

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

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

к.т.н., доц. \_\_\_\_\_ Євген Антипов

(підпис)

„\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2026 р.

**БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему: “Зовнішнє електропостачання житлового будинку із  
встановленням сонячної електростанції”

Спеціальність 141 “Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка”

Освітньо-професійна програма “Інжиніринг електроенергетичних  
систем з відновлюваними джерелами”

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 004 ПЗ

Гарант освітньої програми

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_  
(Підпис)

Світлана Макаревич

(ПІБ)

Керівник бак.кв.роботи

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_  
(Підпис)

Андрій Петренко

(ПІБ)

Виконав

\_\_\_\_\_  
(Підпис)

Руслан Куш

(ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри**

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

К.Т.Н., доц. \_\_\_\_\_ Євген Антипов  
(підпис)

„\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ**

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

Кушу Руслану Олександровичу

Спеціальність : 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Освітньо-професійна програма: "Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами"

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: "Зовнішнє електропостачання житлового будинку із встановленням сонячної електростанції"

затверджена наказом ректора НУБіП України від "30" 10. 2025 р. № 2606 "С"

Термін подання завершеного проекту на кафедру "29" травня 2026 р.

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи: каталоги електрообладнання; вимоги ПУЕ; ситуаційний план електропостачання, електричне навантаження

Перелік питань, які потрібно вирішити:

1. Характеристика об'єкта електропостачання та аналіз споживання електроенергії
2. Розробка схеми електропостачання житлового будинку
3. Проектування зовнішнього електропостачання житлового будинку
4. Розробка сонячної електростанції для споживачів житлового будинку
5. Розробка заходів електробезпеки та охорони праці
6. Розрахунок економічної ефективності та екологічного впливу

Перелік графічних документів: презентація виконання в Microsoft PowerPoint

Дата видачі завдання: 30.10.2025 р

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

\_\_\_\_\_ К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_ (Підпис)

\_\_\_\_\_ Андрій Петренко

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Руслан Куш

## РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» виконана у Національному університеті біоресурсів і природокористування України, м. Київ, 2026 р.

Метою проєкту є розробка системи зовнішнього електропостачання приватного житлового будинку із встановленням сонячної електростанції та системи накопичення електричної енергії для підвищення енергоефективності та надійності електрозабезпечення.

У роботі виконано аналіз сучасних систем електропостачання житлових будинків та можливостей використання відновлюваних джерел енергії. Розроблено схему трифазного електропостачання житлового будинку з інтеграцією сонячної електростанції та акумуляторної системи.

У проєкті спроектовано головний розподільчий щит, виконано розрахунок електричних навантажень, вибір силового обладнання, кабельно-провідникової продукції та захисної апаратури. Проведено розрахунки параметрів сонячної електростанції, системи заземлення, блискавкозахисту та захисту від перенапруг відповідно до вимог чинних нормативних документів.

У техніко-економічній частині визначено капітальні витрати на реалізацію проєкту, розраховано економічний ефект від використання сонячної електростанції та орієнтовний термін її окупності. Також оцінено екологічний ефект від використання відновлюваних джерел енергії та зменшення споживання електроенергії з мережі.

Отримані результати підтверджують доцільність використання сонячної електростанції та системи накопичення електричної енергії для забезпечення надійного, економічно ефективного та екологічно безпечного електропостачання житлового будинку.

Ключові слова: сонячна електростанція, електропостачання житловий будинок, система накопичення електричної енергії, заземлення, блискавкозахист.

## ЗМІСТ

|                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....                                                                  | 6  |
| ВСТУП.....                                                                                      | 8  |
| РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА<br>АНАЛІЗ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ..... | 10 |
| 1.1. Архітектурно-планувальне рішення та кліматичні умови.....                                  | 10 |
| 1.2. Визначення категорії надійності та складу електроспоживачів .....                          | 12 |
| 1.3. Визначення електричних навантажень об'єкта.....                                            | 14 |
| 1.4. Побудова добових та річних графіків навантаження.....                                      | 15 |
| Висновки до розділу 1 .....                                                                     | 21 |
| РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО<br>БУДИНКУ .....                           | 22 |
| 2.1. Вибір структурної блок-схеми головного розподільного щита.....                             | 22 |
| 2.2. Розробка однолінійної електричної схеми .....                                              | 25 |
| 2.3. Розробка монтажно-електричної схеми.....                                                   | 27 |
| 2.4. Розрахунок та вибір автоматичного вимикача та конструкції щита ...                         | 29 |
| Висновки до розділу 2 .....                                                                     | 32 |
| РОЗДІЛ 3. ПРОЄКТУВАННЯ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ<br>ЖИТЛОВОГО БУДИНКУ .....                 | 33 |
| 3.1. Вибір точки приєднання та розрахунок лінії зовнішнього<br>електропостачання .....          | 33 |
| 3.2. Розрахунок струмів короткого замикання.....                                                | 35 |
| 3.3. Перевірка мережі за втратою напруги .....                                                  | 39 |
| 3.4. Вибір та встановлення вузла обліку.....                                                    | 40 |
| Висновки до розділу 3 .....                                                                     | 43 |

|                  |              |                 |               |            |                                                                                                |             |             |                |
|------------------|--------------|-----------------|---------------|------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|----------------|
|                  |              |                 |               |            | 02.03 - КР. 2606 "С" 2025.10.30 004 ПЗ                                                         |             |             |                |
| <i>Змн</i>       | <i>Лис</i>   | <i>№ докум.</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дат</i> |                                                                                                |             |             |                |
| <i>Розроб.</i>   | Куш Р.О      |                 |               |            | Зовнішнє електропостачання<br>житлового будинку із<br>встановленням сонячної<br>електростанції | <i>Літ.</i> | <i>Арк.</i> | <i>Аркушів</i> |
| <i>Перевір.</i>  | Петренко А.В |                 |               |            |                                                                                                |             | 4           | 76             |
| <i>Реценз.</i>   |              |                 |               |            |                                                                                                | ННІ ЕАЕ     |             |                |
| <i>Н. Контр.</i> | Петренко А.В |                 |               |            |                                                                                                |             |             |                |
| <i>Затверд.</i>  | Антипов Є.О  |                 |               |            |                                                                                                |             |             |                |

|                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ<br>ЖИТЛОВОГО БУДИНКУ ..... | 44 |
| 4.1. Обґрунтування типу та потужності сонячної електростанції .....                  | 44 |
| 4.2. Розрахунок та вибір потужності сонячних модулів .....                           | 45 |
| 4.3. Розрахунок та вибір інвертора напруги та акумуляторної системи ....             | 47 |
| 4.4. Розробка технічного рішення з монтажу сонячних панелей.....                     | 49 |
| Висновки до розділу 4 .....                                                          | 52 |
| РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ<br>.....                  | 53 |
| 5.1. Розрахунок системи заземлення.....                                              | 53 |
| 5.2. Опис системи блискавкозахисту та захисту від перенапруги.....                   | 56 |
| 5.3. Охорона праці при монтажі та експлуатації .....                                 | 58 |
| 5.4. Пожежна безпека електроустановок.....                                           | 60 |
| Висновки до розділу 5 .....                                                          | 61 |
| РОЗДІЛ 6. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА<br>ЕКОЛОГІЧНОГО ВПЛИВУ .....        | 63 |
| 6.1. Розрахунок капітальних інвестицій .....                                         | 63 |
| 6.2. Прогноз генерування електроенергії та термін окупності.....                     | 65 |
| 6.3. Розрахунок зменшення викидів вуглекислого газу.....                             | 68 |
| Висновки до розділу 6 .....                                                          | 71 |
| ВИСНОВКИ.....                                                                        | 72 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....                                                      | 73 |
| ДОДАТКИ.....                                                                         | 76 |

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

|           |   |                                                                                                  |
|-----------|---|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| АВ        | — | автоматичний вимикач;                                                                            |
| АКБ       | — | акумуляторна батарея;                                                                            |
| БМС (BMS) | — | система управління акумулятором;                                                                 |
| ВДЕ       | — | відновлювані джерела енергії;                                                                    |
| ГВП       | — | гаряче водопостачання;                                                                           |
| ГРЩ       | — | головний розподільний щит;                                                                       |
| ДБН       | — | державні будівельні норми;                                                                       |
| ДСТУ      | — | державний стандарт України;                                                                      |
| ЗІЗ       | — | засоби індивідуального захисту;                                                                  |
| КЗ        | — | коротке замикання;                                                                               |
| КП        | — | коефіцієнт попиту;                                                                               |
| НКРЕКП    | — | Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг; |
| ОЕС       | — | об'єднана енергетична система України;                                                           |
| ОПН       | — | обмежувач перенапруги;                                                                           |
| ОСР       | — | оператор системи розподілу;                                                                      |
| ПЗВ       | — | пристрій захисного відключення;                                                                  |
| ПУЕ       | — | правила улаштування електроустановок;                                                            |
| PV        | — | Photovoltaic – перетворення сонячного світла в електроенергію;                                   |
| СЕС       | — | сонячна електростанція;                                                                          |
| СПП       | — | самонесучий ізольований провід;                                                                  |
| ТП        | — | трансформаторна підстанція;                                                                      |
| EPS       | — | режим резервного живлення (Emergency Power Supply);                                              |
| MPPT      | — | відстеження точки максимальної потужності (Maximum Power Point Tracking);                        |
| NPV       | — | чиста приведена вартість (Net Present Value);                                                    |
| PI        | — | індекс прибутковості (Profitability Index);                                                      |

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 6    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

|                                       |   |                                                                                |
|---------------------------------------|---|--------------------------------------------------------------------------------|
| PR                                    | – | performance ratio – коефіцієнт ефективності СЕС                                |
|                                       |   | Умовні позначення фізичних величин;                                            |
| $\cos\varphi$                         | – | коефіцієнт потужності;                                                         |
| d                                     | – | річна деградація PV-модуля, %/рік;                                             |
| DoD                                   | – | глибина розряду акумулятора (Depth of Discharge), %;                           |
| E, E <sub>рік</sub>                   | – | виробіток (річний виробіток) електроенергії СЕС, кВт·год/рік;                  |
| E <sub>ном</sub>                      | – | номінальна ємність акумуляторного банку, кВт·год;                              |
| H                                     | – | питома інсоляція на нахилену поверхню, кВт·год/м <sup>2</sup> /рік;            |
| I, I <sub>p</sub>                     | – | електричний струм; розрахунковий струм, А;                                     |
| I <sub>кз</sub>                       | – | струм короткого замикання, А (кА);                                             |
| K                                     | – | капітальні інвестиції, грн;                                                    |
| kCO <sub>2</sub>                      | – | питомий коефіцієнт викидів CO <sub>2</sub> , кг/кВт·год;                       |
| l, L                                  | – | довжина (лінії, кабелю, електрода), м (км);                                    |
| P, P <sub>мас</sub> , P <sub>КТ</sub> | – | активна потужність; потужність PV-масиву; розрахункове навантаження, кВт;      |
| Q                                     | – | реактивна потужність, кВАр;                                                    |
| r <sub>0</sub> , x <sub>0</sub>       | – | питомі активний та індуктивний опори проводу, Ом/км;                           |
| R, X, Z                               | – | активний, індуктивний, повний опір, Ом (МОм);                                  |
| S                                     | – | повна потужність, кВА; снігове навантаження, кПа;                              |
| T, Ток                                | – | температура, °С; термін окупності, років;                                      |
| T <sub>зт</sub> , T <sub>тар</sub>    | – | зелений тариф; тариф на електроенергію, грн/кВт·год;                           |
| U, U <sub>н</sub>                     | – | напруга; номінальна напруга, В (кВ);                                           |
| U <sub>mp</sub> , U <sub>oc</sub>     | – | напруга точки максимальної потужності; напруга холостого ходу PV-модуля, В;    |
| W, W <sub>рік</sub>                   | – | споживання електроенергії; річне споживання, кВт·год                           |
| ΔmCO <sub>2</sub>                     | – | зменшення викидів CO <sub>2</sub> , кг (т);                                    |
| ΔU                                    | – | втрата напруги, %;                                                             |
| η, η <sub>в</sub> , η <sub>г</sub>    | – | коефіцієнт ефективності (ККД); коефіцієнти використання електродів заземлення. |

## ВСТУП

Актуальність теми. В умовах зростання тарифів на електроенергію, нестабільності централізованого електропостачання та підвищених вимог до енергетичної незалежності, використання сонячних електростанцій для приватних домогосподарств набуває дедалі більшого практичного значення. Понад 40% розподільних мереж 0,4 кВ в Україні має знос понад 60%, а рівень аварійних відключень у побутовому секторі зріс на 23% у 2023–2024 роках. Встановлена потужність СЕС в Україні у 2025 році перевищила 8,8 ГВт, що свідчить про масштабний перехід до відновлюваної генерації.

Мета і завдання дослідження. Метою бакалаврської кваліфікаційної роботи є розробка системи електропостачання одноповерхового приватного житлового будинку загальною площею 120 м<sup>2</sup> (Київська область, Бориспільський район) з інтеграцією сонячної електростанції у конфігурації grid-tied with battery backup, яка забезпечує надійне електропостачання, резервування критичних навантажень та економічно ефективне використання відновлюваної енергії.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- провести аналіз об'єкта електропостачання, визначити склад та розрахункові навантаження електроприймачів, побудувати добові та річні графіки навантаження;
- розробити схему внутрішнього електропостачання будинку з інтеграцією гібридного інвертора та акумуляторного банку;
- спроектувати систему зовнішнього електропостачання від ТП-14 до точки підключення об'єкта;
- розрахувати та вибрати параметри сонячної електростанції: потужність PV-масиву, тип інвертора, ємність акумуляторної системи;
- розробити заходи електробезпеки, системи заземлення та блискавкозахисту;
- визначити економічну ефективність та екологічний ефект від впровадження СЕС.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 8    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Об'єкт і предмет дослідження. Об'єктом дослідження є система електропостачання одноповерхового приватного житлового будинку площею 120 м<sup>2</sup> у Бориспільському районі Київської області. Предметом дослідження є методи проектування систем електропостачання з інтеграцією фотоелектричних установок та систем накопичення енергії для автономізації та підвищення надійності живлення приватного будинку.

Методи дослідження. У роботі використано такі методи: аналітичний – для розрахунку електричних навантажень за методикою ДБН В.2.5-23:2025; розрахунковий – для визначення параметрів елементів системи (струми КЗ, втрати напруги, заземлення, параметри СЕС); комп'ютерне моделювання – програмне забезпечення HelioScore з базою кліматичних даних ТМУ Meteonorm 8 для розрахунку виробітку СЕС; техніко-економічний аналіз – для оцінки капітальних інвестицій, терміну окупності, NPV та екологічного ефекту.

Практична значущість роботи полягає в розробці повного комплексу проєктної документації – від аналізу навантажень і схем електропостачання до розрахунків заземлення, блискавкозахисту та економічного обґрунтування – для реального об'єкта в умовах Київської області. Отримані результати можуть бути використані безпосередньо для реалізації аналогічних проєктів приватного електропостачання з інтеграцією СЕС.

Структура роботи. Бакалаврська кваліфікаційна робота складається зі вступу, шести розділів, висновків та списку використаних джерел. У розділі 1 виконано характеристику об'єкта та аналіз споживання електроенергії. Розділ 2 присвячено розробці схеми електропостачання. У розділі 3 спроектовано зовнішнє електропостачання. Розділ 4 містить розрахунки та вибір обладнання СЕС. У розділі 5 розроблено заходи електробезпеки. Розділ 6 містить техніко-економічне обґрунтування та оцінку екологічного впливу.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 9    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

## РОЗДІЛ 1

# ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА АНАЛІЗ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

### 1.1. Архітектурно-планувальне рішення та кліматичні умови

Об'єктом проєктування є одноповерховий приватний житловий будинок, розташований у Київській області, Бориспільський район (координати: 50°22' пн. ш., 30°51' сх. д.). Ділянка знаходиться в заміській зоні поблизу м. Бориспіль, характеризується рівнинним рельєфом без значних перепадів висот та відкритим горизонтом з боку півдня, що є сприятливим чинником для встановлення сонячної електростанції (СЕС).

Будинок зведений за індивідуальним проєктом. Загальна площа будівлі становить 120 м². Висота поверху – 2,8 м. Кількість постійних мешканців – 3 особи.

Конструктивна схема будинку: монолітно-каркасна. Зовнішні стіни – цегляна кладка товщиною 380 мм з утепленням мінераловатними плитами товщиною 100 мм; вікна – двокамерний склопакет у металопластикових рамах. Дах двосхильний, кут нахилу покрівлі 30°, орієнтація головного (південного) схилу – на південь (азимут 180°). Корисна площа південного схилу покрівлі становить близько 60 м², що є достатнім для розміщення фотоелектричного масиву СЕС встановленою потужністю 13,68 кВт.

Планувальне рішення будинку передбачає: вхідний тамбур, коридор, вітальню-їдальню, кухню, котельню/технічне приміщення, санвузол та терасу, три спальні та ванну кімнату.

Склад основного інженерного обладнання будинку:

- система опалення: електричний котел потужністю 6 кВт (основне джерело тепlopостачання); питома потреба в теплі ~50 Вт/м²;
- система гарячого водопостачання (ГВП): бойлер непрямого нагріву об'ємом 100 л;

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 10   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

- система вентиляції: природна вентиляція з механічним підпором;
- кліматична система: спліт-система (охолодження/додаткове обігрівання), 1 одиниця.

Земельна ділянка площею 0,10 га. Підключення до зовнішньої мережі 0,4 кВ здійснюється від повітряної лінії. В рамках даного проєкту передбачається трифазне підключення з вхідним автоматичним вимикачем 3×32 А.

