs                                                                                                                                         | 0 %              | =              | 0.00                      | \$ 0.00 =                   |
| Permitting and other EPC costs                                                                                                                                          | 0 %              | =              | 0.00                      | \$ 0.00 =                   |
| <b>Total indirect cost</b>                                                                                                                                              |                  |                |                           | \$ 0.00                     |
| <b>Sales Tax</b>                                                                                                                                                        |                  |                |                           |                             |
| Sales tax basis as percent of direct cost                                                                                                                               | 100 %            | Sales tax rate | 5 %                       | <b>Total sales tax</b>      |
|                                                                                                                                                                         |                  |                |                           | \$ 22,299.22                |
| <b>Total Installed Cost</b>                                                                                                                                             |                  |                |                           |                             |
| The total installed cost is the sum of the indirect, sales tax, and direct costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page. |                  |                |                           | <b>Total Installed Cost</b> |
|                                                                                                                                                                         |                  |                |                           | \$ 468,283.60               |
| Total installed cost per capacity                                                                                                                                       |                  |                |                           | 1.61 \$/W                   |

Рисунок 3.20 – Налаштування капітальних витрат на встановлення автономної акумуляторної системи

Для проведення комплексного фінансово-економічного аналізу проекту впровадження автономної установки зберігання енергії, у вкладці системних витрат (System Costs) задаються деталізовані параметри капіталовкладень. У блоці прямих капітальних витрат (Direct Capital Costs) загальна вартість системи формується з двох основних складових: питома вартість акумуляторного блока (Battery pack), що визначена на рівні 184,00 дол. США за 1 кВт·год ємності, та вартість силового перетворювального обладнання (Battery power), яка становить 667,00 дол. США за 1 кВт потужності. Для підвищення точності фінансового планування у розрахунках також передбачено резервний фонд на непередбачувані витрати (Contingency cost) у розмірі 5 % від загальної суми прямих капіталовкладень.

Додатково до економічної моделі інтегровано податкове навантаження (Sales Tax) зі ставкою податку 5 %. У результаті комп'ютерного розрахунку загальна сума початкових інвестицій (Total Installed Cost), необхідних для повної реалізації проекту промислової автономної УЗЕ потужністю 302,7 кВт, становить 468 283,60 дол. США (або 1,61 дол. США у перерахунку на 1 Вт встановленої потужності).

Отриманий показник загальної вартості системи є фундаментальною базою для подальшого обчислення чистої зведеної вартості (NPV), терміну окупності інвестицій та оцінки загальної рентабельності проекту оптимізації профілю навантаження комерційного споживача.

| Operation and Maintenance Costs |       |          |                     |                 |
|---------------------------------|-------|----------|---------------------|-----------------|
| First year costs                |       | Battery  |                     | Escalation rate |
| Nameplate capacity              |       | 1,210.96 | kWhac               |                 |
| Fixed annual cost               | Value | 0        | \$/year             | 0 %             |
| Fixed cost by capacity          | Value | 10       | \$/kWhac capacity   | 0 %             |
| Variable cost by generation     | Value | 0        | \$/MWhac discharged | 0 %             |
| Replacement cost                | Value | 300      | \$/kWhac capacity   | 0 %             |

In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.

Рисунок 3.21 – Налаштування операційних та експлуатаційних витрат

Окрім початкових капіталовкладень, для достовірного моделювання фінансових потоків протягом усього життєвого циклу проекту необхідно врахувати операційні та експлуатаційні витрати (Operation and Maintenance Costs), налаштування яких наведено на рисунку 3.19. У цьому розділі фіксовані щорічні експлуатаційні витрати (Fixed cost by capacity), пов'язані з регулярним технічним обслуговуванням, моніторингом та діагностикою акумуляторного масиву, встановлено на рівні 10,00 дол. США на 1 кВт·год встановленої номінальної ємності.

Окремої уваги заслуговує параметр вартості заміни обладнання (Replacement cost), який задано на рівні 300 дол. США за 1 кВт·год. Оскільки на попередніх етапах моделювання було активовано алгоритм автоматичної заміни батареї при зниженні її ресурсу до 70 % залишкової ємності, програмний комплекс автоматично застосує цей фінансовий показник у розрахунковий рік фізичної заміни комірок.

Рівень щорічного зростання цін (Escalation rate) для всіх видів витрат прийнято рівним 0 %, що відповідає консервативному сценарію економічного розрахунку без урахування інфляційних коливань. Врахування цих показників є критично важливим для адекватної оцінки реальних грошових потоків (Cash Flow) та розрахунку загальних витрат протягом повного періоду експлуатації об'єкта.

OpenEI U.S. Utility Rate Database

Download rate structures for electric utility companies included in the OpenEI Utility Rate Database. After downloading a rate structure, compare the inputs below with a copy of the rate sheet to verify that the information is correct.

Search for rates...

[Go to OpenEI Utility Rate Database website...](#)

Save / Load Rate Data

Save rate to file...

Load rate from file...

Metering and Billing

☒ Net energy metering

☐ Net energy metering with \$ credits

☐ Net billing

☐ Net billing with carryover to next month

☐ Buy all / sell all

Compensation rate for net excess generation 0 \$/kWh

Roll over net excess compensation to future bills

Month for end of true-up period Dec

Accrued credits expire at end of true-up period

☐ Use hourly (subhourly) sell rates instead of TOU rates

☐ Apply earned credits to current month before roll over

Hourly (subhourly) sell rates Edit array... \$/kWh

☐ Use hourly (subhourly) buy rates instead of TOU rates

Hourly (subhourly) buy rates Edit array... \$/kWh

Fixed Charge

Fixed monthly charge 30 \$

Annual Escalation

Electricity bill escalation rate 0 %/yr

In Value mode, enter a rate in real terms because SAM applies both escalation and inflation to the total first-year electricity bill to calculate the annual electricity bill in later years. In Schedule mode, enter rates in nominal terms because inflation does not apply. See Help for details.