Об'єкт розташований у Київській області, яка за ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення» [1] належить до 2-ї світлокліматичної зони України. Нормативні кліматичні характеристики місця розташування наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

### Основні кліматичні характеристики місця розташування об'єкта

| Показник                                               | Значення               |
|--------------------------------------------------------|------------------------|
| 1                                                      | 2                      |
| Кліматична зона                                        | Помірно-континентальна |
| Розрахункова зимова температура ( $t_s$ ), °C          | –21                    |
| Середньорічна температура, °C                          | +8,4                   |
| Середня температура найхолоднішого місяця (січень), °C | –5,1                   |
| Середня температура найтеплішого місяця (липень), °C   | +20,3                  |
| Тривалість опалювального сезону, днів                  | 187                    |
| Середня температура опалювального сезону, °C           | –0,5                   |
| Річна кількість опадів, мм                             | 600–650                |
| Нормативна вага снігового покриву, кПа                 | 1,40 (III сн. зона)    |
| Нормативний вітровий тиск, кПа                         | 0,42 (III зона)        |

| 1                                                                                          | 2        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| Сейсмічність, бали                                                                         | $\leq 6$ |
| Річна питома інсоляція на нахилену поверхню ( $30^\circ$ ,<br>пд.), кВт·год/м <sup>2</sup> | 1 292,7  |
| Performance Ratio CEC (HelioScope, TMY Meteororm 8)                                        | 78,9 %   |

Річна питома інсоляція на похилу поверхню під кутом  $30^\circ$  з орієнтацією на південь становить 1 292,7 кВт·год/м<sup>2</sup> за результатами моделювання у програмному забезпеченні HelioScope [2] з використанням бази кліматичних даних TMY Meteororm 8 [3] для координат об'єкта. Таким чином, розташування об'єкта є сприятливим як з архітектурно-планувальної, так і з кліматичної точки зору для реалізації проєкту зовнішнього електропостачання з інтеграцією сонячної електростанції.

## 1.2. Визначення категорії надійності та складу електроспоживачів

Визначення категорії надійності електропостачання виконується відповідно до вимог ДБН В.2.5-23:2025 «Проектування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд» [4,с.15]. Відповідно до розділу 5 цього документа, за ступенем надійності електропостачання всі електроприймачі поділяються на три категорії:

I категорія – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити загрозу для життя людей, значний збиток або порушення роботи важливих об'єктів;

II категорія – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких призводить до масових простоїв або порушення нормальної діяльності значної кількості мешканців;

III категорія – всі інші електроприймачі, для яких допускається перерва в електропостачанні на час ремонту, але не більше однієї доби.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 12   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Згідно з таблицею 5.1 ДБН В.2.5-23:2025 [4], одноквартирні житлові будинки відносяться до III категорії надійності електропостачання. Відповідно до п. 2.8 ДБН В.2.5-23:2025 [4], за ініціативою власника для критичних споживачів (опалення, охоронна сигналізація) проектом передбачається резервування живлення через акумуляторну систему СЕС (конфігурація grid-tied with battery backup), що наближає надійність до вимог II категорії.

Склад електроспоживачів будинку з розподілом за групами наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

**Відомість електроприймачів приватного будинку**

| №  | Найменування електроприймача | К-ть, шт | Рн одн., кВт | Рн заг., кВт | cosφ | Група      |
|----|------------------------------|----------|--------------|--------------|------|------------|
| 1  | 2                            | 3        | 4            | 5            | 6    | 7          |
| 1  | Освітлення (LED)             | 1        | 0,25         | 0,25         | 0,95 | Освітлення |
| 2  | Зовнішнє освітлення (LED)    | 1        | 0,10         | 0,10         | 0,95 | Освітлення |
| 3  | Електрична плита з духовкою  | 1        | 5,00         | 5,00         | 1,00 | Кухня      |
| 4  | Мікрохвильова піч            | 1        | 1,00         | 1,00         | 1,00 | Кухня      |
| 5  | Холодильник                  | 1        | 0,15         | 0,15         | 0,90 | Кухня      |
| 6  | Посудомийна машина           | 1        | 1,80         | 1,80         | 1,00 | Кухня      |
| 7  | Чайник електричний           | 1        | 2,00         | 2,00         | 1,00 | Кухня      |
| 8  | Пральна машина               | 1        | 2,20         | 2,20         | 0,97 | Побутове   |
| 9  | Праска                       | 1        | 2,20         | 2,20         | 1,00 | Побутове   |
| 10 | Пилосос                      | 1        | 1,60         | 1,60         | 0,95 | Побутове   |
| 11 | Спліт-система                | 1        | 1,50         | 1,50         | 0,90 | Клімат     |
| 12 | Електричний котел            | 1        | 6,00         | 6,00         | 0,98 | Опалення   |

| 1  | 2                           | 3 | 4    | 5     | 6    | 7         |
|----|-----------------------------|---|------|-------|------|-----------|
| 13 | Бойлер ГВП                  | 1 | 2,00 | 2,00  | 1,00 | ГВП       |
| 14 | Комп'ютери/ноутбуки<br>(×2) | 2 | 0,30 | 0,60  | 0,95 | Інформ.   |
| 15 | Телевізор                   | 1 | 0,20 | 0,20  | 0,95 | Інформ.   |
| 16 | Охоронна сигналізація       | 1 | 0,10 | 0,10  | 0,90 | Безпека   |
| 17 | Насос циркуляційний         | 1 | 0,15 | 0,15  | 0,85 | Інженерія |
| –  | РАЗОМ                       | – | –    | 26,85 | –    | –         |

### 1.3. Визначення електричних навантажень об'єкта

Визначення розрахункового навантаження виконується відповідно до ДБН В.2.5-23:2025 [4,с.18], розділ 6. Відповідно до п. 6.1.2 будинок площею 120 м² з повним електроопаленням та встановленою потужністю 26,85 кВт відноситься до житла 2-го виду (котедж/садибний будинок на одну родину). Для житла 2-го виду розрахункове навантаження на вводі визначається за формулою (6.1.9 ДБН В.2.5-23:2025) [4,с.21]:

$$PKT = PЗАЯВ \times КП, \quad (1.1)$$

де  $PKT$  – розрахункове навантаження на вводі, кВт;  $PЗАЯВ$  – заявлена (встановлена) потужність електроприймачів, кВт;  $КП$  – коефіцієнт попиту (за таблицею 6.2 ДБН В.2.5-23:2025 [4,с.21]).

За таблицею 6.2 ДБН В.2.5-23:2025 для котеджу з повним електроопаленням постійного увімкнення при заявленій потужності до 30 кВт коефіцієнт попиту  $КП = 0,75$  [4,с.21].

Розрахункове активне навантаження на ввіді будинку:

$$PKT = 26,85 \times 0,75 = 20,14 \text{ кВт} \approx 20,1 \text{ кВт}. \quad (1.2)$$

Розрахункова повна потужність при середньозваженому  $\cos\varphi = 0,95$ :

$$SKT = PKT / \cos\varphi = 20,1 / 0,95 = 21,2 \text{ кВА}, (1.3)$$

де  $\cos\varphi = 0,95$  – середньозважений коефіцієнт потужності електроприймачів будинку.

Розрахунковий струм трифазного введення при  $U_n = 0,4 \text{ кВ}$ :

$$I_p = \frac{SKT}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{21200}{(\sqrt{3} \times 400)} = 30,6 \text{ А}, \quad (1.4)$$

де  $U_n = 0,4 \text{ кВ}$  – номінальна напруга трифазної мережі.

За результатами розрахунку приймається трифазний ввід на напругу 0,4 кВ з номінальним струмом автоматичного вимикача  $3 \times 32 \text{ А}$ .

#### 1.4. Побудова добових та річних графіків навантаження

Графіки навантаження відображають зміну електричного навантаження будинку в часі та є необхідними для проєктування системи електропостачання, вибору електрообладнання і визначення оптимальних параметрів сонячної електростанції. Добовий графік побудовано для двох характерних режимів: зимового (грудень–лютий) та літнього (червень–серпень). Зимовий режим характеризується підвищеним навантаженням від системи електричного опалення (котел 6 кВт), а також збільшеним споживанням електроенергії на освітлення через скорочення тривалості світлового дня. Літній режим відзначається відсутністю опалення та наявністю навантаження від кліматичної системи. Аналіз цих режимів дозволяє визначити періоди максимального та мінімального споживання електроенергії протягом доби.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 15   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Вихідні дані для побудови добових графіків активного навантаження наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

**Добовий графік активного навантаження будинку**

| Часовий інтервал | Зима: Р, кВт | Зима: W, кВт·год | Літо: Р, кВт | Літо: W, кВт·год |
|------------------|--------------|------------------|--------------|------------------|
| 1                | 2            | 3                | 4            | 5                |
| 00:00–01:00      | 5,20         | 5,20             | 0,90         | 0,90             |
| 01:00–02:00      | 4,80         | 4,80             | 0,80         | 0,80             |
| 02:00–03:00      | 4,60         | 4,60             | 0,75         | 0,75             |
| 03:00–04:00      | 4,60         | 4,60             | 0,70         | 0,70             |
| 04:00–05:00      | 4,70         | 4,70             | 0,70         | 0,70             |
| 05:00–06:00      | 4,90         | 4,90             | 0,80         | 0,80             |
| 06:00–07:00      | 6,20         | 6,20             | 1,10         | 1,10             |
| 07:00–08:00      | 9,10         | 9,10             | 2,40         | 2,40             |
| 08:00–09:00      | 10,30        | 10,30            | 3,20         | 3,20             |
| 09:00–10:00      | 7,40         | 7,40             | 2,10         | 2,10             |
| 10:00–11:00      | 6,50         | 6,50             | 1,80         | 1,80             |
| 11:00–12:00      | 6,10         | 6,10             | 1,60         | 1,60             |
| 12:00–13:00      | 8,20         | 8,20             | 2,70         | 2,70             |
| 13:00–14:00      | 9,10         | 9,10             | 3,00         | 3,00             |
| 14:00–15:00      | 6,80         | 6,80             | 2,00         | 2,00             |
| 15:00–16:00      | 6,30         | 6,30             | 1,70         | 1,70             |
| 16:00–17:00      | 6,70         | 6,70             | 1,80         | 1,80             |
| 17:00–18:00      | 9,50         | 9,50             | 3,30         | 3,30             |
| 18:00–19:00      | 11,80        | 11,80            | 4,50         | 4,50             |

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 16   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

| 1           | 2     | 3      | 4    | 5     |
|-------------|-------|--------|------|-------|
| 19:00–20:00 | 13,20 | 13,20  | 5,40 | 5,40  |
| 20:00–21:00 | 14,10 | 14,10  | 6,10 | 6,10  |
| 21:00–22:00 | 12,40 | 12,40  | 4,80 | 4,80  |
| 22:00–23:00 | 9,20  | 9,20   | 3,10 | 3,10  |
| 23:00–00:00 | 6,40  | 6,40   | 1,50 | 1,50  |
| Σ за добу   | –     | 194,10 | –    | 56,25 |

На основі даних таблиці 1.3 побудовано добові графіки навантаження для зимового та літнього режимів (рис. 1.1).

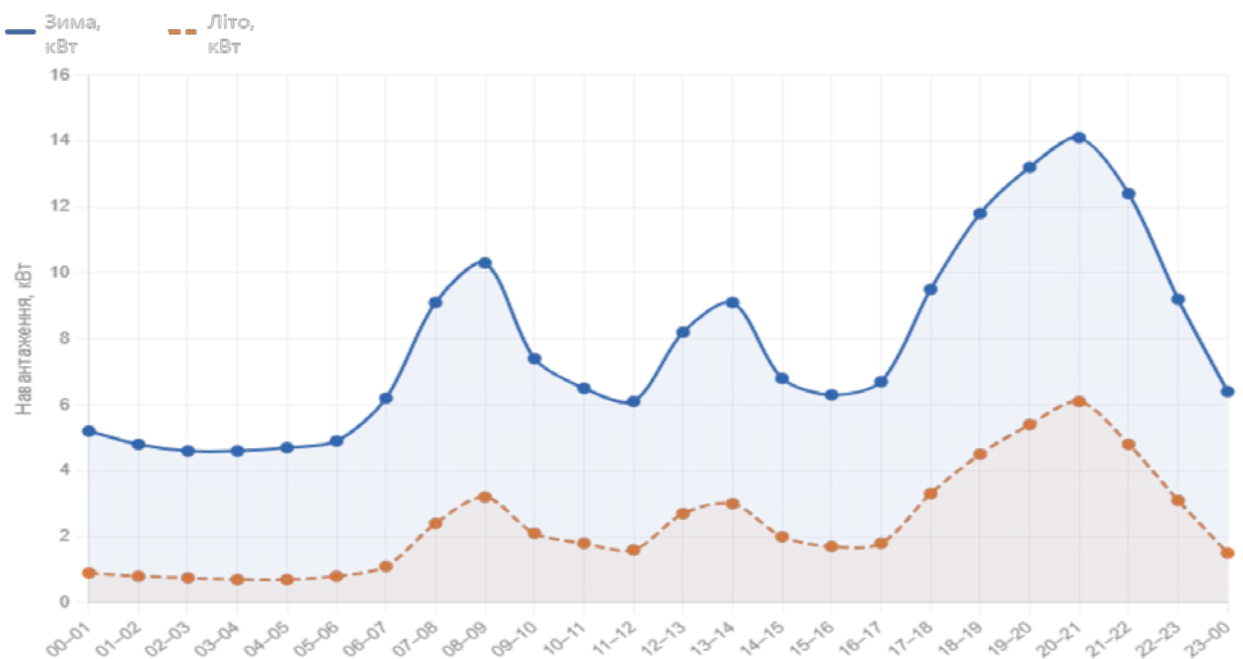


Рис. 1.1. Добові графіки навантаження будинку: зимовий та літній режими

Максимум навантаження у зимовий день припадає на вечірній пік 20:00–21:00 та становить 14,1 кВт, у літній 6,1 кВт. Мінімальне нічне навантаження: 4,6 кВт (базове навантаження котла), 0,7 кВт. Коефіцієнт нерівномірності добового навантаження:

$$\beta_3 = \frac{P_{min}}{P_{max}} = \frac{4,6}{14,1} = 0,326 \text{ (зима)}, \quad (1.5)$$

$$\beta_L = \frac{P_{min}}{P_{max}} = \frac{0,7}{6,1} = 0,115 \text{ (літо)} \quad (1.6)$$

де  $\beta_{3/L}$  – коефіцієнт нерівномірності (зимою/літом);  $P_{min}$  – мінімальне нічне навантаження;  $P_{max}$  – максимальне навантаження вечірній пік.

Річний графік навантаження будується за середньомісячними значеннями добового споживання. Значення наведено в таблиці 1.4. У таблиці також наведено місячний виробіток СЕС за результатами розрахунку у програмному забезпеченні HelioScore [2] та ТМУ Meteororm 8 [3] для оцінки балансу виробництво/споживання.

Таблиця 1.4

#### Середньомісячне та річне електроспоживання будинку і виробіток СЕС

| Місяць   | Рсер.доб.,<br>кВт·год/добу | К-ть<br>днів | Wміс.,<br>кВт·год | Виробіток<br>СЕС<br>(HelioScore),<br>кВт·год | Примітка          |
|----------|----------------------------|--------------|-------------------|----------------------------------------------|-------------------|
| 1        | 2                          | 3            | 4                 | 5                                            | 6                 |
| Січень   | 194                        | 31           | 6 014             | 282                                          | Опалення макс.    |
| Лютий    | 180                        | 28           | 5 040             | 554                                          | Опалення          |
| Березень | 130                        | 31           | 4 030             | 1 106                                        | Перехідний        |
| Квітень  | 68                         | 30           | 2 040             | 1 605                                        | Без опалення      |
| Травень  | 60                         | 31           | 1 860             | 1 877                                        | Без опалення      |
| Червень  | 62                         | 30           | 1 860             | 1 962                                        | Кондиціонер       |
| Липень   | 65                         | 31           | 2 015             | 1 964                                        | Кондиціонер макс. |
| Серпень  | 63                         | 31           | 1 953             | 1 943                                        | Кондиціонер       |
| Вересень | 60                         | 30           | 1 800             | 1 394                                        | Перехідний        |

| 1        | 2   | 3   | 4      | 5      | 6                     |
|----------|-----|-----|--------|--------|-----------------------|
| Жовтень  | 105 | 31  | 3 255  | 758    | Початок опалення      |
| Листопад | 150 | 30  | 4 500  | 273    | Опалення              |
| Грудень  | 200 | 31  | 6 200  | 190    | Опалення макс.        |
| РАЗОМ    | –   | 365 | 40 567 | 13 908 | ≈ 16 700 кВт·год/рік* |

\*Примітка. Річне розрахункове споживання з урахуванням КП = 0,75: W<sub>рік</sub> ≈ 16 700 кВт·год/рік. Виробіток СЕС 13 908 кВт·год/рік (Energy to Grid) – за результатами моделювання у HelioScore [2].

На рис. 1.2 наведено порівняльний річний графік електроспоживання будинку та виробітку СЕС.



Рис. 1.2. Річний графік електроспоживання будинку та виробітку СЕС

Графік відображає порівняння місячного споживання будинку та виробітку СЕС (HelioScore [2]) протягом року. Чітко видно зворотну залежність: взимку споживання максимальне (до 6 200 кВт·год у грудні), а виробіток СЕС мінімальний

(190 кВт·год). Влітку – навпаки, СЕС генерує найбільше (~1 962–1 964 кВт·год), але потреба в електроенергії мала. Загальне покриття потреб СЕС складає близько 34%.

На рис. 1.3 наведено оригінальні графіки місячного виробітку СЕС та розподілу системних втрат, отримані безпосередньо з програмного забезпечення HelioScore [2] за результатами моделювання (ТМУ Meteororm 8 [3], координати 50,37° пн. ш., 30,85° сх. д.).

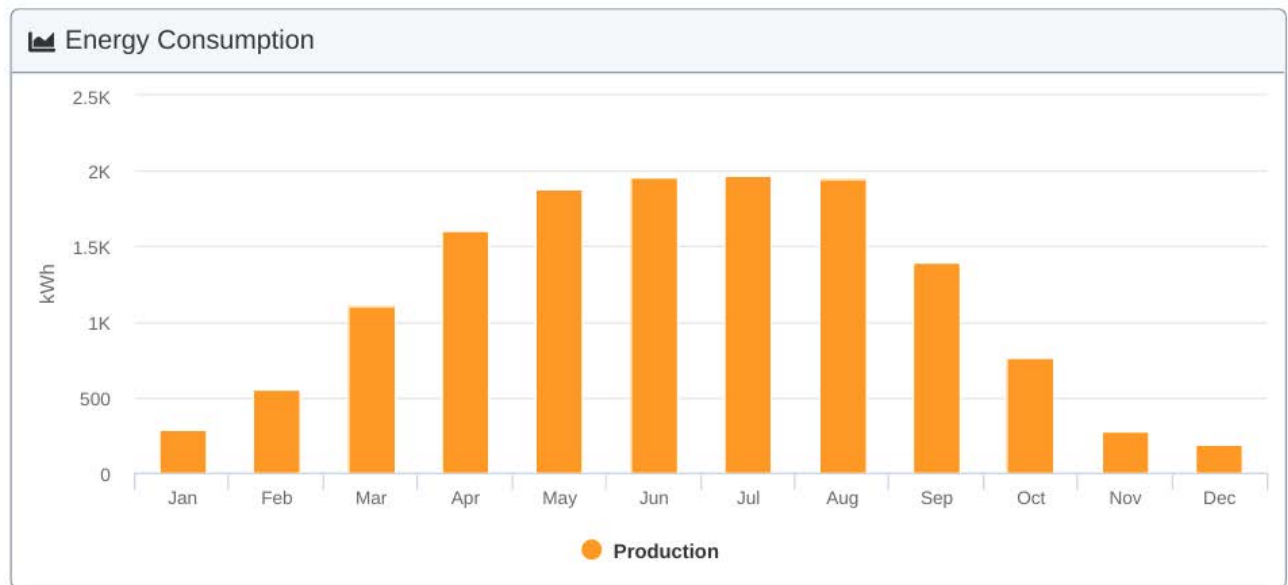


Рис. 1.3. Місячний виробіток СЕС за даними HelioScore [2]

Річне споживання електроенергії будинком становить  $W_{рік} \approx 16\,700$  кВт·год/рік. Співвідношення зимового та літнього споживання  $W_{зима}/W_{літо} \approx 3,21$ .

Частка покриття річного споживання від СЕС:

$$\eta = \frac{E_{рік}}{W_{рік}} \times 100\% = \frac{13908}{16700} \times 100\% = 83,3\%, \quad (1.7)$$

де  $E_{рік} = 13\,908$  кВт·год/рік – річний виробіток СЕС (Energy to Grid, HelioScore);  $W_{рік} = 16\,700$  кВт·год/рік – річне споживання будинку.

У літній період (квітень–серпень) виробіток СЕС повністю або частково покриває місячне споживання будинку, надлишки передаються до мережі.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 20   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

В опалювальний сезон (грудень–лютий) дефіцит покривається з мережі. Зазначений сезонний дисбаланс є вихідною умовою для проєктування конфігурації СЕС з акумуляторним резервуванням, що розглядається в наступних розділах роботи.

## Висновки до розділу 1

1. Об'єктом проєктування є одноповерховий приватний житловий будинок загальною площею 120 м<sup>2</sup>, розташований у Київській області, Бориспільський район (50°22' пн. ш., 30°51' сх. д.). Будинок оснащений системою повного електричного опалення (котел 6 кВт), системою ГВП, кліматичним обладнанням та побутовими приладами. Корисна площа південного схилу покрівлі становить ~60 м<sup>2</sup>, що є достатнім для розміщення СЕС потужністю 13,68 кВт.

2. Відповідно до таблиці 2.1 ДБН В.2.5-23:2025 [4], одноквартирні житлові будинки відносяться до III категорії надійності електропостачання. За ініціативою власника для критичних систем проєктом передбачено резервування живлення через акумуляторну систему СЕС.

3. Встановлена потужність електроприймачів складає  $\Sigma P_n = 26,85$  кВт. Розрахункове навантаження за методикою ДБН В.2.5-23:2025 [4]:  $P_{KT} = 20,1$  кВт;  $S_{KT} = 21,2$  кВА;  $I_p = 30,6$  А. Прийнятий ввід: трифазний 0,4 кВ, автоматичний вимикач 3×32 А.

4. Річне споживання електроенергії будинком становить  $W_{рік} \approx 16\,700$  кВт·год/рік. Частка покриття від СЕС 13,68 кВт складає 83,3% (13 908 кВт·год/рік за даними HelioScore [2]). Виражений сезонний характер споживання (зима/літо  $\approx 3,21$ ) та вечірній пік визначають вимоги до конфігурації системи сонячного електропостачання.

5. Отримані характеристики об'єкта є вихідними даними для подальшого проєктування системи зовнішнього електропостачання та підбору параметрів сонячної електростанції в наступних розділах роботи.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 21   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРОБКА СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО БУДИНКУ

#### 2.1. Вибір структурної блок-схеми головного розподільного щита

Головний розподільний щит (ГРЩ) є центральним елементом внутрішньої системи електропостачання будинку. Він виконує функції комутації, захисту та розподілу електричної енергії між усіма групами споживачів, а також забезпечує інтеграцію з системою сонячної електростанції (СЕС).

При виборі структурної схеми ГРЩ враховано такі вихідні умови:

- трифазне підключення від зовнішньої повітряної лінії 0,4 кВ (за результатами розрахунку розділу 1:  $I_p = 30,6$  А, АВ 3×32 А);
- інтеграція гібридного інвертора Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2 [5] потужністю 15 кВт у конфігурації grid-tied with battery backup;
- підключення акумуляторного банку PYLONTECH US5000 [6] (6 паралельно з'єднаних модулів, 48 В, 100 Аг кожен);
- необхідність резервування критичних навантажень від акумуляторної системи СЕС при відключенні мережі;
- III категорія надійності електропостачання згідно з ДБН В.2.5-23:2025 [4] з елементами підвищеної надійності для критичних споживачів;
- загальна встановлена потужність  $\Sigma P_n = 26,85$  кВт, розрахункове навантаження РКТ = 20,1 кВт.

Відповідно до вимог ДБН В.2.5-23:2025 [4] та ПУЕ [7], для житлових будинків з повним електричним опаленням і встановленою потужністю понад 15 кВт виконується розподіл навантажень за функціональними групами з окремим захистом кожної групи. Структурна схема будується за принципом одноступеневого розподілу: від ввідного апарату безпосередньо до групових захисних апаратів.

Структурна блок-схема системи електропостачання будинку відображає взаємозв'язок між усіма основними елементами: фотоелектричним масивом СЕС,

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 22   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

DC BOX, гібридним інвертором, АС BOX, акумуляторною системою, вузлом комерційного обліку та навантаженням. Вона дозволяє наочно представити рух електричної енергії від джерел генерації до споживачів, а також взаємодію між окремими компонентами системи. Крім того, схема спрощує аналіз режимів роботи та забезпечує краще розуміння принципу функціонування системи електропостачання в цілому. Схема наведена на рис. 2.1.

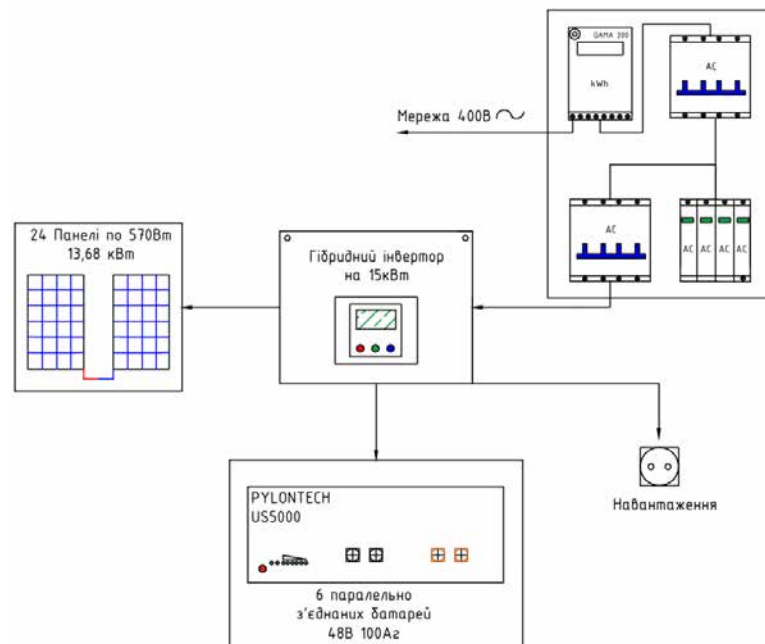


Рис. 2.1. Спрощена структурна схема електропостачання житлового будинку

На рис. 2.1 показано основні функціональні блоки системи та їх взаємозв'язки:

Фотоелектричний масив (24 сонячні панелі по 570 Вт, загальна потужність 13,68 кВт) розміщується на південному схилі покрівлі. Масив з'єднаний з гібридним інвертором через постійнострумовий розподільний вузол DC BOX.

Гібридний інвертор Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2 (потужність 15 кВт) – центральний пристрій системи. Виконує функції: перетворення постійного струму від PV-масиву в змінний трифазний струм 400 В; заряду/розряду акумуляторного банку; двонаправленого обміну енергією з мережею (net-metering); автоматичного перемикавання в режим резервного живлення (EPS) при зникненні напруги мережі.

Акумуляторний банк PYLONTECH US5000 [6] – 6 паралельно з'єднаних модулів LiFePO<sub>4</sub>, 48 В, 100 Аг кожен. Загальна ємність банку:  $6 \times 4,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 28,8$

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          | 23   |

кВт·год. Підключається до ВАТ-порту інвертора через окремий постійнострумовий вимикач.

АС ВОХ – змінний розподільний вузол на виході інвертора. Містить ввідний автоматичний вимикач та групові захисні апарати з пристроями захисного відключення (ПЗВ) для кожної групи навантаження. Виконує функцію розподілу змінного трифазного струму між групами споживачів будинку.

Вузол комерційного обліку – лічильник електроенергії GAMA 300 (трифазний, двонаправлений, клас точності 1). Встановлюється між мережею 400 В та точкою підключення інвертора. Забезпечує облік як спожитої з мережі, так і переданої до мережі електроенергії (net-metering).

Структурна схема відображає три режими роботи системи: нормальний мережевий (grid-tied), режим резервного живлення від акумуляторів (EPS) при відключенні мережі, та режим заряду акумуляторів від СЕС і/або мережі. Такий підхід забезпечує безперервність електропостачання та підвищує енергетичну незалежність споживача.

Таблиця 2.1

### Основні параметри елементів структурної схеми

| Елемент схеми         | Тип / марка                     | Основні параметри                                        |
|-----------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------|
| 1                     | 2                               | 3                                                        |
| Фотоелектричний масив | 24 панелі × 570 Вт              | Рмас = 13,68 кВт; 2 рядки по 12 панелей                  |
| DC BOX                | Захисний вузол DC               | ОПН DC + АВ постійного струму по рядку                   |
| Гібридний інвертор    | Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2 [5] | 15 кВт, 3ф 400 В, MPPT 2×, ВАТ-порт 48 В                 |
| Акумуляторний банк    | PYLONTECH US5000 × 6 шт. [6]    | 48 В, 600 Аг (6 пар.), 28,8 кВт·год, LiFePO <sub>4</sub> |
| АС ВОХ                | Розподільний щит АС             | 3ф 400 В, ввідний АВ + ПЗВ + групові АВ                  |

|                  |           |                                               |
|------------------|-----------|-----------------------------------------------|
| 1                | 2         | 3                                             |
| Лічильник обліку | GAMA 300  | 3ф, двонаправлений, кл. точності 1,<br>RS-485 |
| Мережа живлення  | ПЛ 0,4 кВ | Трифазна, 400 В, підключення 3×32 А           |

2.2. Розробка однолінійної електричної схеми

Однолінійна електрична схема розробляється відповідно до вимог ДБН В.2.5-23:2025, ДСТУ ІЕС 60617 та ПУЕ (глава 7.1). Схема відображає повний склад електрообладнання системи від точки приєднання до зовнішньої мережі 0,4 кВ до кінцевих електроприймачів з урахуванням підсистеми СЕС та акумуляторного банку. Однолінійна схема наведена на рис. 2.2.

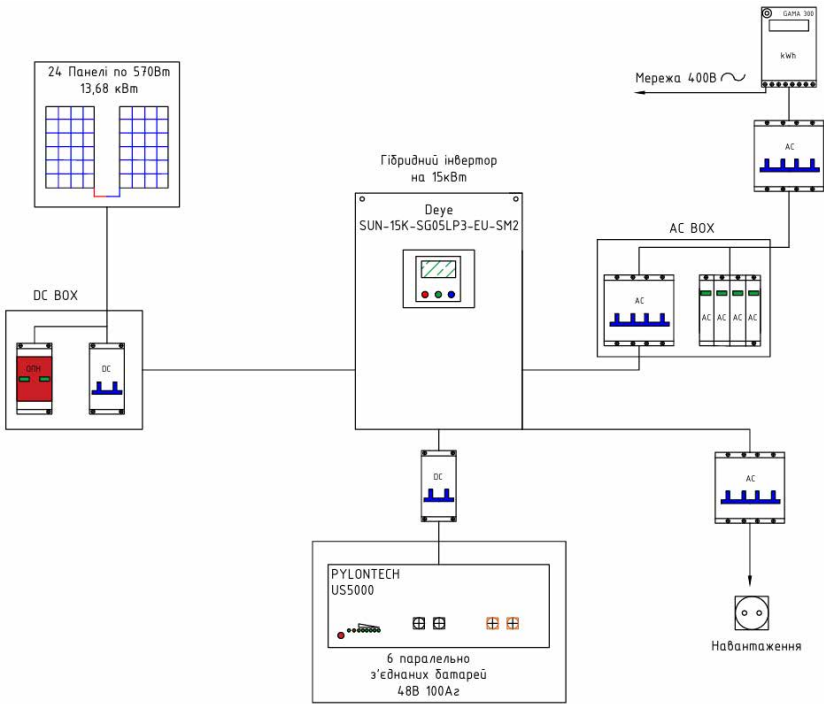


Рис. 2.2 Однолінійна електрична схема електропостачання житлового будинку

Однолінійна схема відображає такі ланцюги та елементи:

Коло постійного струму (DC-сторона). Фотоелектричний масив (24 панелі по 570 Вт, 2 паралельних рядки по 12 панелей послідовно) підключається до входів MPPT-контролерів інвертора через DC BOX. DC BOX включає: ОПН DC типу II

для захисту від грозових перенапруг та постійнострумові автоматичні вимикачі для кожного рядка (PV1, PV2). Підключення виконується кабелем PV-кабель 4 мм<sup>2</sup>.

Акумуляторний ланцюг (BAT-сторона). Акумуляторний банк PYLONTECH US5000 [6] (6 паралельних модулів) підключається до BAT-порту інвертора через постійнострумовий автоматичний вимикач. Номінальна напруга банку 48 В. З'єднання між модулями виконується кабелем перерізом 50 мм<sup>2</sup> (мідь). Система PYLONTECH US5000 [6] оснащена вбудованою BMS (Battery Management System), що контролює стан заряду, температуру та струм кожного модуля.

Ланцюг змінного струму – мережева сторона. Вихід змінного струму інвертора підключається до AC BOX. Від AC BOX виконується підключення до мережі 400 В через лічильник GAMA 300 та ввідний АВ на ввіді в будинок. Лічильник встановлюється між мережею та точкою підключення інвертора і забезпечує двонаправлений облік (export/import). Підключення до ПЛ 0,4 кВ виконується кабелем ВВГнг-LS 4×10 мм<sup>2</sup>.

АС BOX – розподільний вузол змінного струму, призначений для прийому, розподілу та захисту електричної енергії, що надходить від гібридного інвертора до споживачів. На схемі зображено два рівні захисту: ввідний трифазний автоматичний вимикач (АВ) та п'ять групових захисних блоків, кожен з яких включає ПЗВ з номінальним струмом витоку 30 мА та групові автоматичні вимикачі. Групові АВ позначені як АС та розподілені між фазами L1, L2 і L3 для забезпечення рівномірного розподілу навантаження в мережі. Нейтральний провідник (N) та захисний провідник (PE) підключені до відповідних шин АС BOX, що забезпечує коректну роботу системи захисту та безпечну експлуатацію електроустановки. Така структура розподільного вузла дозволяє локалізувати аварійні режими окремих груп споживачів без відключення всієї системи електропостачання.

Специфікація елементів однолінійної схеми з їх позначеннями наведено в таблиці 2.2.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 26   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

### Специфікація елементів однолінійної схеми

| Поз.           | Найменування                     | Тип / марка                                     | К-сть     | Параметри                  | Примітка                  |
|----------------|----------------------------------|-------------------------------------------------|-----------|----------------------------|---------------------------|
| PV             | Фотоелектричні панелі            | 570 Вт<br>(монокристал)                         | 24<br>шт. | $V_{oc} \approx 49,8$<br>В | 2 рядки $\times$ 12 шт.   |
| DC<br>BOX      | Постійнострумовий захисний вузол | ОПН DC тип II +<br>AB DC                        | 1 шт.     | 1000 В DC                  | Захист PV-кола            |
| INV            | Гібридний інвертор               | Deye SUN-15K-<br>SG05LP3-EU-<br>SM2             | 1 шт.     | 15 кВт, 3ф                 | Grid-tied + EPS           |
| BAT            | Акумуляторний банк               | PYLONTECH<br>US5000                             | 6 шт.     | 48В, 600Аг                 | LiFePO <sub>4</sub> , BMS |
| AC<br>BOX      | Розподільний щит AC              | Навісний щит<br>IP54                            | 1 шт.     | 3ф 400 В                   | 36 мод.                   |
| WT             | Лічильник електроенергії         | GAMA 300                                        | 1 шт.     | Кл. 1, RS-<br>485          | Двонаправлений            |
| QF0            | АВ ввідний                       | 3 $\times$ 32 А, тип С,<br>I <sub>cu</sub> =6кА | 1 шт.     | 3ф, 32 А                   | Ввід від мережі           |
| QF-inv         | АВ інвертора AC                  | 3 $\times$ 25 А, тип С,<br>I <sub>cu</sub> =6кА | 1 шт.     | 3ф, 25 А                   | Ввід від інвертора        |
| ПЗВ $\times$ 5 | Пристрої захисного відключення   | Тип А/АС, 30 мА                                 | 5 шт.     | 40/25 А                    | По одному на групу        |
| QF1..12        | Групові АВ                       | Тип В/С, 10–32 А                                | 12<br>шт. | 1–3ф                       | За навантаженням          |

### 2.3. Розробка монтажною електричної схеми

Монтажна електрична схема розроблена відповідно до ДСТУ 2.702 [8] та є обов'язковим проєктним документом для виконання монтажу системи електропостачання житлового будинку. На відміну від однолінійної, монтажна на

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 27   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

відміну від однолінійної схеми відображає фактичне з'єднання всіх елементів системи з урахуванням реального прокладання кабелів, полярності підключення та маркування проводів. Повна монтажна схема наведена в додатку А.