Description and Applicability

Energy Charges

Rates for Energy Charges

| Import... | Export... | Copy | Paste | Period | Tier | Max. Usage | Max. Usage Units | Buy (\$/kWh) |
|-----------|-----------|------|-------|--------|------|------------|------------------|--------------|
|           |           |      |       | 1      | 1    | 1e+38      | kWh              | 0.05         |
|           |           |      |       | 2      | 1    | 1e+38      | kWh              | 0.075        |
|           |           |      |       | 3      | 1    | 1e+38      | kWh              | 0.06         |
|           |           |      |       | 4      | 1    | 1e+38      | kWh              | 0.05         |

Number of entries: 4

Weekday

|     | 12am | 1am | 2am | 3am | 4am | 5am | 6am | 7am | 8am | 9am | 10am | 11am | 12pm | 1pm | 2pm | 3pm | 4pm | 5pm | 6pm | 7pm | 8pm | 9pm | 10pm | 11pm |
|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|
| Jan | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    |
| Feb | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    |
| Mar | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    |
| Apr | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    |
| May | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    |
| Jun | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    |
| Jul | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    |
| Aug | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    |
| Sep | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    |
| Oct | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    | 2    | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2    | 2    |
| Nov | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    |
| Dec | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    | 4    | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4   | 4    | 4    |

Рисунок 3.22 – Задання тарифів на електроенергію у фінансовій моделі

Для розрахунку фінансової ефективності роботи автономної системи зберігання енергії у вкладці тарифів (Electricity Rates) задається деталізована структура розцінок на електроенергію, що наведена на рисунку 3.20. У блоці фіксованих платежів (Fixed Charge) встановлено щомісячну абонентську плату в розмірі 30 дол. США. Оскільки автономна система не передбачає наявності власної генерації (наприклад, сонячних панелей) та експорту електроенергії в загальну мережу, рівень компенсації за надлишок відданої енергії (Compensation rate for net excess generation) закономірно встановлено на нульовому рівні.

Ключовим елементом даної економічної моделі є налаштування диференційованих за часом, або багатозонних, тарифів на активну електроенергію (Energy Charges). Як видно з матриці добового та сезонного розкладу, вартість спожитої електроенергії змінюється залежно від місяця та часу доби, формуючи чотири різні тарифні зони з ціною від 0,05 до 0,075 дол. США за 1 кВт·год. Наявність виражених цінових піків є головним рушійним фактором економічної доцільності впровадження автономної акумуляторної батареї. Саме така структура тарифу створює умови, за яких алгоритм диспетчеризації може максимізувати економію коштів: система заряджається в години дії найнижчого тарифу і компенсує споживання об'єкта в періоди максимальної вартості електроенергії.

**Electric Load Data**  
Electric load data describes the electricity usage of a building or facility for electricity bill calculations. Enter or import an hourly or subhourly load profile and use the adjustment options to scale the profile or to account for annual load growth. See Help for details.

**Hourly or Subhourly Load Profile**

Electric load power  kW

Electric load scaling factor (optional)

Electric load annual growth rate  %/yr

**Adjust Load Profile to Monthly Usage**

☐ Scale electric load profile to monthly usage

Monthly electricity usage for scaling  kWh

**Download**

Click Download Electric Load Data to run a macro that downloads modeled hourly load data. See Help for details.

**Monthly Load Summary**

These monthly and annual values are calculated from the hourly or subhourly load profile and shown here for reference.

|        | Energy (kWh) | Peak (kW) |
|--------|--------------|-----------|
| Jan    | 114,678.98   | 469.35    |
| Feb    | 97,114.63    | 346.84    |
| Mar    | 111,500.16   | 344.01    |
| Apr    | 106,029.86   | 382.87    |
| May    | 120,921.49   | 396.59    |
| Jun    | 140,304.68   | 472.94    |
| Jul    | 155,416.93   | 548.46    |
| Aug    | 155,110.10   | 520.67    |
| Sep    | 123,587.35   | 453.50    |
| Oct    | 115,384.96   | 370.25    |
| Nov    | 103,690.57   | 312.40    |
| Dec    | 108,677.06   | 368.10    |
| Annual | 1,452,416.77 | 548.46    |

Рисунок 3.23 – Формування профілю електричного навантаження споживача

Для адекватної оцінки ефективності роботи автономної системи зберігання енергії потужністю 300 кВт необхідно, щоб графік електричного навантаження відповідав реальним масштабам комерційного або промислового підприємства. На рисунку 3.X наведено вкладку налаштування параметрів споживання (Electric Load Data). З метою адаптації базового погодинного профілю до потужності обраного акумуляторного масиву, у налаштуваннях застосовано коефіцієнт масштабування (Electric load scaling factor), який дорівнює 2. Це дозволило пропорційно збільшити загальні обсяги енергоспоживання об'єкта.

Згідно з розрахованим зведеним масивом даних (Monthly Load Summary), загальне річне споживання електроенергії модернізованим об'єктом становить понад 1,45 млн кВт·год. При цьому абсолютні пікові навантаження (Peak kW) демонструють значну сезонну нерівномірність: від 312,4 кВт у листопаді до максимальних 548,46 кВт у липні. Наявність яскраво виражених піків споживання, що перевищують 500 кВт, створює оптимальні умови для роботи спроектованої автономної УЗЕ потужністю 300 кВт. Алгоритм системи зможе ефективно компенсувати верхню частину цих піків за рахунок розряду батареї, згладжуючи загальний графік навантаження та знижуючи заявлену максимальну потужність споживання із зовнішньої електромережі.

| Metric                                    | Value        |
|-------------------------------------------|--------------|
| Battery roundtrip efficiency              | 91.91%       |
| Battery energy charged from grid (Year 1) | 184,018 kWh  |
| LCOE Levelized cost of energy nominal     | 769.43 €/kWh |
| LCOE Levelized cost of energy real        | 613.27 €/kWh |
| Electricity bill without system (year 1)  | \$327,252    |
| Electricity bill with system (year 1)     | \$306,738    |
| Net savings with system (year 1)          | \$20,514     |
| Net present value                         | \$-413,716   |
| Simple payback period                     | NaN          |
| Discounted payback period                 | NaN          |
| Net capital cost                          | \$468,284    |
| Equity                                    | \$187,313    |
| Debt                                      | \$280,970    |