Монтажна схема охоплює три основні підсистеми: DC-підсистему (PV-масив → DC BOX → інвертор), акумуляторну підсистему (БАТ-банк → інвертор) та АС-підсистему (інвертор → АС BOX → мережа та навантаження).

DC-підсистема (постійний струм, PV-масив). На монтажній схемі показано два рядки (strings) по 12 панелей 570 Вт кожен. Перший рядок (PV1) – верхній ряд панелей, з'єднання: 12 панелей послідовно; другий рядок (PV2) – нижній ряд, аналогічно. Кабелі рядків (PV-кабель 4 мм<sup>2</sup>, червоний «+» і чорний «-») прокладаються вздовж покрівлі та зводяться в DC BOX. Заземлення рам панелей виконується до шини РЕ (зелено-жовтий провідник).

DC BOX. На схемі відображено внутрішнє компонування вузла: для кожного рядка – пара ОПН DC (між «+» і РЕ та «-» і РЕ) та автоматичний вимикач постійного струму. Від DC BOX виходить зведений кабель до входів PV1 та PV2 інвертора Deye SUN-15K [5]. Кабель постійного струму від DC BOX до інвертора: ВВГнг-LS 2×6 мм<sup>2</sup> (два кабелі – для PV1 та PV2 окремо).

Акумуляторна підсистема. Шість модулів PYLONTECH US5000 [6] з'єднані паралельно між собою кабелями 50 мм<sup>2</sup> та підключені до порту БАТ інвертора через DC-вимикач. На схемі показано розташування модулів (3×2 стійки), міжмодульні з'єднання, підключення BMS-кабелю (CAN/RS485) від ведучого модуля до БАТ-порту інвертора. Кабель від акумуляторного банку до інвертора: мідь 50 мм<sup>2</sup>, довжина ~2 м.

АС-підсистема (АС BOX). На монтажній схемі відображено підключення змінного трифазного виходу інвертора (клеми РЕ, N, L1, L2, L3) до АС BOX. Від АС BOX показано:

– підключення до мережі 400 В через лічильник GAMA 300 та ввідний АВ (кабель ВВГнг-LS 4×10 мм<sup>2</sup>);

– розподіл по групах навантаження через ПЗВ та групові АВ (кабелі ВВГнг-LS 3×2,5...3×6 мм<sup>2</sup> залежно від групи);

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 28   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

– підключення навантаження (умовно показано як «Навантаження» на схемі).

Маркування кабелів на монтажній схемі виконано за кольором ізоляції: L1 – коричневий, L2 – чорний, L3 – сірий, N – синій, PE – жовто-зелений, відповідно до ДСТУ ІЕС 60446 [9]. Кабелі постійного струму: «+» – червоний, «-» – синій або чорний.

Повна монтажна електрична схема системи електропостачання з відображенням усіх підключень наведена в додатку А.

## 2.4. Розрахунок та вибір автоматичного вимикача вводу та конструкції щита

Вибір ввідного автоматичного вимикача (QF0): за номінальним струмом ( $I_{ном} \geq I_p$ ), за напругою мережі ( $U_{ном} \geq 0,4$  кВ) та за струмом відключення ( $I_{cu} \geq I_{кз}$ ).

Вихідні дані для розрахунку:

- розрахунковий струм вводу (з розділу 1):  $I_p = 30,6$  А;
- номінальна напруга мережі:  $U_n = 0,4$  кВ (трифазна);
- тип мережі: TN-C-S (PEN-провідник розділяється на PE + N у АС ВОХ);
- довжина кабелю введення від ПЛ до АС ВОХ:  $l = 30$  м;
- марка кабелю введення: ВВГнг-LS  $4 \times 10$  мм<sup>2</sup>.

Умова вибору ввідного АВ за номінальним струмом:

$$I_{ном.АВ} \geq I_p, \quad (2.1)$$

де  $I_{ном.АВ}$  – номінальний струм автоматичного вимикача, А;  $I_p$  – розрахунковий струм навантаження, А.

Підставляючи числові значення:

$$I_{ном.АВ} \geq 30,6 \text{ А}. \quad (2.2)$$

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 29   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

З стандартного ряду (16, 20, 25, 32, 40 А) приймається:

$$I_{ном. АВ} = 32 \text{ А.} \quad (2.3)$$

Перевірка умови невідключення при номінальному струмі (характеристика С, за EN 60898):

$$1,13 \times I_{ном} \leq I_{невідкл} \leq 1,45 \times I_{ном}, \quad (2.4)$$

де  $I_{невідкл}$  – струм невідключення теплового розчеплювача. Для характеристики С:  $1,13 \times 32 = 36,2 \text{ А} > I_p = 30,6 \text{ А}$  – умова виконується.

Струм миттєвого спрацьовування відсічки (характеристика С):

$$I_{відс} = (5...10) \times I_{ном} = (5...10) \times 32 = 160...320 \text{ А.} \quad (2.5)$$

Орієнтовний розрахунок струму однофазного КЗ на шинах АС ВОХ. Питомий активний опір мідної жили 10 мм<sup>2</sup>:  $r_0 = 0,00183 \text{ Ом/м}$ . Активний опір однієї жили кабелю введення:

$$R = r_0 \times l = 0,00183 \times 30 = 0,055 \text{ Ом}, \quad (2.6)$$

де  $r_0$  – питомий опір провідника, Ом/м;  $l$  – довжина кабелю від ПЛ до АС ВОХ, м.

Орієнтовний струм однофазного КЗ (з урахуванням опору трансформатора підстанції  $Z_T \approx 0,1 \text{ Ом}$ ):

$$I_{кз(1)} = U_{\phi} / (Z_T + 2 \times R) = 220 / (0,1 + 2 \times 0,055) = 220 / 0,21 \approx 1048 \text{ А}, \quad (2.7)$$

де  $U_{\phi}$  – фазна напруга, В;  $Z_T$  – опір трансформатора підстанції, Ом;  $R$  – активний опір жили кабелю, Ом.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 30   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Перевірка умови спрацьовування відсічки при КЗ:

$$I_{k3}(1) \geq I_{відс} \rightarrow 1048 \text{ A} > 320 \text{ A} - \text{умова виконується.} \quad (2.8)$$

Мінімальна комутаційна здатність ( $I_{cu}$ ) для побутових мереж 0,4 кВ становить 4,5 кА. Приймається АВ з  $I_{cu} = 6$  кА (стандартне значення для модульних АВ побутового класу).

Прийнятий ввідний АВ QF0: 3-полюсний модульний АВ,  $I_{ном} = 32$  А, характеристика С,  $I_{cu} = 6$  кА,  $U_{ном} = 230/400$  В (наприклад, Schneider Electric Easy9 EZ9F56332 або аналог).

Результати розрахунку та вибору ввідного АВ зведено в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3

**Результати розрахунку та вибору ввідного АВ QF0**

| Параметр             | Розрахункове значення | Прийняте значення | Умова виконана    | Примітка          |
|----------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Номінальний струм, А | $I_p = 30,6$          | $I_{ном} = 32$    | $32 \geq 30,6$    | Характеристика С  |
| Струм відсічки, А    | 160...320             | –                 | $I_{k3}=1048>320$ | Відключення КЗ    |
| $I_{cu}$ , кА        | $\geq 1,05$           | 6                 | $6 \geq 1,05$     | Запас по $I_{cu}$ |
| Напруга, В           | 400                   | 400/230           |                   | Трифазна мережа   |
| Тип мережі           | TN-C-S                | TN-C-S            |                   | PEN→PE+N у АС BOX |

Вибір конструкції АС BOX. АС BOX розміщується у котельні/технічному приміщенні будинку. Умови середовища: закрите приміщення, температура +5...+35°C, вологість до 75%. Приймається навісний металевий щит зі ступенем захисту IP54 (захист від пилу та бризок води з будь-якого напрямку) відповідно до ДСТУ EN 60529.

|      |      |          |        |      |                                          |            |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк.<br>31 |
|      |      |          |        |      |                                          |            |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |            |

### Основні параметри AC BOX:

- тип корпусу: навісний металевий щит з дверцятами на замку;
- ступінь захисту: IP54 за ДСТУ EN 60529;
- кількість модульних місць: 36 (3 DIN-рейки  $\times$  12 модулів);
- орієнтовні габарити: 600 $\times$ 400 $\times$ 200 мм (В $\times$ Ш $\times$ Г);
- матеріал: сталь, порошкове покриття RAL 7035;
- висота встановлення: 1,5 м від підлоги до нижнього краю щита

### Висновки до розділу 2

1. Розроблено структурну блок-схему системи електропостачання будинку, що включає фотоелектричний масив (24 панелі  $\times$  570 Вт = 13,68 кВт), DC BOX з ОПН та постійнострумовими АВ, гібридний інвертор Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2 [5] потужністю 15 кВт, акумуляторний банк PYLONTECH US5000 [6] (6 модулів, 28,8 кВт·год), AC BOX та лічильник GAMA 300.

2. Розроблено однолінійну електричну схему системи відповідно до вимог ДБН В.2.5-23:2025 та ДСТУ ІЕС 60617. Схема охоплює DC-ланцюг (PV1+PV2 рядки  $\rightarrow$  DC BOX  $\rightarrow$  інвертор), БАТ-ланцюг (PYLONTECH  $\times$  6  $\rightarrow$  інвертор), АС-ланцюг (інвертор  $\rightarrow$  АС BOX  $\rightarrow$  навантаження та мережа 400 В через лічильник GAMA 300).

3. Розроблено монтажну електричну схему системи (додаток А), що відображає реальне з'єднання всіх елементів: два рядки PV-масиву, компонування DC BOX, паралельне з'єднання 6 модулів PYLONTECH та підключення до БАТ-порту інвертора, АС BOX з розподілом по групах навантаження та підключенням до мережі. Маркування кабелів виконано за ДСТУ ІЕС 60446.

4. Виконано розрахунок та вибір ввідного АВ QF0: розрахунковий струм  $I_p = 30,6$  А, прийнято  $I_{ном} = 32$  А (характеристика С,). Перевірку виконано за умовами невідключення ( $36,2$  А  $>$   $30,6$  А) та спрацьовування відсічки при КЗ ( $I_{кз} = 1048$  А  $>$   $320$  А). Конструкція АС BOX – навісний металевий щит IP54, 36 модульних місць, розміром 600 $\times$ 400 $\times$ 200 мм, встановлюється у котельні на висоті 1,5 м.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 32   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

# РОЗДІЛ 3

## ПРОЄКТУВАННЯ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО БУДИНКУ

### 3.1. Вибір точки приєднання та розрахунок лінії зовнішнього електропостачання

Об'єкт проєктування – одноповерховий приватний житловий будинок загальною площею 120 м<sup>2</sup>, розташований у Київській області, Бориспільський район. Відповідно до розрахунків, виконаних у розділі 1, розрахункове навантаження будинку становить  $P_{кт} = 20,1$  кВт, повна потужність  $S_{кт} = 21,2$  кВА, розрахунковий струм  $I_p = 30,6$  А. Прийнято трифазне підключення на напругу 0,4 кВ з вхідним автоматичним вимикачем 3×32 А. Таке технічне рішення забезпечує можливість рівномірного розподілу навантаження між фазами та створює необхідний резерв для підключення сонячної електростанції і системи накопичення електричної енергії.

Вибір точки приєднання. Згідно зі схемою зовнішнього електропостачання (рис. 3.1), джерелом живлення є існуюча трансформаторна підстанція. Від ТП-14 прокладена повітряна лінія Л1, виконана проводом AsXSn 4×35 мм<sup>2</sup>, яка проходить через опори №1–№5. Точка підключення об'єкта розташована на опорі №5 – як відгалуження від магістральної лінії Л1 ТП-14. Від точки підключення на опорі №5 виконується відгалуження до шафи обліку, встановленої на фасаді будинку. Загальна довжина траси від точки підключення (опора №5) до шафи обліку на фасаді становить 10 м (згідно зі схемою). Обрана точка приєднання є найближчою до об'єкта та дозволяє забезпечити електропостачання будинку з мінімальними витратами на будівництво відгалуження від існуючої мережі. Крім того, технічні характеристики повітряної лінії забезпечують передачу необхідної потужності без перевищення допустимих режимів роботи мережі. Прийняте рішення відповідає вимогам надійності електропостачання та створює умови для подальшої експлуатації сонячної електростанції у складі електроустановки будинку.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 33   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

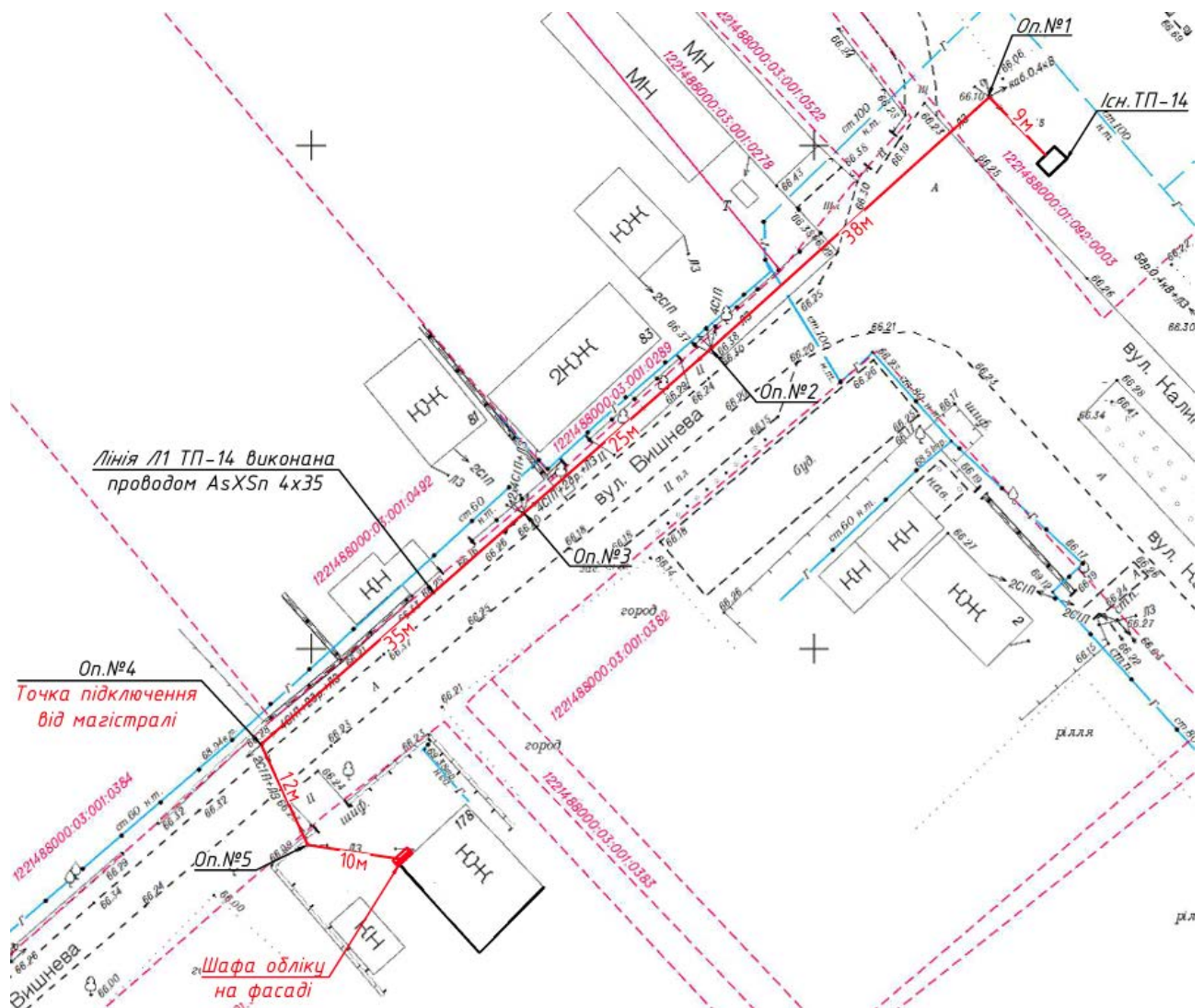


Рис. 3.1. Схема зовнішнього електропостачання житлового будинку

Розрахунок та вибір провідника відгалуження. Ділянка від опори №5 до шафи обліку є найбільш навантаженою частиною власної мережі об'єкта і підлягає перевірці за тривалодопустимим струмом. Оскільки існуюча магістральна лінія виконана проводом AsXSn 4×35 мм<sup>2</sup>, для відгалуження до будинку приймається провід марки СП-4 4×16 мм<sup>2</sup> (самонесучий ізолюваний провід з алюмінієвими жилами), що відповідає вимогам для відгалужень до індивідуальних житлових будинків.