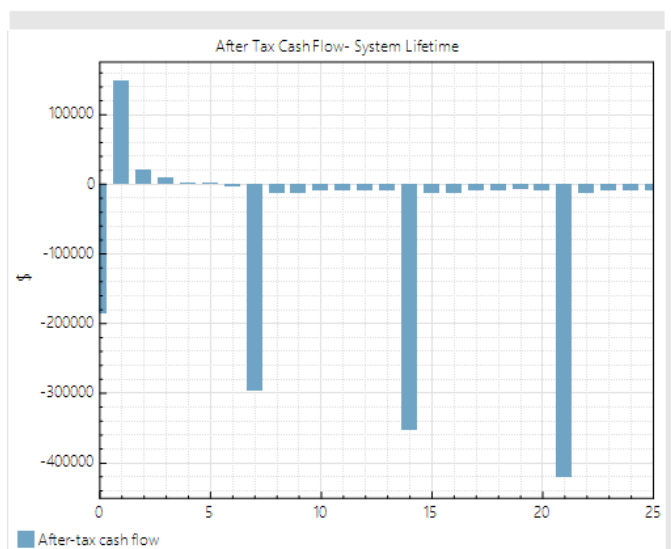
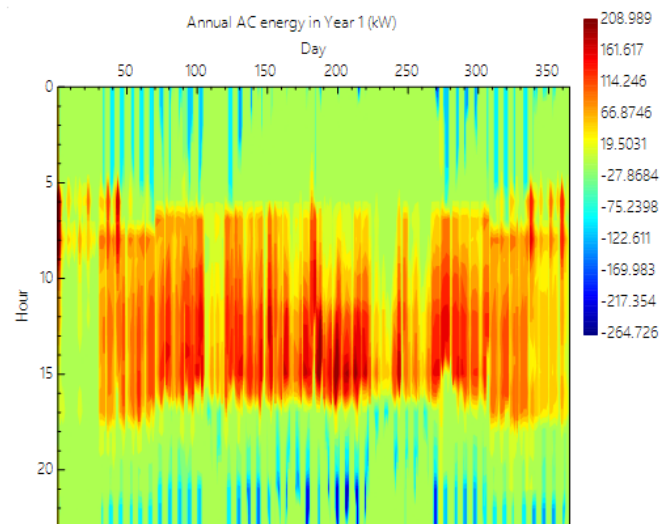


Рисунок 3.24 – Результати симуляції автономної УЗЕ

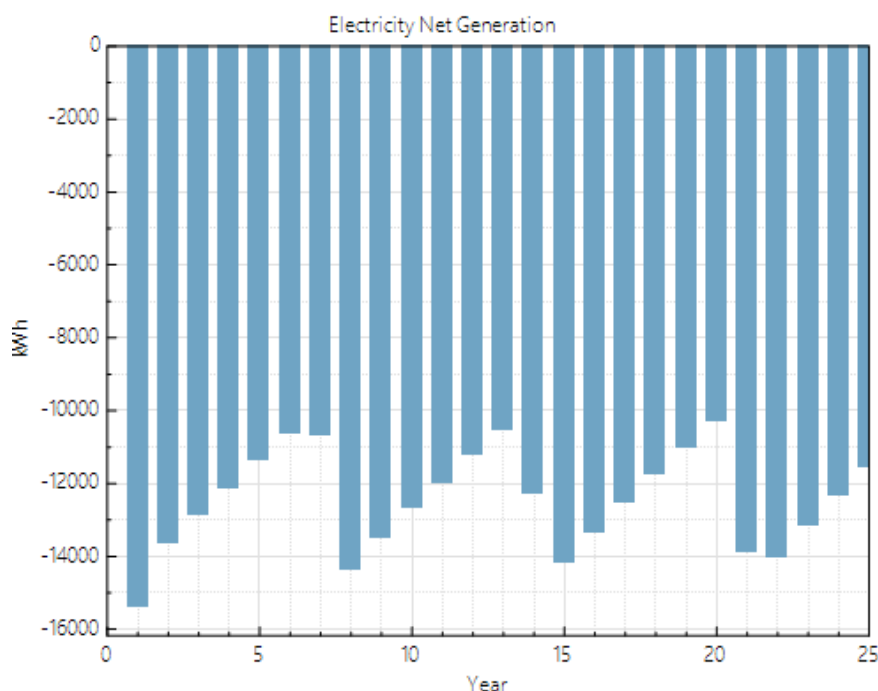


Рисунок 3.25 – Результати симуляції автономної УЗЕ

Таблиця 3.3 – Зведені техніко-економічні показники автономної УЗЕ

| Показник (Metric)                                  | Значення (Value) |
|----------------------------------------------------|------------------|
| Коефіцієнт корисної дії акумуляторної батареї      | 91,91 %          |
| Електроенергія, спожита з мережі на заряд за рік 1 | 184 018 кВт·год  |
| Нормована вартість електроенергії LCOE, номінальна | 769,43 кВт·год   |
| Нормована вартість електроенергії LCOE, реальна    | 613,27 кВт·год   |
| Рахунок за електроенергію без системи, рік 1       | \$327 252        |
| Рахунок за електроенергію із системою, рік 1       | \$306 738        |
| Чиста економія із системою, рік 1                  | \$20 514         |
| Чиста зведена вартість NPV                         | \$-413 716       |
| Простий період окупності                           | Не окупається    |
| Дисконтований період окупності                     | Не окупається    |
| Чисті капітальні витрати                           | \$468 284        |
| Власний капітал                                    | \$187 313        |
| Залучений капітал / борг                           | \$280 970        |

Після виконання циклу симуляції роботи автономної установки зберігання енергії програмний комплекс SAM формує зведений звіт результатів моделювання, який дозволяє комплексно оцінити технічну та фінансову ефективність проєкту. Згідно з отриманими метриками, загальний коефіцієнт корисної дії акумуляторного масиву (Battery roundtrip efficiency) становить 91,91 %, що є високим показником для обраної літій-іонної технології (NCA). Протягом першого року експлуатації система споживає з мережі 184 018 кВт·год електроенергії для заряджання. Важливим індикатором технічної роботи є графік чистої генерації (Electricity Net Generation), який закономірно демонструє від'ємні значення протягом усього життєвого циклу. Оскільки автономна УЗЕ не має власних генерувальних потужностей, ці від'ємні показники (на рівні 12–15 тис. кВт·год щорічно) відображають технологічні втрати енергії на процеси перетворення струму (заряд-розряд) та роботу систем управління (BMS).

Аналіз теплової карти розподілу енергії (Annual AC energy) підтверджує коректність роботи алгоритму автоматичного згладжування піків. Система чітко дотримується заданої диспетчерської стратегії: процес заряджання (відображено від'ємними значеннями у синьому спектрі) відбувається переважно в нічні та ранкові години дії мінімального тарифу, тоді як розряд (позитивні значення у червоно-помаранчевих зонах) припадає на денні години максимального енергоспоживання об'єкта, ефективно компенсуючи пікові навантаження будівлі.

Незважаючи на успішне виконання технічних завдань та підтверджену чисту економію на оплаті за електроенергію (Net savings with system), яка становить 20 514 дол. США за перший рік, загальний фінансовий аналіз вказує на економічну недоцільність проєкту за заданих умов. Інтегральний показник чистої зведеної вартості (Net present value) є від'ємним і складає -413 716 дол. США, а період окупності інвестицій не досягається.

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 124 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |     |

Головною причиною такої низької інвестиційної привабливості є значні початкові капіталовкладення у розмірі 468 284 дол. США в поєднанні з необхідністю регулярного оновлення обладнання. Графік грошових потоків (After Tax Cash Flow) наочно демонструє глибокі фінансові провали на 7-му, 14-му та 21-му роках експлуатації. Ці періоди відповідають циклам автоматичної заміни акумуляторних масивів, експлуатаційний ресурс яких знижується до критичної межі у 70 %.

**Critical Electric Load**  
The critical electric load is for systems with battery storage designed to meet all or part of the electric load specified on the Electric Load page during grid outages. Set the critical energy percentage to a non-zero value or specify time series critical load data to model grid outages.

☒ Calculate critical load as percentage of electric load  
☐ Use time series critical load data

Critical load percent of electric load  %  
 Time series critical load data  kWac  
 Critical load annual growth rate  %/yr

No grid outage data is specified. SAM will calculate the hours of autonomy for a hypothetical outage based on your system design.

---

**Grid Outage**  
For behind-the-meter (BTM) systems with battery storage and a critical load, you can define grid outages to see if the system can meet the critical load through the outage(s). Click Edit Array to specify outages over the analysis period.

Grid outage

---

**Autonomy Calculations**  
Choose whether you want to see if the system can meet critical loads during outages, or to calculate the number of hours of the system can meet the critical load with no grid power.

☐ Meet critical load during outage time steps (grid outage data required)  
☒ Calculate hours of autonomy for a hypothetical outage (grid outage data optional)

---

**Battery Discharge Limit During Grid Outage**

Minimum state of charge during outage  %

Рисунок 3.26 – Налаштування параметрів аварійного відключення мережі

У блоці критичного навантаження (Critical Electric Load) визначається частка енергоспоживання будівлі, яка потребує гарантованого безперебійного живлення (наприклад, серверне обладнання, аварійне освітлення, системи безпеки та життєзабезпечення). Згідно з введеними параметрами, критичне навантаження об'єкта становить 35 % від його загального профілю споживання.

Для оцінки резервних можливостей акумуляторного масиву в блоці (Autonomy Calculations) активовано алгоритм розрахунку годин автономності для гіпотетичного відключення (Calculate hours of autonomy for a hypothetical outage).

При цьому, з метою максимального використання доступної енергоемності в аварійних умовах, експлуатаційний ліміт глибокого розряду батареї (Minimum state of charge during outage) було знижено до 10 %. Задані параметри дозволяють програмному комплексу математично визначити, протягом якого часу спроектована автономна система здатна підтримувати стабільну роботу виділеної критичної інфраструктури підприємства в умовах повної відсутності зовнішнього електропостачання.

| Copy to clipboard Save as CSV... Send to Excel Clear all                                         |                                                                     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| Q auto                                                                                           | Lifetime 30 Minute Data X Single Values X                           |
| Single Values                                                                                    |                                                                     |
| <input checked="" type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage average (hr)            | Hours of autonomy during grid outage average (hr) 14.2931           |
| <input checked="" type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage critical load met (kWh) | Hours of autonomy during grid outage critical load met (kWh) 741.78 |
| <input checked="" type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage maximum (hr)            | Hours of autonomy during grid outage maximum (hr) 54                |
| <input checked="" type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage minimum (hr)            | Hours of autonomy during grid outage minimum (hr) 0                 |
| Electricity Rate Data by Tier and Period                                                         |                                                                     |
| Monthly Data                                                                                     |                                                                     |
| Electricity Demand Data by Period                                                                |                                                                     |
| Matrix Data                                                                                      |                                                                     |
| Annual Data                                                                                      |                                                                     |
| Electricity Rate Data by Year                                                                    |                                                                     |
| Data: 110 values                                                                                 |                                                                     |
| <input type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage cumulative probabilities           |                                                                     |
| <input type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage hour list from min to max (h       |                                                                     |
| <input type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage probabilities                      |                                                                     |
| <input type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage survival function                  |                                                                     |
| Hourly Data                                                                                      |                                                                     |
| 30 Minute Data                                                                                   |                                                                     |
| Lifetime 30 Minute Data                                                                          |                                                                     |
| <input type="checkbox"/> Electricity battery power target for automated dispatch (kW)            |                                                                     |
| <input type="checkbox"/> Electricity grid power target for automated dispatch (kW)               |                                                                     |
| <input type="checkbox"/> Hours of autonomy during grid outage at each timestep (hr)              |                                                                     |

Рисунок 3.27 – Результати оцінювання рівня автономності системи

Аналіз отриманих показників демонструє, що за умови виділення 35 % від загального обсягу енергоспоживання будівлі як критичного навантаження, обраний акумуляторний масив здатний забезпечити в середньому 14,29 годин (Hours of autonomy during grid outage average) безперебійної автономної роботи. У найбільш сприятливих умовах експлуатації, коли момент знеструмлення мережі збігається з високим рівнем заряду накопичувача, тривалість резервного живлення може сягати 54 годин (максимальне значення).

Водночас програмний комплекс зафіксував і мінімальний показник на рівні 0 годин. Це ілюструє найгірший сценарій (worst-case scenario), за якого аварійне відключення стається в той момент, коли батарея вже була повністю розряджена до встановленого експлуатаційного ліміту (10 %), наприклад, одразу після тривалого циклу згладжування вечірнього піку навантаження. Загалом, під час розрахункового відключення система здатна генерувати 741,78 кВт·год електроенергії (critical load met) безпосередньо для покриття критичних потреб.

Таким чином, результати розрахунків беззаперечно підтверджують, що спроектована промислова автономна установка зберігання енергії має високу технічну ефективність не лише як інструмент управління попитом, але й як надійне джерело резервного живлення. Це дозволяє гарантувати енергетичну безпеку та безперервність технологічних чи комерційних процесів на об'єкті протягом понад пів доби навіть за умов повної відсутності зовнішнього електропостачання.