Перевірка за тривалодопустимим струмом. Для проводу СП-4 4×16 мм<sup>2</sup> тривалодопустимий струм за ПУЕ [7,с.19] (таблиця 1.3.5):

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          | 34   |

$$I_{\text{доп}} = 75 \text{ А} > I_p = 30,6 \text{ А} \quad (3.1)$$

Умова виконується з достатнім запасом, переріз 16 мм<sup>2</sup> є прийнятним. Згідно з ПУЕ [7,с.283] табл. 2.4.1, для відгалужень до будинків при довжині до 25 м мінімальний переріз алюмінієвих жил – 16 мм<sup>2</sup>. Умова виконана.

Шафа обліку встановлюється на фасаді будинку на висоті 0,8–1,7 м від рівня землі відповідно до вимог постачальника електроенергії, що забезпечує вільний доступ до лічильника без заходу на приватну ділянку. Конструктивне рішення підключення та розміщення вузла обліку детально розглянуто у підрозділі 3.4.

Таким чином, зовнішнє електропостачання будинку здійснюється від ТП-14 по існуючій лінії Л1 (AsXSn 4×35 мм<sup>2</sup>) з відгалуженням від опори №5 проводом СП-4 4×16 мм<sup>2</sup> довжиною 10 м до шафи обліку на фасаді будинку.

### 3.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується з метою перевірки чутливості захисних апаратів (автоматичних вимикачів), забезпечення надійного спрацювання захисту та оцінки селективності роботи захисних пристроїв. Отримані значення струмів КЗ використовуються для перевірки правильності вибору комутаційного обладнання та його вимикаючої здатності. Розрахунок виконується для двох точок: К1 – на шинах 0,4 кВ трансформатора ТП-14 (початок лінії) та К2 – на вводі до шафи обліку (кінець лінії, після відгалуження від опори №5). Порівняння результатів для цих точок дозволяє оцінити вплив параметрів лінії електропередачі на величину струму короткого замикання. Крім того, результати розрахунку дають змогу оцінити надійність роботи системи електропостачання в аварійних режимах експлуатації. На основі отриманих значень виконується перевірка відповідності захисних апаратів вимогам нормативних документів. Також визначається запас за вимикаючою здатністю автоматичних вимикачів для забезпечення безпечної роботи мережі. Результати розрахунків використовуються при подальшому проєктуванні та виборі елементів

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 35   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

системи електропостачання. Розрахунок виконується методом питомих опорів відповідно до ДСТУ EN 60909-0 [10]. Це дозволяє мінімізувати ризик пошкодження електрообладнання та забезпечити необхідний рівень електробезпеки для споживачів.

Вихідні дані для розрахунку:

Таблиця 3.1

### Вихідні дані для розрахунку струмів КЗ

| Параметр                                                   | Значення                        |
|------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| Трансформатор                                              | ТМГ-160/10/0,4 кВ [11]          |
| Номінальна потужність трансформатора, $S_{тр}$             | 160 кВА [11]                    |
| Напруга КЗ трансформатора, $u_{кз}$                        | 4,5 % [11]                      |
| Втрати КЗ трансформатора, $\Delta P_{кз}$                  | 2,65 кВт [11]                   |
| Номінальна напруга, $U_n$                                  | 0,4 кВ [11]                     |
| Марка магістральної лінії Л1                               | AsXSn 4×35 мм <sup>2</sup> [12] |
| Питомий активний опір $r_0$ (AsXSn 35 мм <sup>2</sup> )    | 0,868 Ом/км [12]                |
| Питомий індуктивний опір $x_0$ (AsXSn 35 мм <sup>2</sup> ) | 0,095 Ом/км [12]                |
| Довжина магістралі ТП-14 → опора №5, $L_1$                 | 0,119 км                        |
| Марка відгалуження (оп.№5 → шафа обліку)                   | СП-4 4×16 мм <sup>2</sup> [12]  |
| Питомий активний опір $r_0$ (СП 16 мм <sup>2</sup> )       | 1,940 Ом/км [12]                |
| Питомий індуктивний опір $x_0$ (СП 16 мм <sup>2</sup> )    | 0,095 Ом/км [12]                |
| Довжина відгалуження, $L_2$                                | 0,010 км                        |

### 1. Опори трансформатора:

$$R_{TP} = \Delta P_{K3} \times \frac{U_H^2}{S_{TP}^2} = 2,65 \times \frac{0,4^2}{0,160^2} = 16,56 \text{ мОм} \quad (3.2)$$

$$Z_{TP} = u_{K3} \times \frac{U_H^2}{(100 \times S_{TP})} = 4,5 \times \frac{0,4^2}{(100 \times 0,160^2)} = 45,0 \text{ мОм} \quad (3.3)$$

$$X_{TP} = \sqrt{(Z_{TP}^2 - R_{TP}^2)} = \sqrt{45^2 - 16,56^2} = 41,8 \text{ мОм} \quad (3.4)$$

де  $R_{TP}$  – активний опір трансформатора, мОм;  $Z_{TP}$  – повний опір трансформатора, мОм;  $X_{TP}$  – індуктивний опір трансформатора, мОм;  $\Delta P_{K3}$  – втрати КЗ трансформатора, кВт;  $U_H$  – номінальна напруга, кВ;  $S_{TP}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;  $u_{K3}$  – напруга КЗ трансформатора, %.

### 2. Опори магістральної лінії Л1 (ТП-14 → опора №5 $L_1=119$ м):

$$R_{Л1} = r_0 \cdot L_1 = 0,868 \cdot 0,119 = 103,3 \text{ мОм} \quad (3.5)$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot L_1 = 0,095 \cdot 0,119 = 11,3 \text{ мОм} \quad (3.6)$$

де  $R_{Л1}$  – активний опір лінії лінії;  $X_{Л1}$  – індуктивний опір лінії;  $r_0$  – питомий активний опір проводу (AsXSn 35 мм<sup>2</sup>);  $x_0$  – питомий індуктивний опір (AsXSn 35 мм<sup>2</sup>);  $L_1$  – довжина магістралі в км.

### 3. Опори відгалуження (опора №5 → шафа обліку $L_1=10$ м):

$$R_{Л2} = r_0 \cdot L_2 = 1,940 \cdot 0,010 = 19,4 \text{ мОм} \quad (3.7)$$

$$X_{Л2} = x_0 \cdot L_2 = 0,095 \cdot 0,010 = 0,95 \text{ мОм} \quad (3.8)$$

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 37   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

4. Струм трифазного КЗ у точці К1 (шини ТП-14):

$$I_{K1}(3) = \frac{U_H}{(\sqrt{3} \times \sqrt{(R_{TP2} + X_{TP2})})} = \frac{400}{(\sqrt{3} \times \sqrt{16,56^2 + 41,8^2})} = 5,13 \text{ кА} \quad (3.9)$$

5. Струм трифазного КЗ у точці К2 (шафа обліку). Сумарні опори від ТП-14 до точки К2:

$$R_{\Sigma} = R_{TP} + R_{Л1} + R_{Л2} = 16,56 + 103,3 + 19,4 = 139,3 \text{ мОм} \quad (3.10)$$

$$X_{\Sigma} = X_{TP} + X_{Л1} + X_{Л2} = 41,8 + 11,3 + 0,95 = 54,05 \text{ мОм} \quad (3.11)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2)} = \sqrt{(139,3^2 + 54,05^2)} = 149,5 \text{ мОм} \quad (3.12)$$

$$I_{K2}(3) = U_H / (\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}) = 400 / (\sqrt{3} \cdot 0,1495) = 1,54 \text{ кА} \quad (3.13)$$

6. Перевірка чутливості захисту. Автоматичний вимикач вводу 3×32 А має струм миттєвого розчеплення (відсічки) для характеристики С: Івід = 10 × 32 = 320 А. Коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = I_{K2}(3) / I_{\text{від}} = 1540 / 320 = 4,81 > 1,4 \quad (3.14)$$

Умова чутливості виконується з значним запасом – автоматичний вимикач гарантовано спрацює. Результати розрахунку зведено до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

### Результати розрахунку струмів КЗ

| Точка КЗ | Місце               | Ікз(3), кА |
|----------|---------------------|------------|
| К1       | Шини 0,4 кВ ТП-14   | 5,13       |
| К2       | Ввід до шафи обліку | 1,54       |

### 3.3. Перевірка мережі за втратою напруги

Перевірка лінії зовнішнього електропостачання за допустимою втратою напруги виконується відповідно до вимог ДСТУ EN 50160:2023 [13], згідно з яким відхилення напруги у точці підключення споживача не повинно перевищувати  $\pm 10\%$  від номінального значення. Для розподільних мереж 0,4 кВ допустима втрата напруги від шин трансформатора до найвіддаленішого споживача приймається не більше  $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$ .

Розрахунок виконується для магістральної лінії Л1 від шин ТП-14 до точки підключення об'єкта (опора №5) по ділянках методом питомих втрат напруги. Розрахункова активна потужність на ділянках:  $P_p = 20,1$  кВт, реактивна потужність  $Q_p = 8,6$  кВАр ( $\cos\varphi = 0,92$ ,  $\tan\varphi = 0,43$ ).

Втрата напруги на кожній ділянці визначається за формулою:

$$\Delta U_i = (P_p \cdot r_0 \cdot L_i + Q_p \cdot x_0 \cdot L_i) / U_n, \% \quad (3.15)$$

де  $P_p$  – розрахункова активна потужність, кВт;  $Q_p$  – розрахункова реактивна потужність, кВАр;  $r_0$  – питомий активний опір проводу, Ом/км;  $x_0$  – питомий індуктивний опір проводу, Ом/км;  $L_i$  – довжина ділянки, км;  $U_n$  – номінальна напруга мережі, В.

Розрахунок виконано для лінії AsXSn 4×35 мм<sup>2</sup> ( $r_0 = 0,870$  Ом/км,  $x_0 = 0,100$  Ом/км) за допомогою програмного забезпечення MS Excel. Результати розрахунку втрат напруги по ділянках зведено до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

#### Результати розрахунку втрати напруги по ділянках лінії Л1

| Ділянка | Початок →<br>Кінець | Довжина<br>L, м | Провід     | $\Delta U$<br>ділянки, % | U в кінці<br>ділянки, В |
|---------|---------------------|-----------------|------------|--------------------------|-------------------------|
| 1       | 2                   | 3               | 4          | 5                        | 6                       |
| 1       | ТП-14 → Оп.№1       | 9               | AsXSn 4×35 | 0,10                     | 398                     |
| 2       | Оп.№1 → Оп.№2       | 38              | AsXSn 4×35 | 0,44                     | 397                     |
| 3       | Оп.№2 → Оп.№3       | 25              | AsXSn 4×35 | 0,29                     | 397                     |

| 1       | 2             | 3   | 4          | 5    | 6   |
|---------|---------------|-----|------------|------|-----|
| 4       | Оп.№3 → Оп.№4 | 35  | AsXSn 4×35 | 0,40 | 395 |
| 5       | Оп.№4 → Оп.№5 | 12  | AsXSn 4×35 | 0,14 | 395 |
| Сумарно | ТП-14 → Оп.№5 | 119 | –          | 1,36 | 395 |

Сумарна втрата напруги від шин ТП-14 до точки підключення об'єкта (опора №5) становить:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Sigma \Delta U_i = 1,36 \% \quad (3.16)$$

де  $\Delta U_{\Sigma}$  – сумарна втрата напруги;  $\Delta U_i$  – втрата напруги на ділянці.

Перевірка виконання умови допустимої втрати напруги:

$$\Delta U_{\Sigma} = 1,36 \% < \Delta U_{\text{доп}} = 5 \% \quad (3.17)$$

Умова виконується з значним запасом – фактична втрата напруги складає лише 27,2 % від допустимого значення. Напруга у точці підключення об'єкта становить 395 В, що відповідає вимогам ДСТУ EN 50160:2023 [13] щодо якості електричної енергії.

Таким чином, обраний провід AsXSn 4×35 мм<sup>2</sup> забезпечує нормативний рівень напруги у точці підключення житлового будинку, що підтверджує правильність вибору перерізу провідника, виконаного у підрозділі 3.1.

### 3.4. Вибір та встановлення вузла обліку

Вибір вузла обліку електроенергії виконується відповідно до вимог Правил роздрібного ринку електричної енергії ПРРЕЕ [14] та технічних умов оператора системи розподілу ОСР. Оскільки проектом передбачено встановлення гібридної

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 40   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

сонячної електростанції потужністю 13,11 кВт із режимом роботи grid-tied with battery backup (з можливістю відпуску надлишків електроенергії до мережі), вузол обліку повинен забезпечувати двонаправлений облік – вимірювання як споживання електроенергії з мережі, так і обсягів відпуску згенерованої електроенергії до мережі за «зеленим тарифом».

Вибір лічильника електроенергії. За вказаними вимогами приймається трифазний багатотарифний лічильник електроенергії ELGAMA-ELEKTRONIKA GAMA 300 G3B 144.230.F27.B2.P4.C311.A3.L1 – сучасне рішення для точного обліку електроенергії в системах «зеленого тарифу», яке відповідає вимогам для використання в проєктах відновлюваних джерел енергії. Технічні характеристики лічильника наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

#### Технічні характеристики лічильника GAMA 300 G3B

| Параметр               | Значення                     |
|------------------------|------------------------------|
| 1                      | 2                            |
| Виробник               | ELGAMA-ELEKTRONIKA (Литва)   |
| Тип мережі             | Трифазна, 3×230/400 В, 50 Гц |
| Номінальний струм      | 5(100) А (пряме включення)   |
| Клас точності          | 1 (активна енергія)          |
| Напрямки обліку        | 2 (споживання + генерація)   |
| Кількість тарифів      | Багатотарифний (день/ніч)    |
| Інтерфейс зв'язку      | RS-485, оптичний порт        |
| Ступінь захисту        | IP53                         |
| Температурний діапазон | –40...+70 °С                 |
| Габарити               | 260×175×80 мм                |

Лічильник вимірює активну і реактивну електроенергію в обох напрямках, реєструє максимуми добової та місячної потужності, формує профілі потужності та заповнює журнал подій. Це дозволяє забезпечити повноцінний комерційний облік як споживання, так і відпуску електроенергії від гібридної СЕС до мережі.



Рис. 3.2. Трифазний двонаправлений лічильник ELGAMA GAMA 300 G3B

Вибір шафи обліку. Для розміщення лічильника та захисної апаратури приймається металева навісна шафа обліку типу ЯУ-1 зі ступенем захисту IP54, призначена для зовнішнього встановлення на фасаді будівлі. До складу шафи входять: двонаправлений лічильник GAMA 300 G3B; вхідний автоматичний вимикач 3×32 А (захист вводу); клемна колодка для підключення проводу СПІ-4; пломбувальний замок для опломбування представником ОСР.



Рис. 3.3. Металева шафа обліку електроенергії ЯУ-1

Місце встановлення. Шафа обліку встановлюється на фасаді житлового будинку на висоті 1,5 м від рівня землі до центру лічильника відповідно до вимог ОСР, що забезпечує вільний доступ до приладу обліку без заходу на приватну

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 42   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

ділянку. Підключення проводу СІП-4 4×16 мм<sup>2</sup> від опори №5 виконується зверху через гермовведення шафи.

Після монтажу вузол обліку пломбується представником ОСР. У зв'язку з наявністю гібридної СЕС лічильник реєструється в системі ОСР як точка генерації для розрахунків за відпущену до мережі електроенергію відповідно до Закону України «Про альтернативні джерела енергії».

### Висновки до розділу 3

1. Визначено точку приєднання об'єкта до існуючої мережі – опора №5 лінії Л1 ТП-14. Від точки підключення до шафи обліку на фасаді будинку прийнято відгалуження проводом СІП-4 4×16 мм<sup>2</sup> довжиною 10 м, що відповідає вимогам ПУЕ [7] за тривалодопустимим струмом ( $I_{\text{доп}} = 75 \text{ А} > I_p = 30,6 \text{ А}$ ) та мінімальним перерізом за механічною міцністю.

2. Розраховано струми трифазного короткого замикання у двох контрольних точках: на шинах 0,4 кВ ТП-14 –  $I_{\text{кз}}(3) = 5,13 \text{ кА}$  та на вводі до шафи обліку –  $I_{\text{кз}}(3) = 1,54 \text{ кА}$ . Перевірка чутливості захисту підтвердила надійне спрацювання вхідного автоматичного вимикача 3×32 А ( $k_{\text{ч}} = 4,81 > 1,4$ ).

3. Виконано перевірку мережі за допустимою втратою напруги. Сумарна втрата напруги від шин ТП-14 до точки підключення об'єкта становить  $\Delta U_{\Sigma} = 1,36 \%$ , що значно менше допустимого значення 5 % за ДСТУ EN 50160:2023 [13]. Напруга у точці підключення – 395 В, що забезпечує нормативну якість електричної енергії.

4. Для вузла обліку обрано трифазний двонаправлений багатотарифний лічильник ELGAMA GAMA 300 G3B класу точності 1, що забезпечує облік як споживання електроенергії з мережі, так і відпуску надлишків від гібридної СЕС потужністю 13,11 кВт за «зеленим тарифом». Шафа обліку типу ЯУ-1 (IP54) встановлюється на фасаді будинку на висоті 1,5 м для забезпечення вільного доступу представника ОСР.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 43   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРОБКА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ ЖИТЛОВОГО БУДИНКУ

#### 4.1. Обґрунтування типу та потужності сонячної електростанції

За результатами аналізу розділу 1 річне споживання будинку становить  $W_{\text{рік}} \approx 16\,700$  кВт·год/рік з вираженим сезонним характером ( $W_{\text{зима}}/W_{\text{літо}} \approx 3,21$ ) та вечірнім піком навантаження 14,1 кВт. Наявність зовнішньої мережі 0,4 кВ та вимога резервування критичних навантажень (опалення, охорона) за ДБН В.2.5-23:2025 [4] визначають вибір конфігурації СЕС.

Для об'єкта обрано конфігурацію grid-tied with battery backup (гібридна СЕС). Порівняно з чисто мережевою (grid-tied), вона забезпечує резервне живлення при відключенні мережі (режим EPS); порівняно з автономною (off-grid) – дозволяє передавати надлишки літньої генерації до мережі та використовувати мережу як резерв, що знижує вимоги до ємності акумуляторного банку та загальну вартість системи.