### **Висновок до розділу**

У цьому розділі дипломного проекту було здійснено комплексний аналіз ефективності застосування установок зберігання енергії (УЗЕ) в системах електропостачання промислових та комерційних споживачів. Розглянуто архітектуру, сучасні топології інтеграції (зокрема AC-coupled) та доведено їхню критичну роль у забезпеченні гнучкості та надійності енергомереж.

На основі техніко-економічних та експлуатаційних критеріїв було обґрунтовано вибір основного силового та накопичувального обладнання. Як базовий накопичувач обрано промислову акумуляторну батарею шафового типу Huawei LUNA2000-215-2S10 з літій-залізо-фосфатною (LiFePO<sub>4</sub>) електрохімічною системою. Для обслуговування масиву фотоелектричних модулів обрано мережевий інвертор Huawei SUN2000-40KTL-M3.

Таке рішення гарантує найвищу термічну та пожежну безпеку, тривалий циклічний ресурс, а також безконфліктну інтеграцію обладнання в єдину систему енергетичного менеджменту підприємства.

За допомогою програмного комплексу System Advisor Model (SAM) було проведено комп'ютерне моделювання режимів роботи УЗЕ за конфігурацією «за лічильником» (Behind-the-Meter). Результати симуляції підтвердили високу технічну ефективність алгоритму автоматичного згладжування піків (Automated peak shaving). Завдяки зміщенню споживання: накопиченню енергії в години дії нічного мінімального тарифу та розряду акумуляторів під час денних піків — вдалося суттєво знизити максимальне навантаження на зовнішню електромережу. Це забезпечило розрахункову економію коштів у розмірі 20 514 дол. США за перший рік експлуатації.

Незважаючи на те, що значні початкові капіталовкладення наразі стримують швидку економічну окупність таких проєктів, спроектована установка має вирішальне значення для енергетичної безпеки об'єкта. Моделювання аварійних режимів показало, що за умови виділення 35 % від загального споживання будівлі як критичного навантаження, УЗЕ здатна забезпечити безперебійне автономне живлення в середньому протягом 14,29 годин, а за сприятливих умов — до 54 годин.

Таким чином, результати дослідження беззаперечно доводять, що впровадження сучасної промислової УЗЕ є ефективним інженерним рішенням. Вона успішно виконує функції локального регулятора попиту, оптимізує графіки навантаження та гарантує безперервність технологічних процесів протягом понад пів доби навіть за умов повної відсутності зовнішнього електропостачання.

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 128 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |     |

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ АКУМУЛЯТОРНОГО БЛОКУ

### 4.1 Загальна характеристика об'єкта

Досліджувана промислова установка зберігання енергії (УЗЕ) є критичним і невід'ємним вузлом системи електропостачання інструментального цеху. На даному об'єкті акумуляторний комплекс виконує ключову роль не лише для оптимізації добового графіка навантаження, але й як гарантоване джерело резервного живлення. До основних стратегічних споживачів (які входять до 35 % критичного навантаження цеху), що живляться від цієї установки під час аварійних знеструмлень, належать: системи аварійного та евакуаційного освітлення виробничих приміщень, кола оперативного керування високовольтними комутаційними апаратами, автоматизовані системи пожежної безпеки, а також серверне обладнання моніторингу та управління [11].

Установка базується на використанні сучасної промислової акумуляторної системи шафового типу Huawei LUNA2000-215-2S10 з літій-залізо-фосфатною (LiFePO<sub>4</sub>) електрохімічною технологією та робочою напругою постійного струму до 700 В. На відміну від традиційних свинцево-кислотних акумуляторів, ці батареї є повністю герметичними та використовують твердий полімерний електроліт, що виключає виділення водню чи шкідливих хімічних парів за нормальних умов експлуатації. Проте пристрій вимагає суворого дотримання температурного режиму для запобігання деградації комірок та виникненню явища теплового розгону (thermal runaway), що автоматично забезпечується вбудованою в шафу промисловою спліт-системою кондиціонування повітря[12].

|          |      |           |        |      |                                                                                  |               |     |         |
|----------|------|-----------|--------|------|----------------------------------------------------------------------------------|---------------|-----|---------|
|          |      |           |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п3.31009 ПЗ                                                      |               |     |         |
| Зм.      | Арк. | № докум.  | Підпис | Дата |                                                                                  |               |     |         |
| Розроб.  |      | Тітов     |        |      | ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА<br>ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ АКУМУЛЯТОРНОГО<br>БЛОКУ | Лім.          | Арк | Аркушів |
| Перевір. |      | Притискач |        |      |                                                                                  |               | 128 | 142     |
| Н. контр |      |           |        |      |                                                                                  | НН ІЕЕ ГЕ-п31 |     |         |
| Затв.    |      |           |        |      |                                                                                  |               |     |         |

Захисне заземлення акумуляторної установки полягає у надійному електричному підключенні металевого корпусу промислової шафи та опорних конструкцій до загального контуру заземлення будівлі цеху. З огляду на використання в системі високої напруги постійного струму, це технічне рішення запобігає виникненню небезпечного потенціалу на зовнішніх струмопровідних частинах обладнання у разі пошкодження ізоляції та категорично знижує ризик смертельного ураження обслуговуючого персоналу електричним струмом[11].

Зазвичай для цього використовують товстий мідний кабель великого перерізу, який надійно підключений до основної металевої конструкції або заземлювальної шини об'єкта (контуру заземлення підприємства) з опором не більше 4 Ом .

Таблиця 4.1 – Загальна характеристика об'єкта

| Найменування об'єкта                                            | Вид розміщення                           | Розміщення робочого місця                                     | Категорія приміщення з електробезпеки | Категорія з пожежної безпеки   |
|-----------------------------------------------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|
| Установка зберігання енергії Huawei LUNA2000 (блок АКБ LiFePO4) | Внутрішнє, підлогове (шафове виконання)  | Окреме спеціальне приміщення УЗЕ на промисловому підприємстві | Особливо небезпечне                   | Категорія В (пожежонебезпечне) |
| Гібридний інвертор (PCS) системи Huawei                         | Внутрішнє (інтегровано в єдину шафу УЗЕ) | Окреме спеціальне приміщення УЗЕ (в єдиному корпусі з АКБ)    | Особливо небезпечне                   | Категорія В                    |