Таблиця 4.1

#### Порівняльний аналіз конфігурацій СЕС

| Параметр                     | Grid-tied | Off-grid | Grid-tied + battery (прийнято) |
|------------------------------|-----------|----------|--------------------------------|
| Резерв при відключ. мережі   | Ні        | Так      | Так (EPS)                      |
| Передача надлишків до мережі | Так       | Ні       | Так                            |
| Відповідність ДБН п. 2.8     | Ні        | Так      | Так                            |
| Вартість системи             | Низька    | Висока   | Середня                        |

Розрахункова потужність СЕС визначається із умови покриття 83% річного споживання при питомій інсоляції  $H = 1\,292,7$  кВт·год/м<sup>2</sup> та  $PR = 78,6\%$  (HelioScore [2], ТМУ Meteororm 8) [3]:

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 44   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

$$P_{\text{розр}} = \frac{E_{\text{цїл}}}{(H \times PR)} = \frac{(0,83 \times 16700)}{(1292,7 \times 0,786)} = 13,64 \text{ кВт.} \quad (4.1)$$

де  $E_{\text{цїл}}$  – цільовий річний виробіток СЕС, кВт·год;  $H$  – питома інсоляція на нахилену поверхню, кВт·год/м²;  $PR$  – performance ratio системи.

З урахуванням обмеження площі покрівлі (~60 м²) та стандартного розміру панелей прийнято 24 модулі по 570 Вт:  $P_{\text{мас}} = 24 \times 570 = 13\,680 \text{ Вт} = 13,68 \text{ кВт}$ . Річний виробіток за HelioScore: 13 908 кВт·год/рік (покриття 83,3%).

## 4.2. Розрахунок та вибір потужності сонячних модулів

Обрано PV-модуль Longi LR5-72HTHF-570M [15] (монокристал HPBC, 570 Вт). Основні електричні параметри наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

### Електричні параметри PV-модуля Longi LR5-72HTH-570M [15] (NOCT)

| Параметр                                     | Значення     | Одиниця |
|----------------------------------------------|--------------|---------|
| Номінальна потужність ( $P_{\text{max}}$ )   | 426          | Вт      |
| Напруга макс. потужності ( $V_{\text{mp}}$ ) | 39,93        | В       |
| Струм макс. потужності ( $I_{\text{mp}}$ )   | 10,67        | А       |
| Напруга холостого ходу ( $V_{\text{oc}}$ )   | 48,76        | В       |
| Струм КЗ ( $I_{\text{sc}}$ )                 | 11,36        | А       |
| Темп. коефіцієнт $V_{\text{oc}}$ ( $\beta$ ) | -0,23        | %/°C    |
| Макс. системна напруга                       | 1500         | В DC    |
| Розміри                                      | 2278×1134×35 | мм      |
| Вага                                         | 27,5         | кг      |

Схема з'єднання масиву: 2 рядки по 12 панелей послідовно (відповідно до HelioScore BOM). Таке з'єднання забезпечує необхідний рівень напруги постійного струму для ефективної роботи гібридного інвертора та дозволяє оптимально використати потужність фотоелектричного масиву. При цьому струм кожного рядка відповідає допустимим параметрам MPPT-входів інвертора, що забезпечує стабільну роботу системи в різних режимах генерації. Перевірка відповідності параметрам інвертора Deye SUN-15K [5]: Напруга рядка при +25°C:

$$V_{\text{рядку}} = n \times V_{\text{mp}} = 12 \times 39,93 = 479,16 \text{ В} \in [160; 650] \text{ В} \quad (4.2)$$

де  $n$  – кількість панелей;  $V_{\text{mp}}$  – напруга максимальної потужності.

Максимальна напруга рядка при –40°C:

$$V_{\text{осmax}} = n \times V_{\text{oc}} \times (1 + (\beta \times \Delta T)) \quad (4.3)$$

$$V_{\text{осmax}} = 12 \times 48,76 \times (1 + (0,0023) \times (65)) = 672,59 \text{ В} \quad (4.4)$$

$$PV > V_{\text{осmax}} = 800 \text{ В} > 672,59 \text{ В} \quad (4.5)$$

де  $V_{\text{oc}}$  – напруга холостого ходу;  $\beta$  – темп. Коефіцієнт;  $\Delta T$  – різниця між стандартною і мінімальною температур.

Сумарний струм двох паралельних рядків:

$$I_{\text{заг}} = 2 \times I_{\text{mp}} = 2 \times 10,67 = 21,34 \text{ А} < 36 \text{ А (ліміт MPPT-трекера)} \quad (4.6)$$

де  $I_{\text{mp}}$  – стум макс.потужності палелі.

Усі параметри відповідають вимогам інвертора. Load Ratio =  $13\,680 / 15\,000 = 0,91$  (підтверджено HelioScore [2]), clipping-втрати 0,0%. Це свідчить про правильний вибір співвідношення потужності фотоелектричного масиву та інвертора.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 46   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

#### 4.3. Розрахунок та вибір інвертора напруги та акумуляторної системи

Вибір інвертора. Обрано гібридний інвертор Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2 [5] (15 кВт, трифазний, 400 В). Інвертор має два MPPT-трекери, що забезпечують ефективне відстеження точки максимальної потужності фотоелектричних модулів. Також дана модель підтримує підключення акумуляторних батарей та роботу в режимі резервного електроживлення. Основні технічні характеристики наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

##### Основні технічні характеристики інвертора Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2[5]

| Параметр                           | Значення      | Одиниця |
|------------------------------------|---------------|---------|
| Номінальна потужність АС           | 15 000        | Вт      |
| Макс. вхідна потужність DC         | 30 000        | Вт      |
| Діапазон напруги MPPT              | 160–650       | В       |
| К-ть MPPT / рядків                 | 2 / 2+2       | –       |
| Макс. вхідний струм PV (на трекер) | 36+36         | А       |
| Макс. напруга PV                   | 800           | В DC    |
| Напруга акумулятора                | 40–60         | В DC    |
| Макс. струм заряду/розряду АКБ     | 280/280       | А       |
| Вихідна напруга АС                 | 230/400       | В, 3ф   |
| Макс. прохідний струм (bypass)     | 70            | А       |
| Пікова потужність (поза мережею)   | 30 000 (10 с) | Вт      |
| Макс. ефективність                 | 97,6          | %       |
| Ступінь захисту                    | IP 65         | –       |
| Діапазон роб. температур           | –40...+60     | °C      |

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 47   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Розрахунок акумуляторної системи. Ємність акумуляторного банку визначається з умови забезпечення автономної роботи критичних навантажень (котел 6 кВт + охорона 0,1 кВт + насос 0,15 кВт = 6,25 кВт) протягом  $\tau = 4$  год при  $DoD = 90\%$  та  $\eta_{\text{АКБ}} = 0,95$ . Такий час автономної роботи дозволяє забезпечити функціонування основних систем життєзабезпечення будинку у разі аварійного відключення зовнішньої мережі. Розрахунок виконується з урахуванням допустимої глибини розряду акумуляторних батарей та втрат енергії під час їх роботи:

$$E_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{крит}} \times \tau}{DoD \times \eta_{\text{АКБ}}} = \frac{6,25 \times 4}{0,90 \times 0,95} = 29,2 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (4.7)$$

де  $P_{\text{крит}}$  – потужність критичних навантажень, кВт;  $\tau$  – час автономії, год;  $DoD$  – глибина розряду;  $\eta_{\text{АКБ}}$  – ефективність акумуляторної системи.

Кількість модулів PYLONTECH US5000 [6]:

$$n = \frac{E_{\text{ном}}}{E_{\text{мод}}} = \frac{29,2}{4,8} = 6,08 = 6 \text{ шт.} \quad (4.8)$$

де  $E_{\text{мод}}$  – ємність 1 батареї 4,8 кВт·год [6].

Прийнято 6 модулів, з'єднаних паралельно. Загальна ємність банку 28,8 кВт·год, корисна ( $DoD 90\%$ ) – 25,9 кВт·год. Перевірка часу автономії:

$$\tau = 25,9 \times 0,95 / 6,25 = 3,94 \text{ год} = 4 \text{ год} \quad (4.9)$$

Максимальний струм розряду при критичному навантаженні:

$$I_{\text{розряд}} = \frac{P_{\text{крит}}}{U_{\text{банку}}} = \frac{6250}{48} = 130,2 \text{ А} < 280 \text{ А (ліміт інвертора)} \quad (4.10)$$

де  $U_{\text{банку}}$  – номінальна напруга акумуляторного банку, В.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 48   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

**Основні параметри акумуляторного банку (6 × PYLONTECH US5000 [6])**

| Параметр                      | Значення                 | Одиниця |
|-------------------------------|--------------------------|---------|
| Хімія / Номінальна напруга    | LiFePO <sub>4</sub> / 48 | В       |
| К-ть модулів / схема          | 6 / паралельна           | –       |
| Загальна номінальна ємність   | 28,8                     | кВт·год |
| Корисна ємність (DoD 90%)     | 25,9                     | кВт·год |
| Час автономії критич. навант. | ≈ 4,0                    | год     |
| Макс. струм розряду банку     | 600                      | А       |
| Розрахунковий струм розряду   | 130,2                    | А       |
| Розрахунковий термін служби   | >15                      | років   |
| Зв'язок з інвертором          | CAN / RS485              | –       |

**4.4. Розробка технічного рішення з монтажу сонячних панелей**

Монтаж PV-панелей виконується на південному схилі двосхильної покрівлі будинку відповідно до результатів моделювання HelioScope (Field Segment 1): азимут 180°, кут нахилу 30° (відповідає куту схилу покрівлі), орієнтація Landscape, 2 рядки по 12 панелей, міжрядна відстань 0,61 м. Кут нахилу 30° є оптимальним для широти 50° пн. ш. та забезпечує питому інсоляцію 1 292,7 кВт·год/м²/рік проти 1 108,0 кВт·год/м² для горизонтальної поверхні [2].

Система кріплення – наскрізна (покрівельні гаки кріпляться до крокв через покрівельний матеріал з герметизацією), алюмінієві анодовані рейки  $\geq 40 \times 40$  мм, міжмодульні кліпси та заземлювальні з'єднувачі для безперервного ланцюга РЕ. Обрана конструкція забезпечує надійне механічне кріплення фотоелектричних модулів та стійкість до вітрових і снігових навантажень. Заземлювальні з'єднувачі гарантують електричну безперервність металевих елементів конструкції та підвищують рівень електробезпеки системи.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 49   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Розрахунок навантаження на покрівлю. Розподілена вага панелей:

$$q_{\text{пан}} = \frac{n \times m \times g}{A} = \frac{24 \times 27,5 \times 9,81}{120} = 0,056 \text{ кПа.} \quad (4.11)$$

де  $n$  – кількість панелей;  $m$  – маса однієї панелі;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $A$  – площа проекції на горизонт.

Снігове навантаження:

$$S = \mu \times S_0 = 0,83 \times 1,6 = 1,328 \text{ кПа.} \quad (4.12)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт переходу від ваги снігового покриву до навантаження на похилий дах (для  $30^\circ$ );  $S_0$  – нормативне значення снігового навантаження для 5 району України [16,с.21].

Вітрове навантаження :

$$w = C_h \times W_0 = 1 \times 0,4 = 0,4 \text{ кПа} \quad (4.13)$$

де  $C_h$  – коефіцієнт висоти споруди [16,с.27];  $W_0$  – характеристичне значення вітрового тиску [16,с.25].

Сумарне навантаження 1,728 кПа є прийнятним для монолітно-каркасної конструкції будинку.

Гібридний інвертор Deye SUN-15K та акумуляторний банк (6 модулів PYLONTECH US5000 [5] у 2 стопки по 3 шт.) розміщуються в котельні на висоті 1,2–1,5 м від підлоги. DC BOX монтується в горіщному просторі поблизу виходу кабелів з покрівлі. Кабелі від PV до DC BOX: PV-кабель 4 мм<sup>2</sup> в UV-стійкій гофрі; від DC BOX до інвертора: ВВГнг-LS 2×6 мм<sup>2</sup> на кожен рядок. Усі кабельні лінії прокладаються з дотриманням вимог пожежної безпеки та механічного захисту, із застосуванням негорючих кріпильних елементів. Для забезпечення зручності технічного обслуговування перед інвертором та акумуляторними модулями передбачається вільний простір не менше 0,8 м.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 50   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

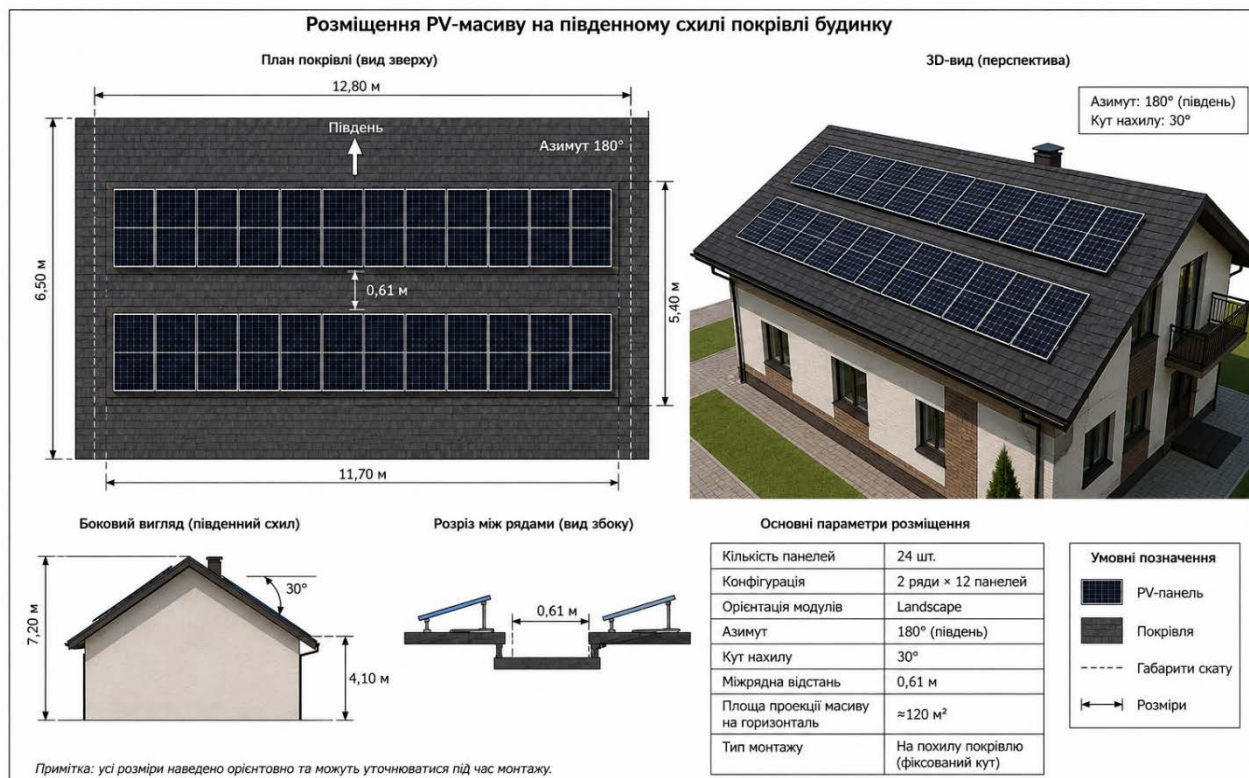


Рис. 4.1. Розміщення PV-масиву на південному схилі покрівлі будинку

На рис. 4.1 показано схему розміщення фотоелектричного масиву на південному схилі двосхилої покрівлі житлового будинку. Сонячна електростанція включає 24 монокристалічні PV-модулі Longi LR5-72НТН-570М потужністю 570 Вт кожен, розташовані у два ряди по 12 панелей в орієнтації Landscape. Масив спрямований на південь (азимут 180°) та встановлений під кутом 30°, що відповідає геометрії покрівлі й забезпечує ефективну генерацію електроенергії впродовж року. Між рядами панелей витримано відстань 0,61 м для уникнення взаємного затінення та зручності під час технічного обслуговування. Таке компонування раціонально використовує площу покрівлі та забезпечує встановлену потужність масиву 13,68 кВт. Кріплення фотоелектричних модулів здійснюється на алюмінієвій монтажній системі, розрахованій на дію вітрових і снігових навантажень відповідно до нормативних вимог. Обране розташування обладнання забезпечує безпечний доступ до окремих елементів системи для проведення періодичних оглядів, очищення поверхні модулів та виконання регламентних робіт.

## Висновки до розділу 4

1. Обґрунтування конфігурації СЕС. На основі техніко-економічного аналізу об'єкта обрано гібридну конфігурацію Grid-Tied with Battery Backup як оптимальну. Вона забезпечує роботу за механізмом Net-Metering, гарантує аварійне резервне живлення в режимі EPS та повністю відповідає вимогам ДБН В.2.5-23:2025.2.

2. Розрахунок та верифікація PV-масиву За формулою (4.1) розраховано потужність масиву 13,64 кВт. Прийнято 24 модулі Longi LR5-72HTHF-570M (570 Вт) загальною потужністю 13,68 кВт у конфігурації 2×12 послідовно. Всі електричні перевірки на сумісність з інвертором виконано: Робоча напруга стрінга:  $V_{рядку} = 503,4 \text{ В}$  (в межах  $[160; 650] \text{ В}$ ) Напруга холостого ходу:  $V_{oc\_max} = 694,6 \text{ В} < 800 \text{ В}$  Загальний струм:  $I_{заг} = 27,2 \text{ А} < 36 \text{ А}$  За результатами моделювання в HelioScore, річний виробіток СЕС становить 13 908 кВт·год при коефіцієнті продуктивності  $PR = 78,6\%$ .