Технічні характеристики встановленого обладнання, що визначають вимоги до безпеки, представлені у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Обладнання та його технічні характеристики

| Найменування обладнання               | Марка / Модель                | Основний технічний показник                  | Значення                   |
|---------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------|
| Установка зберігання енергії (УЗЕ)    | Huawei LUNA2000-215-2S10      | Номінальна корисна енергоемність             | 215 кВт·год                |
| Акумуляторні блоки (елементи)         | LiFePO4 (Літій-залізо-фосфат) | Номінальна напруга системи (DC)              | 768 В                      |
| Система перетворення потужності (PCS) | Вбудований гібридний інвертор | Номінальна вихідна потужність / напруга (AC) | 100 кВт / 400 В            |
| Конструктивне виконання               | Промислова шафа (кабінет)     | Ступінь захисту корпусу / тип охолодження    | IP55 / Рідинне охолодження |

## 4.2 Обсяги та послідовність робіт

Роботи з технічного обслуговування акумуляторних батарей на промисловому підприємстві мають циклічний характер і виконуються згідно із затвердженим графіком планово-попереджувальних ремонтів (ППР). Основними періодичними операціями є: візуальна перевірка напруги на клеммах кожного елемента, контроль цілісності моноблоків на предмет мікротріщин або здуття, а також ретельна перевірка надійності затягування всіх болтових з'єднань. Слід зазначити, що наявність перехідного опору в місцях контакту при проходженні великих струмів розряду може призвести до локального перегріву, іскріння та подальшого займання ізоляції кабелів [13].

Крім того, до обов'язкових процедур належить очищення поверхонь акумуляторних баків від пилу та усунення можливих слідів окислення на виводах.

За необхідності виконується заміна дефектних елементів батареї з використанням гідравлічних візків, оскільки маса одного акумулятора ємністю 400 А·год є значною. Усі маніпуляції під час технічного обслуговування повинні виконуватися у суворій послідовності

(огляд, вимірювання, підтягування контактів, очищення) із застосуванням виключно діелектричного інструменту для мінімізації ризиків [13].

Таблиця 4.3 – Обсяги робіт та кваліфікаційний склад працівників

| Вид робіт                              | Спосіб доставки і виконання       | Період і тривалість робіт | Кількість працівників | Група з електробезпеки |
|----------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------|------------------------|
| Контрольні заміри напруги та огляд     | Вручну, цифрові прилади           | Щомісяця, 1 зміна         | 2                     | III та IV              |
| Очищення контактів та баків від пилу   | Вручну (ізольований інструмент)   | 1 раз на квартал          | 2                     | III                    |
| Заміна дефектного елемента (400 А·год) | Гідравлічний візок, ручний підйом | За потреби, 1 зміна       | 3                     | III та IV              |

#### 4.3 Моніторинг стану виробничого середовища за методом Елмері

Оцінка стану охорони праці та виявлення потенційних загроз проводиться за адаптованим методом Елмері [14], що дозволяє кількісно ідентифікувати небезпеки на робочому місці електромонтера. Віртуальний моніторинг включає комплексну перевірку: справності вибухозахищеної припливно-витяжної вентиляції, наявності сертифікованих ЗІЗ, чистоти проходів (ширина не менше 1 метра між стелажми) та наявності попереджувальних знаків безпеки.

Індекс Елмері ( $I_E$ ) розраховується як відношення позитивних оцінок до загальної кількості пунктів спостереження за такою формулою:

$$I_E = \frac{n_+}{n_{\text{заг}}} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

де

$n_+$  – кількість позитивних оцінок;

$n_{\text{заг}}$  – загальна кількість пунктів спостереження.

За результатами аналізу 9 критичних пунктів спостереження на даному об'єкті індекс становить 88,8%, що переконливо свідчить про задовільний («нормальний») рівень організації безпеки виробничого середовища на підприємстві.

#### 4.4 Оцінювання ризику на робочому місці

Для об'єктивної оцінки небезпеки виникнення важкого нещасного випадку (хімічного опіку кислотою або прямого ураження електричним струмом) під час обслуговування застосовується матриця ризику [14]. Розрахунок базового ризику проводиться за такою формулою:

$$R = D \cdot B \cdot P \quad (4.2)$$

де

$D$  – важкість наслідків (оцінюється у 4 бали через смертельну небезпеку струмів короткого замикання батареї);

$B$  – можливість впливу на працівника (оцінюється у 3 бали через щомісячний характер обслуговування);

$P$  – імовірність виникнення події (оцінюється у 2 бали завдяки наявності захисних заходів).

Розрахунок базового ризику:

$$R = 4 \cdot 3 \cdot 2 = 24$$

Відповідно до класифікації, значення в межах 10–24 балів відповідає середньому рівню ризику. Це вимагає від керівництва регулярного проведення інструктажів, перевірки справності ЗІЗ та систем автоматичного контролю вентиляції.

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 133 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |     |

#### 4.5 Вибір засобів індивідуального та колективного захисту

Система безпеки на підприємстві будується на поєднанні індивідуального та колективного захисту. Основним колективним засобом захисту є діелектричні гумові килимки, прокладені вздовж усіх стелажів, та автоматична примусова вентиляція [15]. Для індивідуального захисту від комплексної небезпеки персонал обов'язково використовує костюми КЩС для надійного захисту шкіри від бризок агресивної кислоти, діелектричні рукавички для захисту від струму (обов'язкові високовольтні випробування кожні 6 міс.) , закриті полікарбонатні окуляри та гумові чоботи[13].

Таблиця 4.4 – Перелік засобів індивідуального захисту (ЗІЗ)

| Вид ЗІЗ                | Марка або тип матеріалу   | Призначення                                              | Періодичність випробувань                   |
|------------------------|---------------------------|----------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Костюм спеціальний     | Бавовна з лавсаном (КЩС)  | Захист шкіри від впливу сірчаної кислоти                 | Огляд перед кожним використанням            |
| Рукавички діелектричні | Гумові безшовні (до 1 кВ) | Основний захист від прямого дотику до клем               | Лабораторні випробування 1 раз на 6 місяців |
| Окуляри захисні        | Закриті (полікарбонат)    | Захист очей від бризок електроліту та термічної дії дуги | Огляд на відсутність подряпин та тріщин     |
| Чоботи гумові          | КЩС (кислотолугостійкі)   | Захист ніг від кислоти та додаткова підлоги              | Візуальний огляд на цілісність              |

#### 4.6 Виконання робіт в діючих електроустановках

Організація безпечної експлуатації та всі роботи в акумуляторній виконуються з неухильним дотриманням нарядної системи згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.21-98 [5]. Оскільки приміщення несе загрозу ураження струмом і належить до особливо небезпечних, категорично заборонено виконувати ремонтні роботи одноосібно. На зовнішніх дверях приміщення стаціонарно встановлюються застережні знаки: «Обережно! Електрична напруга» та «З вогнем не заходити». Крім того, перед безпосереднім допуском бригади до виконання робіт, керівник зобов'язаний увімкнути механічну вентиляцію щонайменше на 15 хвилин для повного видалення можливих залишків водню з верхньої зони приміщення .