3. Вибір інвертора та акумуляторного банку  
3. Обрано трифазний гібридний інвертор Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2 (15 кВт, ефективність 97,6%, IP65,  $LR = 0,91$ ). Для накопичення енергії розраховано банк із 6 модулів PYLONTECH US5000 (LiFePO<sub>4</sub>) із загальною ємністю 28,8 кВт·год (корисна — 25,9 кВт·год при DoD 90%). Система забезпечує  $\approx 4$  години автономії для критичних навантажень (6,25 кВт). Струм розряду становить  $I_{розряд} = 130,2 \text{ А} < 280 \text{ А}$ , що є безпечним для BMS. 4. Конструктивне рішення та кліматичні навантаження

4. Розроблено технічне рішення Fixed Tilt з південною орієнтацією (азимут  $180^\circ$ ) та кутом нахилу  $30^\circ$ . Масив розміщується за схемою 2×12 на похилому даху. Кріплення виконується до крокв через регульовані покрівельні гаки та алюмінієві рейки. Розрахункові кліматичні навантаження складають: сніг 1,328 кПа + вітер 0,4 кПа = 1,728 кПа. Отримане сумарне навантаження є повністю прийнятним для несучих конструкцій будинку.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 52   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

## РОЗДІЛ 5

### РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ

#### 5.1. Розрахунок системи заземлення

Заземлення електроустановок є обов'язковою умовою безпечної експлуатації житлового будинку із сонячною електростанцією. Відповідно до ПУЕ, для електроустановок напругою до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 4 Ом [7,с.96].

Для даного об'єкта прийнята система заземлення TN-C-S – із глухозаземленою нейтраллю яка зображена на рис. 5.1:

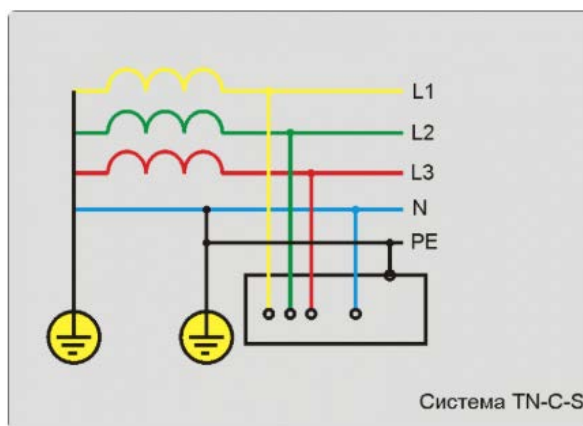


Рис. 5.1. Схема системи заземлення TN-C-S [17]

Система заземлення типу TN-C-S, в якій нульовий робочий (N) та захисний (PE) провідники поєднані у єдиний PEN-провідник на ділянці від джерела живлення до точки розподілу (ввідно-розподільчого пристрою об'єкта), а далі розділені на два незалежні провідники. Таке технічне рішення є оптимальним для сучасних електроустановок, оскільки поєднує економічність магістральних ліній із високою безпекою внутрішніх мереж. Розділення провідників у точці вводу дозволяє створити стабільну захисну шину, яка гарантує високий рівень захисту від ураження електричним струмом, запобігає появі небезпечних потенціалів на корпусах обладнання та забезпечує коректну і безвідмовну роботу сучасних пристроїв диференційного захисту (ПЗВ та дифавтоматів).

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          | 53   |

Контур заземлення виконується безпосередньо біля будинку схема прокладання якого зображена на рис. 5.2:

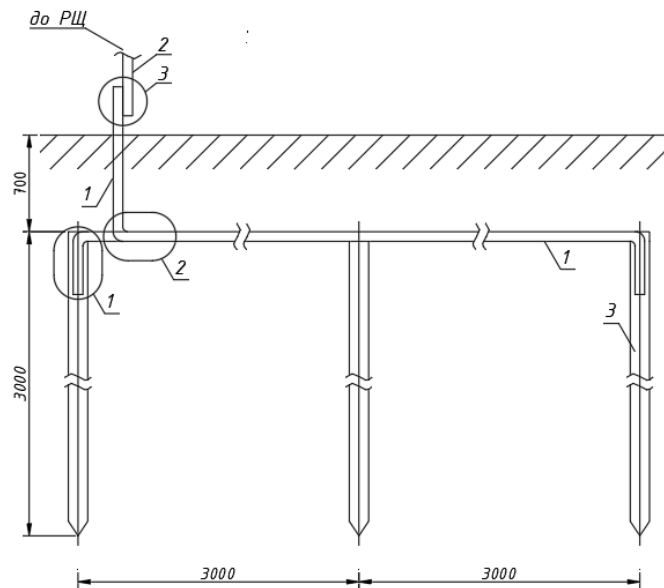


Рис. 5.2. Схема прокладання заземлення

Таким чином, заземлювальний пристрій складається з 3 сталевих оцинкованих вертикальних електродів діаметром  $d = 16$  мм завдовжки 3 м, з'єднаних між собою горизонтальною сталевою штабою  $40 \times 4$  мм. Після досягнення необхідного значення опору від одного з електродів відводиться мідний провідник перерізом не менше  $16 \text{ мм}^2$ , який підключається до шини РЕ розподільного щита будинку. Глибина закладання верху електродів –  $t = 0,7$  м.

Опір одиночного вертикального електродів визначається за формулою:

$$R_{\text{од}} = \left( \frac{p}{2\pi L} \right) \times \ln \left( \frac{2L}{d} \right) + 0,5 \times \ln \left( \frac{4tc+L}{4tc-L} \right) \quad (5.1)$$

$$R_{\text{од}} = \left( \frac{35}{2\pi \times 3} \right) \times \ln \left( \frac{2 \times 3}{0,016} \right) + 0,5 \times \ln \left( \frac{(4 \times 2,2 + 3)}{(4 \times 2,2 - 3)} \right) = 11,36 \text{ Ом} \quad (5.2)$$

де  $p$  – питомий опір ґрунту  $35 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;  $d$  – діаметр електродів м;  $L$  – довжина електродів м;  $tc$  – відстань від поверхні до середини електродів м.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          | 54   |

Орієнтовна кількість електродів:

$$n_{\text{орієнт}} = \frac{R_{\text{од}}}{R_{\text{норм}}} = \frac{11,36}{4} = 2,84 \quad (5.3)$$

При  $n = 3$  і відношенні відстані між електродами до їх довжини  $a/L = 1$ ,  
Опір групи вертикальних електродів:

$$R_{\text{гр}} = \frac{R_{\text{од}}}{(n \times \eta_v)} = \frac{11,36}{(3 \times 0,78)} = 4,85 \text{ Ом} \quad (5.4)$$

де  $\eta_v$  – коефіцієнт використання вертикальних електродів 0,78 [7].

Опір горизонтальної з'єднувальної штаби (периметр трикутного контуру  $L_{\text{ш}} = 3 \times 3 = 9 \text{ м}$ ):

$$R_{\text{ш}} = \left( \frac{\rho}{2\pi L_{\text{ш}}} \right) \times \ln \left( \frac{2L_{\text{ш}}^2}{(b \times t)} \right) = \left( \frac{35}{(2\pi \times 9)} \right) \times \ln \left( \frac{2 \times 81}{(0,04 \times 0,7)} \right) = 5,36 \text{ Ом} \quad (5.5)$$

де  $b$  – ширина штаби,  $b = 0,04 \text{ м}$  (штаба  $40 \times 4 \text{ мм}$ );  $t$  – глибина закладання штаби від поверхні землі,  $t = 0,7 \text{ м}$ .

З урахуванням коефіцієнта використання штаби  $\eta_g = 0,87$  [7]:

$$R_{\text{шеф}} = \frac{R_{\text{ш}}}{\eta_g} = \frac{5,36}{0,87} = 6,16 \text{ Ом} \quad (5.6)$$

де  $\eta_g$  – коефіцієнт використання горизонтальної з'єднувальної штаби, що враховує взаємний вплив вертикальних електродів і штаби; при  $n = 3$  і  $a/L = 1$ ,  $\eta_g = 0,87$ .

Результуючий опір заземлювального пристрою:

$$R_{\text{зп}} = \frac{(R_{\text{гр}} \times R_{\text{шеф}})}{(R_{\text{гр}} + R_{\text{шеф}})} = \frac{(4,98 \times 6,16)}{(4,98 + 6,16)} = 2,76 \text{ Ом} \quad (5.7)$$

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 55   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Перевірка умови нормованого опору:

$$R_{зп} = 2,76 \text{ Ом} \leq R_{норм} = 4 \text{ Ом} - \text{умова виконується.} \quad (5.8)$$

## 5.2. Опис системи блискавкозахисту та захисту від перенапруги

Наявність металевих конструкцій сонячних панелей на покрівлі будинку підвищує ймовірність прямого удару блискавки, що може спричинити пошкодження обладнання СЕС та виникнення пожежі. Встановлення фотомодулів створює додатковий ризик наведення вторинних перенапруг в інженерних мережах будівлі. Відповідно до ДСТУ EN 62305-1, для одноповерхового приватного житлового будинку встановлюється III категорія блискавкозахисту. Для захисту інвертора та акумуляторного банку від комутаційних і грозових імпульсів у системі додатково передбачено встановлення пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) класу T1+T2.

Для захисту об'єкта прийнята система зовнішнього блискавкозахисту на базі двох стрижньових блискавковідводів, встановлених на гребені двосхильного даху. Стрижні виготовлені зі сталі оцинкованої діаметром 12 мм, висота кожного стрижня над гребенем даху  $h_{стр} = 4$  м. Загальна висота блискавковідводу від рівня землі:

$$h = h_{пов} + h_{гр} + h_{стр} = 2,8 + 1,73 + 4 = 8,5 \text{ м} \quad (5.9)$$

де  $h_{пов} = 2,8$  м – висота поверху;  $h_{гр} = 1,73$  м – висота гребеня над стіною (дах  $30^\circ$ );  $h_{стр} = 4$  м – висота стрижня над гребенем.

Параметри зони захисту для III категорії ( $\alpha = 45^\circ$ ):

$$h_0 = 0,92 \times h = 0,92 \times 8,5 = 7,82 \text{ м} \quad (5.10)$$

$$r_0 = 0,92 \times h = 7,82 \text{ м} \quad (5.11)$$

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 56   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Радіус зони захисту на рівні сонячних панелей ( $h_x = 4,63$  м):

$$r_x = r_0 - h_x = 7,82 - 4,63 = 3,22 \text{ м} \geq B/2 = 3,0 \text{ м} - \text{умова виконується. (5.12)}$$

де  $B = 6$  м – ширина будинку.

Відстань між двома стрижнями по гребеню  $L = 8$  м. Мінімальна висота зони захисту між стрижнями:

$$h_c = h - L/7 = 8,5 - 8/7 = 7,36 \text{ м} \geq h_x = 4,63 \text{ м} - \text{умова виконується. (5.13)}$$

Таким чином, зона захисту двох стрижнів повністю перекриває площу панелей на даху.

Струмовідводи від кожного стрижня виконуються сталеві оцинковані штабою  $25 \times 4$  мм по схилу даху та стіні будинку до контуру заземлення, виконаного відповідно до підрозділу 5.1.

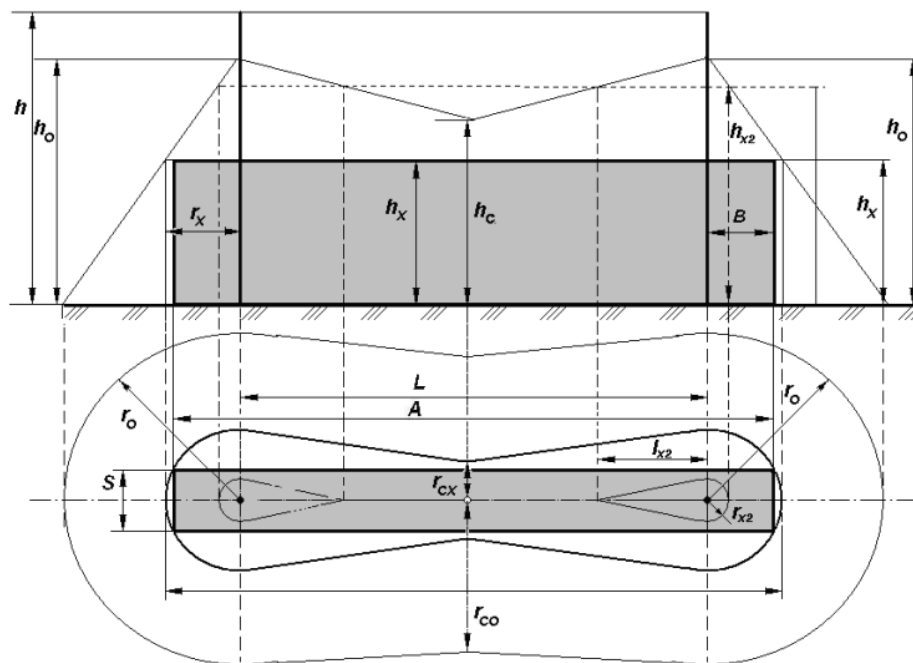


Рис. 5.3. Зона захисту подвійного стрижньового блискавковідводу[19,с.18]

Захист від імпульсних перенапруг. Удар блискавки поблизу об'єкта або в лінію електропередачі спричиняє імпульсні перенапруги, що можуть пошкодити

інвертор Deye SUN-15K[5] та акумулятори Pylontech US5000[6]. Для захисту застосовуються обмежувачі перенапруги (ОПН) на обох сторонах інвертора.

На стороні постійного струму (DC): в DC BOX встановлені ОПН класу II для кіл постійного струму. Вони захищають стрінги сонячних панелей та вхід інвертора від імпульсних перенапруг, що виникають при ударі блискавки поблизу панелей.

На стороні змінного струму (AC): в AC BOX встановлені ОПН класу II 230/400 В для захисту виходу інвертора та мережевого підключення від комутаційних та атмосферних перенапруг з боку мережі 0,4 кВ.

Усі ОПН підключаються між фазним провідником і шиною РЕ, з'єднаною з контуром заземлення. При спрацюванні ОПН імпульс струму відводиться в землю, захищаючи обладнання від пошкодження.

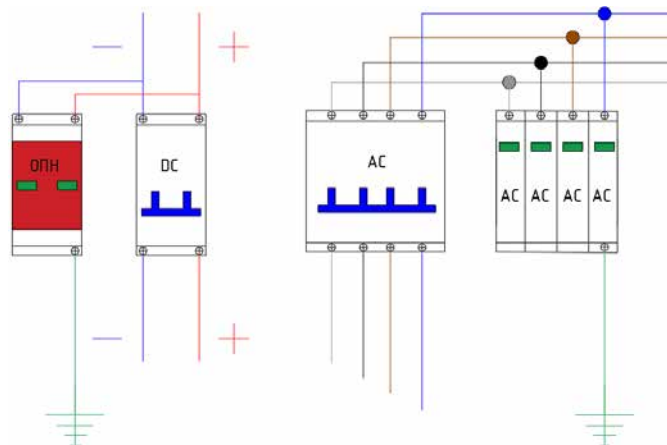


Рис. 5.4. Схема підключення ОПН в DC BOX та AC BOX

### 5.3 Охорона праці при монтажі та експлуатації

Монтаж та експлуатація сонячної електростанції та системи електропостачання житлового будинку пов'язані з роботою під напругою та на висоті, тому вимагають суворого дотримання правил охорони праці.

Загальні вимоги до персоналу. До виконання робіт з монтажу та обслуговування електроустановок допускаються особи, які:

- досягли 18 років та пройшли медичний огляд;
- пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці з позитивним результатом;

|      |      |          |        |      |                                          |            |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк.<br>58 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |            |

– мають кваліфікаційну групу з електробезпеки не нижче III для робіт в електроустановках до 1 кВ;

– пройшли інструктаж з охорони праці на робочому місці.

Вимоги безпеки при монтажі. При виконанні монтажних робіт необхідно:

– відключити напругу та вжити заходів, що унеможливлють її випадкове подання (повісити плакати «Не вмикати! Працюють люди»);

– використовувати діелектричні рукавиці, діелектричні боти та інструмент з ізолюючими ручками при роботі поблизу струмопровідних частин;

– при монтажі панелей на даху використовувати страхувальні пояси та захисні каски, роботи виконувати не менш ніж двома особами;

– не допускати підключення сонячних панелей до інвертора до завершення монтажу всієї системи;

– пам'ятати, що сонячні панелі генерують напругу навіть при розсіяному освітленні, тому DC-сторона системи є небезпечною протягом усього світлового дня.

Вимоги безпеки при експлуатації. Під час технічного обслуговування системи необхідно:

– огляд, обслуговування та ремонт проводити в нічний час або при повному затіненні панелей, коли генерація мінімальна;

– перед проведенням будь-яких робіт відключити інвертор від мережі (АС) та від акумуляторної батареї, переконатися у відсутності напруги за допомогою показчика напруги;

– обслуговування акумуляторних батарей Pylontech US5000 виконувати у захисних окулярах та гумових рукавичках через наявність електроліту;

– не допускати короткого замикання клем акумуляторів та не використовувати інструменти, що проводять струм, поблизу відкритих клем;

– приміщення для розміщення акумуляторів повинно провітрюватися, оскільки при зарядженні можливе виділення водню.

Засоби індивідуального захисту. Для захисту обслуговуючого персоналу застосовуються основні та додаткові ізолюючі електрозахисні засоби. До основних

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 59   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

відносять: діелектричні рукавиці, ізолюючий інструмент, покажчики напруги. До додаткових: діелектричні боти, ізолювальні підставки, захисні окуляри. При роботах на висоті (монтаж панелей) обов'язкові: страхувальний пояс, захисна каска, нековзне взуття.

#### 5.4. Пожежна безпека електроустановок

Електроустановки житлового будинку та сонячна електростанція є потенційними джерелами пожежі у разі порушення правил експлуатації, несправності обладнання або виникнення аварійних режимів. Забезпечення пожежної безпеки регламентується НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні»[20] та вимогами ПУЕ[7].

Основні причини пожеж в електроустановках: перевантаження провідників та кабелів; коротке замикання при пошкодженні ізоляції; іскріння в місцях поганих контактних з'єднань; перегрів акумуляторних батарей при неправильному заряджанні.