Таблиця 4.5 – Небезпечні та шкідливі виробничі чинники

| Назва чинника                        | Фактичне значення | Нормативне значення<br>(ГДК/ГДР)                                |
|--------------------------------------|-------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Напруга постійного струму            | 220 В             | 42 В (безпечна межа для вогких приміщень)                       |
| Концентрація водню (H <sub>2</sub> ) | < 0,1 %           | 0,7 % (спрацювання сигналізації) / 4 % (нижня межа вибуховості) |
| Рівень освітленості                  | 150 лк            | Не менше 150 лк (для зчитування показань приладів)              |
| Температура повітря                  | +18...+22 °С      | +15...+25 °С (оптимальний температурний режим для АКБ)          |

#### 4.7 Система захисту від пожеж та вибухів

Акумуляторне приміщення за вибухопожежною небезпекою належить до категорії А. Головна загроза — вибух водню при аварійному відкритті запобіжних клапанів VRLA-батарей. Хоча ці батареї герметизовані, при серйозних порушеннях режиму заряду або «тепловому розгоні» внутрішній тиск зростає, що призводить до викиду водню. Цей легкий газ миттєво накопичується під стелею і вже при концентрації від 4% утворює вибухонебезпечну суміш, здатну здетонувати від найменшої іскри на клеммах чи статичного розряду. Для оперативного гасіння електроустановок під напругою до 1000 В застосовуються виключно вуглекислотні вогнегасники ВВК-2, оскільки вуглекислота не проводить струм і не залишає нальоту[12]. Превентивна безпека забезпечується електричним блокуванням: процес заряду батареї автоматично припиняється у разі зупинки витяжної вентиляції<sup>15</sup>.

Таблиця 4.6 – Вибір засобів протипожежного захисту

| Заходи        | Засіб / Опис характеристики                             | Критерії вибору                                                                                                                                                           |
|---------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Технічні      | Вогнегасник вуглекислотний ВВК-2 (ОУ-2)                 | Обраний спеціально для гасіння ЕУ під напругою до 1000 В. Вуглекислота збиває полум'я, не проводить струм і не забруднює акумулятори.                                     |
| Технічні      | Витяжна механічна вентиляція (вибухозахищене виконання) | Забезпечує примусове видалення водню, кратність повітрообміну (K=4) гарантує розбавлення газу до безпечних концентрацій. Двигун вентилятора захищений від іскроутворення. |
| Організаційні | Електричне технологічне блокування                      | Схема зібрана так, що процес форсованого заряду АКБ автоматично припиняється у разі раптової зупинки витяжної вентиляції.                                                 |

#### Продовження таблиці – 4.6

|                 |                                              |                                                                                                                                                                        |
|-----------------|----------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Попереджувальні | Плани евакуації та світлові<br>табло "ВИХІД" | Забезпечують чітке<br>орієнтування персоналу у<br>випадку задимлення. Табло<br>живляться безпосередньо<br>від самої акумуляторної<br>батареї, тому працюють<br>завжди. |
|-----------------|----------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

#### 4.8 Розрахунок системи блискавкозахисту будівлі акумуляторної

Окремо розташована будівля акумуляторної на території промислового підприємства (через вибухонебезпеку категорії А) Відповідно до ДСТУ EN 62305-3:2021 «Блискавкозахист. Частина 3» [16] обов'язково потребує захисту від прямих ударів блискавки за суворим II рівнем надійності ( $P = 0,99$ ) . Розрахуємо необхідну висоту одиночної щогли для будівлі з наступними габаритами: довжина  $L = 10$  м, ширина  $S = 6$  м, висота будівлі  $h_x = 4$  м.

Радіус зони захисту на висоті покрівлі будівлі ( $r_x$ ) визначається за емпіричною формулою:

$$r_x = 1,06 \cdot (h - h_x) \quad (4.3)$$

де

$h$  - загальна розрахункова висота щогли блискавкоприймача;

$h_x$  - фактична висота будівлі.

Для гарантованого перекриття будівлі зоною захисту, радіус  $r_x$  повинен покривати максимальну відстань від щогли до найвіддаленішого кута даху ( $D$ ):

$$D = \sqrt{(L/2)^2 + (S + 2)^2} = \sqrt{25 + 64} = \sqrt{89} \approx 9,43 \text{ м} \quad (4.4)$$

Визначимо необхідну висоту блискавковідводу ( $h$ ) , прийнявши необхідний захисний радіус  $r_x = 9,5$  м для створення запасу надійності:

$$9,5 = 1,06 \cdot (h - 4) \quad (4.5)$$

$$h - 4 = 9,5/1,06 \approx 8,96 \text{ м}$$

$$h = 8,96 + 4 \approx 12,96 \text{ м}$$

Для ефективного відведення струму блискавки від стрижневого блискавковідводу висотою 13 м необхідно передбачити систему захисного заземлення, яка відповідає вимогам ПУЕ [1] та ДСТУ EN 62305-3:2021 [16]. опір розтіканню струму якого має становити не більше 10 Ом .

### Висновок до розділу

У цьому розділі було комплексно та детально розглянуто різні аспекти охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації стаціонарного акумуляторного блоку 220 В на промисловому підприємстві. Встановлено, що правильне заземлення блоку за допомогою спеціального кабелю, підключеного до шини об'єкта, категорично мінімізує ризики ураження струмом. Було запропоновано низку конкретних технічних заходів безпеки, зокрема використання вибухозахищеної примусової вентиляції та вуглекислотних вогнегасників, а також обґрунтовано їх ефективність для забезпечення безпечних умов праці. Крім того, були надані рекомендації щодо практичної реалізації розроблених заходів з метою підвищення рівня безпеки персоналу.

Особлива увага була приділена розрахунку системи блискавкозахисту, внаслідок якого обґрунтовано необхідність встановлення стрижневої щогли висотою 13 метрів. Також деталізовано використання спеціалізованого кислотостійкого захисного одягу та описано організаційні заходи за нарядно-допускнуою системою, що безпосередньо спрямовані на попередження нещасних випадків та пожеж.

## ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті було виконано комплексне дослідження та розробку системи електропостачання інструментального цеху промислового підприємства та прилеглого житлового мікрорайону з інтеграцією інноваційної установки зберігання енергії (УЗЕ). На основі аналізу існуючої мережі було виявлено ряд критичних проблем, таких як перевантаження трансформатора у години максимуму, значні коливання напруги та наявність безструмових пауз при роботі АВР. Обґрунтовано, що найбільш техніко-економічно доцільним напрямком модернізації є впровадження УЗЕ на базі літій-залізо-фосфатних акумуляторів, яка дозволяє зрізати піки навантаження (Peak Shaving) та забезпечити безперебійне живлення.

В процесі проєктування загальної схеми електропостачання було виконано детальний розрахунок електричних навантажень для промислового та цивільного секторів. На основі цих даних здійснено вибір силових трансформаторів, зокрема для цеху та для житлових об'єктів. Розрахунок струмів короткого замикання на сторонах 10 кВ та 0,4 кВ дозволив коректно вибрати та перевірити відповідну комутаційну апаратуру і розподільні кабельні лінії. У проєкті також розглянуто структуру релейного захисту, автоматики, організації комерційного обліку електроенергії та проведено економічний розрахунок вартості нестандартного приєднання до електромереж.

Для практичної реалізації системи зберігання енергії було обрано акумуляторну батарею та мережевий інвертор. За допомогою програмного комплексу SAM здійснено комп'ютерне моделювання роботи УЗЕ в режимі «за лічильником». Результати симуляції підтвердили високу технічну ефективність алгоритму згладжування піків, що забезпечує зниження максимального навантаження на зовнішню мережу та відповідну економію коштів.

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 139 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |     |

Незважаючи на від'ємну чисту зведену вартість (NPV) та те, що система не окупається за поточних умов через значні капітальні витрати, УЗЕ має вирішальне значення для енергетичної безпеки

об'єкта, гарантуючи автономне живлення критичного навантаження впродовж 14–54 годин у разі знеструмлень.

Окрему увагу в роботі приділено питанням охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації стаціонарного акумуляторного блоку. Розроблено комплекс технічних та організаційних заходів безпеки, вибрано засоби індивідуального та колективного захисту. Виконано розрахунок системи блискавкозахисту будівлі акумуляторної, за результатами якого обґрунтовано необхідність встановлення стрижневої щогли висотою 13 метрів.

Узагальнюючи результати виконаної роботи, можна зробити висновок, що модернізація системи електропостачання з впровадженням багатофункціональної установки зберігання енергії є ефективним інженерним рішенням. Вона оптимізує графіки навантаження, успішно виконує функції локального регулятора попиту та гарантує безперервність технологічних процесів підприємства навіть за умов повної відсутності зовнішнього електропостачання.

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |     |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 140 |

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Правила улаштування електроустановок. Київ, 2017. URL: [https://enext.ua/upload/books/pueh\\_ukraina\\_2017.pdf](https://enext.ua/upload/books/pueh_ukraina_2017.pdf)
2. ДБН В.2.5-28-2018. Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с. URL: [https://e-construction.gov.ua/laws\\_detail/3074958732556240833?doc\\_type=2](https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3074958732556240833?doc_type=2)
3. ДБН В.2.5-23:2025. Проектування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд. URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=117699](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=117699)
4. ГОСТ 13109-97. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення. URL: <https://energo-p.com.ua/wp-content/uploads/2017/08/kachestvo.pdf>
5. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (НПАОП 40.1-1.21-98). Київ: Держнаглядохоронпраці, 1998. 384 с. URL: <https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?iddoc=47256>
6. Релейний захист та автоматизація електричних систем для студентів напряму підготовки 6.050701 - "Електротехніка та електротехнології", програма професійного спрямування: техніка та електрофізика високих напруг, відновлювані джерела енергії / уклад.: О. О. Дмитренко, В. В. Заколюдажний. Київ: НТУУ "КПІ", 2016. 88 с. URL: [https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/18267/1/Metodichka\\_LR\\_RZA\\_EV-ED\\_1](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/18267/1/Metodichka_LR_RZA_EV-ED_1)
7. Розрахунок плати за нестандартне приєднання потужності через онлайн калькулятор НКРЕКП від 30.12.2025 № 2231: <https://www.nerc.gov.ua/calculator-nonstandart>
8. System Advisor Model (SAM) General Description / National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. Department of Energy. URL: <https://sam.nrel.gov/>
9. Каталог виробника установки зберігання енергії Huawei LUNA2000. URL: <https://sun-energy.com.ua/solar-power/nakopichuvachi-elektroenergii/luna20>

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ | 141 |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            |     |

10. Каталог виробника мережевого інвертора Huawei SUN2000-40KTL.  
URL: <https://storgom.ua/ua/product/huawei-sun2000-40ktl>

11. Правила охорони електричних мереж: постанова Кабінету Міністрів України від 04.03.1997 р. № 209. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/209-97-%D0%BF>

12. Правила пожежної безпеки в Україні (НАПБ А.01.001-2014): наказ МВС України від 30.12.2014 № 1417. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1635-14#Text>

13. ДСТУ ІЕС 62477-1:2019. Вимоги щодо безпеки до систем і обладнання перетворювачів силової електроніки. Частина 1. Загальні положення (ІЕС 62477-1:2012, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019. 145 с.  
[https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=112796](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=112796)

14. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та пожежна безпека» у кваліфікаційній роботі [Електронний ресурс]: навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою НН ІЕЕ «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» / уклад.: Л. Д. Третьякова, Л. О. Мітюк. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2026. 58 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/41875>

15. ДБН В.2.5–67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=50154](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=50154)

16. ДСТУ EN 62305-3:2021. Блискавкозахист. Частина 3. Фізичні пошкодження будівель (споруд) та небезпека для життя (EN 62305-3:2011, IDT; ІЕС 62305-3:2010, MOD). URL: <https://online.budstandart.com/ua/catalog/>

|      |       |          |        |      |                            |     |
|------|-------|----------|--------|------|----------------------------|-----|
|      |       |          |        |      | ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.009 ПЗ |     |
| Змн. | Арк.. | № докум. | Підпис | Дата |                            | 142 |