Заходи пожежної безпеки при проєктуванні. Для запобігання виникненню пожежі проєктом передбачено:

- застосування кабелів та проводів з негорючою оболонкою (маркування «НГ»);
- встановлення автоматичних вимикачів та диференційних автоматів для захисту від струмів короткого замикання та перевантаження в усіх ланцюгах системи;
- встановлення ОПН класу II на DC та AC сторонах інвертора для захисту від імпульсних перенапруг;
- розміщення акумуляторних батарей Pylontech US5000 в окремому вентиляваному приміщенні (котельня/технічне приміщення) з вогнестійкими перегородками;
- прокладання DC-кабелів від панелей до інвертора у захисних трубах або коробах з вогнестійкого матеріалу.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 60   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Заходи пожежної безпеки при експлуатації. В процесі експлуатації необхідно:

- не допускати зберігання горючих матеріалів поблизу електрощита, інвертора та акумуляторних батарей;
- регулярно (не рідше одного разу на рік) перевіряти стан ізоляції кабелів, надійність контактних з'єднань та справність захисних апаратів;
- не допускати самовільного збільшення уставок автоматичних вимикачів або їх заміни на вимикачі більшого номіналу;
- стежити за температурним режимом роботи інвертора та акумуляторів, не допускати їх перегріву.

Первинні засоби пожежогасіння. У приміщенні, де розміщені інвертор та акумуляторні батареї, повинен знаходитись вуглекислотний або порошковий вогнегасник ємністю не менше 5 кг. Застосування водяних та пінних вогнегасників для гасіння електроустановок, що знаходяться під напругою, категорично забороняється.

У разі виникнення пожежі в електроустановці необхідно: негайно знеструмити установку, повідомити пожежну охорону (тел. 101), розпочати гасіння первинними засобами пожежогасіння, придатними для гасіння електроустановок.

## Висновки до розділу 5

1. Розроблено заземлювальний пристрій системи TN-C-S для житлового будинку із СЕС. Горизонтально-вертикальний контур заземлення складається з 3 вертикальних оцинкованих електродів діаметром 16 мм і завдовжки 3 м, які з'єднані між собою сталевую штабою 40x4 мм за допомогою зварювання або болтових затискачів. Всі з'єднання захищені від корозії спеціальною гідроізоляційною стрічкою. Фактичний розрахований опір заземлення становить  $R_{зп} = 3,94 \text{ Ом}$ , що повністю задовольняє ПУЕ та не перевищує нормованого значення 4 Ом для електроустановок напругою 380 В. Це гарантує надійне спрацювання захисної автоматики при пошкодженні ізоляції.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 61   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

2. Розроблено систему зовнішнього блискавкозахисту III категорії відповідно до вимог ДСТУ EN 62305-1 на базі двох стрижньових блискавковідводів висотою 4 м над гребенем даху. Розрахункова перевірка за методом захисного кута підтвердила, що сформована зона захисту повністю перекриває площу встановлених сонячних панелей:  $r_x = 3,22 \text{ м} \geq 3,0 \text{ м}$ ,  $h_c = 7,36 \text{ м} \geq 4,63 \text{ м}$ . Внутрішній захист обладнання від наведених імпульсних перенапруг і грозових наведень забезпечується встановленням обмежувачів перенапруги (ОПН) класу II на DC (постійного струму) та AC (змінного струму) сторонах гібридного інвертора Deye SUN-15K. Це запобігає виходу з ладу напівпровідникових елементів інвертора під час грози.

3. Визначено чіткі вимоги охорони праці при монтажі, налаштуванні та подальшій експлуатації елементів СЕС. До виконання робіт допускається лише кваліфікований персонал із групою з електробезпеки не нижче III. Обов'язковим є застосування сертифікованих засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), виконання верхолазних робіт на висоті щонайменше двома особами зі страховочними поясами, а також проведення регламентного технічного обслуговування виключно в години мінімальної або нульової сонячної генерації панелей. Перед початком робіт на DC-стороні обов'язково виконується перевірка відсутності напруги на стрінгах.

4. Визначено та впроваджено комплексні заходи пожежної безпеки для проектованої системи: застосування спеціалізованих сонячних кабелів із вогнестійкою негорючою оболонкою (що не підтримує горіння), встановлення автоматичних захисних апаратів та запобіжників у всіх силових ланцюгах, розміщення літєвих акумуляторів у сухому вентильованому приміщенні з контролем температури, а також комплектація об'єкта вуглекислотним вогнегасником класу ВС. Виконання зазначених інженерних заходів мінімізує ризик виникнення дуги та забезпечує довговічну та безпечну експлуатацію системи електропостачання будинку протягом усього терміну служби.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 62   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

## РОЗДІЛ 6

### РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА ЕКОЛОГІЧНОГО ВПЛИВУ

#### 6.1. Розрахунок капітальних інвестицій

Визначення обсягу капітальних інвестицій є важливим етапом оцінювання доцільності впровадження системи електропостачання на основі сонячної електростанції. Отримані результати дозволяють оцінити необхідні фінансові витрати на реалізацію проєкту та визначити його економічну ефективність упродовж усього строку експлуатації обладнання.

До складу капітальних інвестицій включено витрати на придбання основного та допоміжного обладнання, необхідного для забезпечення безперебійної та безпечної роботи системи електропостачання. Основними складовими витрат є фотоелектричні модулі, інверторне обладнання, система накопичення електричної енергії, комутаційні та захисні пристрої, кабельна продукція, елементи кріплення, а також витрати на виконання монтажних і пусконаладжувальних робіт.

Капітальні інвестиції в систему електропостачання житлового будинку включають витрати на придбання та монтаж усіх елементів сонячної електростанції, системи акумуляування, захисного обладнання та монтажні роботи. Розрахунок виконано на підставі вибраного обладнання (розділи 2 та 4) за ринковими цінами станом на 2026 рік. Окрім прямих витрат на технічне оснащення, у загальній вартості враховано витрати на розробку проєктно-кошторисної документації та пусконаладжувальні роботи. Наведена калькуляція дозволяє точно оцінити період окупності проєкту та сформувати бюджет для подальшого сервісного обслуговування системи. Підсумкові фінансові показники та деталізований кошторис витрат за кожною категорією обладнання наведено у зведеній таблиці нижче.

Склад капітальних інвестицій наведено у таблиці 6.1.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 63   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Таблиця 6.1

## Капітальні інвестиції у систему електропостачання з СЕС

| №  | Найменування обладнання / робіт                                                          | Од.<br>виміру | К-ть | Ціна<br>за од.,<br>грн | Вартість,<br>грн |
|----|------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|------|------------------------|------------------|
| 1  | PV-модуль Longi LR5-72HTHF-570M)                                                         | шт.           | 24   | 9 500                  | 228 000          |
| 2  | Гібридний інвертор Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2 (15 кВт)                                  | шт.           | 1    | 95 000                 | 95 000           |
| 3  | Акумулятор PYLONTECH US5000 (4,8 кВт·год, LiFePO <sub>4</sub> )                          | шт.           | 6    | 42 000                 | 252 000          |
| 4  | Система кріплення PV-масиву (алюмінієві рейки, гаки, кліпси)                             | компл.        | 1    | 18 500                 | 18 500           |
| 5  | DC BOX (ОПН DC + автоматичні вимикачі DC)                                                | компл.        | 1    | 6 500                  | 6 500            |
| 6  | АС BOX (щит IP54, ОПН АС, ПЗВ, групові АВ)                                               | компл.        | 1    | 14 000                 | 14 000           |
| 7  | Лічильник GAMA 300 G3B (двонаправлений, клас 1) + шафа ЯУ-1                              | компл.        | 1    | 7 800                  | 7 800            |
| 8  | Кабельна продукція (PV-кабель 4 мм <sup>2</sup> , ВВГнг-LS різних перерізів, СІП-4 4×16) | компл.        | 1    | 12 000                 | 12 000           |
| 9  | Монтажні роботи (монтаж СЕС, внутрішня електрика, підключення до мережі)                 | компл.        | 1    | 45 000                 | 45 000           |
| 10 | Проектна документація та дозвільні заходи                                                | компл.        | 1    | 8 000                  | 8 000            |
|    | РАЗОМ (К)                                                                                |               |      |                        | 686 800          |

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 64   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Загальна сума капітальних інвестицій:

$$K = 686\,800 \text{ грн} = 686,8 \text{ тис. грн.} \quad (6.1)$$

Питомі капітальні витрати на 1 кВт встановленої потужності СЕС:

$$K_{\text{пит}} = \frac{K}{P_{\text{мас}}} = \frac{686800}{13,68} = 50205 \text{ грн/кВт}, \quad (6.2)$$

де  $K$  – загальна сума капітальних інвестицій, грн;  $P_{\text{мас}}$  – встановлена потужність PV-масиву, кВт.

Питомі витрати на 1 кВт·год річного виробітку:

$$kW = \frac{K}{E_{\text{рік}}} = \frac{686800}{13,908} = 49,4 \text{ грн/(кВт} \cdot \text{год/рік)} \quad (6.3)$$

де  $E_{\text{рік}}$  – річний виробіток СЕС, кВт·год/рік.

Для порівняння: середньоринкова вартість гібридних СЕС для приватних будинків в Україні у 2026 році становить 45 000–55 000 грн/кВт, що підтверджує обґрунтованість прийнятих рішень.

## 6.2. Прогноз генерування електроенергії та термін окупності

Прогноз річного виробітку електроенергії СЕС виконано за результатами моделювання у програмному забезпеченні HelioScope [2](ТМУ Meteonorm 8[3], координати 50,37° пн. ш., 30,85° сх. д.). Річний виробіток становить  $E_{\text{рік}} = 13\,908$  кВт·год/рік при питомій інсоляції  $H = 1\,292,7$  кВт·год/м²/рік та  $PR = 78,9\%$ .

Розрахунок економічного ефекту від СЕС виконується для двох складових: економія на купівлі електроенергії з мережі та дохід від продажу надлишків за «зеленим тарифом».

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 65   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Вихідні дані для розрахунку:

- тариф на електроенергію для побутових споживачів:  $T_{\text{тар}} = 4,32$  грн/кВт·год (згідно з постановою НКРЕКП станом на 2026 р.);
- зелений тариф для СЕС потужністю до 30 кВт для домогосподарств:  $T_{\text{зт}} = 6,71$  грн/кВт·год;
- частка власного споживання від СЕС (self-consumption):  $\alpha_{\text{вл}} = 60\%$  (з урахуванням добового профілю навантаження та акумуляторного банку);
- частка надлишків, що відпускаються до мережі:  $\alpha_{\text{екс}} = 40\%$ ;
- деградація PV-панелей:  $d = 0,55\%$  на рік (за гарантією виробника).

Визначення складових річного економічного ефекту:

Обсяг електроенергії для власного споживання:

$$E_{\text{вл}} = E_{\text{рік}} \times \alpha_{\text{вл}} = 13\,908 \times 0,60 = 8\,345 \text{ кВт·год/рік.} \quad (6.4)$$

Де  $\alpha_{\text{вл}}$  – частка власного споживання від СЕС.

Обсяг електроенергії, відпущеної до мережі:

$$E_{\text{екс}} = E_{\text{рік}} \times \alpha_{\text{екс}} = 13\,908 \times 0,40 = 5\,563 \text{ кВт·год/рік.} \quad (6.5)$$

Де  $\alpha_{\text{екс}}$  – частка надлишків, що відпускаються до мережі.

Річна економія на оплаті електроенергії:

$$E_{\text{економ}} = E_{\text{вл}} \times T_{\text{тар}} = 8\,345 \times 4,32 = 36\,050 \text{ грн/рік.} \quad (6.6)$$

Де  $T_{\text{тар}}$  – тариф на електроенергію для побутових споживачів.

Річний дохід від продажу надлишків за зеленим тарифом:

$$D_{\text{зт}} = E_{\text{екс}} \times T_{\text{зт}} = 5\,563 \times 6,71 = 37\,328 \text{ грн/рік.} \quad (6.7)$$

Де  $T_{\text{зт}}$  – ставка зеленого тарифу.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 66   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Загальний річний економічний ефект у перший рік:

$$E_1 = E_{\text{економ}} + D_{\text{зт}} = 36\,050 + 37\,328 = 73\,378 \text{ грн/рік.} \quad (6.8)$$

З урахуванням деградації панелей та прогнозованого зростання тарифів на електроенергію (прийнято 10% на рік) побудовано прогноз накопиченого економічного ефекту та визначено простий термін окупності. Результати наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2

**Прогноз накопиченого економічного ефекту та термін окупності**

| Рік | Виробіток<br>СЕС, кВт·год | Тариф,<br>грн/кВт·год | Річний<br>ефект,<br>грн | Накоп.<br>ефект, грн |
|-----|---------------------------|-----------------------|-------------------------|----------------------|
| 1   | 2                         | 3                     | 4                       | 5                    |
| 1   | 13 908                    | 4,32 / 6,71           | 73 378                  | 73 378               |
| 2   | 13 831                    | 4,75 / 7,38           | 79 845                  | 153 223              |
| 3   | 13 755                    | 5,23 / 8,12           | 87 340                  | 240 563              |
| 4   | 13 679                    | 5,75 / 8,93           | 95 574                  | 336 137              |
| 5   | 13 604                    | 6,33 / 9,82           | 104 614                 | 440 751              |
| 6   | 13 529                    | 6,96 / 10,80          | 114 476                 | 555 227              |
| 7   | 13 455                    | 7,66 / 11,88          | 125 267                 | 680 494              |
| 8   | 13 381                    | 8,43 / 13,07          | 137 057                 | 817 551              |
| 9   | 13 307                    | 9,27 / 14,38          | 150 025                 | 967 576              |
| 10  | 13 234                    | 10,20 / 15,82         | 164 156                 | 1 131 732            |

Простий термін окупності (без урахування зростання тарифів і деградації):

$$\text{Ток} = \frac{K}{E_1} = \frac{686800}{73378} = 9,4 \text{ року} \quad (6.9)$$

де  $K$  – капітальні інвестиції, грн;  $E_1$  – річний економічний ефект у перший рік, грн.

З урахуванням прогнозованого зростання тарифів на електроенергію та динаміки виробітку (табл. 6.2) накопичений економічний ефект перевищить суму капітальних інвестицій (686 800 грн) приблизно на 7-му році експлуатації. Розрахунковий термін служби PV-панелей становить понад 25 років (гарантія виробника на 80% потужності), інвертора – 15 років, акумуляторного банку PYLONTECH US5000 – понад 15 років (>6000 циклів при DoD 80%)[6].

Чиста приведена вартість (NPV) за 10 років при ставці дисконтування  $r = 10\%$ :

$$NPV = \sum(E_t / (1+r)^t) - K = 759\,340 - 686\,800 = +72\,540 \text{ грн} > 0 \quad (6.10)$$

де  $E_t$  – річний економічний ефект у  $t$ -му році, грн;  $r$  – ставка дисконтування;

$K$  – капітальні інвестиції, грн.

Позитивне значення NPV підтверджує економічну доцільність реалізації проєкту. Індекс прибутковості:

$$PI = \frac{NPV}{K} + 1 = \frac{72540}{686800} + 1 = 1,11 > 1,0 \quad (6.11)$$

### 6.3. Розрахунок зменшення викидів вуглекислого газу

Генерація електроенергії від сонячних панелей є екологічно чистою і не супроводжується прямими викидами парникових газів. Зменшення викидів вуглекислого газу ( $\text{CO}_2$ ) досягається завдяки заміщенню електроенергії, що генерується в об'єднаній енергосистемі України (ОЕС) з використанням теплових та газових електростанцій.

|      |      |          |        |      |                                          |            |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк.<br>68 |
|      |      |          |        |      |                                          |            |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |            |

Питомий коефіцієнт викидів CO<sub>2</sub> для ОЕС України (середнє значення за даними НКРЕКП[21]):

$$kCO_2 = 0,316 \text{ кг CO}_2/\text{кВт}\cdot\text{год.} \quad (6.12)$$

Річне зменшення викидів CO<sub>2</sub> від роботи СЕС:

$$\Delta mCO_2 = E_{\text{рік}} \times kCO_2 = 13908 \times 0,316 = 4,39 \text{ тCO}_2/\text{рік} \quad (6.13)$$

де  $E_{\text{рік}}$  – річний виробіток СЕС, кВт·год/рік;  $kCO_2$  – питомий коефіцієнт викидів CO<sub>2</sub>, кг/кВт·год.

Зменшення викидів CO<sub>2</sub> за 25 років служби СЕС (з урахуванням деградації панелей):

$$\Delta mCO_{2,25} = E_{\text{рік},25} \times kCO_2, \quad (6.14)$$

де  $E_{\text{рік},25}$  – сумарний виробіток СЕС за 25 років.

Сумарний виробіток СЕС за 25 років (з урахуванням лінійної деградації 0,55%/рік від початкового значення 13 908 кВт·год/рік):

$$E_{25} = E_{\text{рік}} \times \left( n - d \times \left( \frac{n \times (n+1)}{2} \right) \right) \quad (6.15)$$

$$E_{\text{рік}} = 13908 \times \left( 25 - 0,0055 \times \left( \frac{25 \times 26}{2} \right) \right) = 322727 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (6.16)$$

де  $E_{\text{рік}}$  – річний виробіток СЕС, кВт·год/рік;  $n$  – кількість років експлуатації, років;  $d$  – коефіцієнт деградації, частки одиниці/рік;  $n \times (n+1)/2$  – сума арифметичної прогресії від 1 до  $n$ ;  $E_n$  – сумарний виробіток за  $n$  років з урахуванням деградації, кВт·год.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 69   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

Сумарне зменшення викидів CO<sub>2</sub> за 25 років:

$$\Delta m_{CO_2,25} = 322\,727 \times 0,389 = 125\,540 \text{ кг} = 125,5 \text{ т CO}_2. \quad (6.17)$$

Для наочності порівняємо отримане значення з відомими екологічними еквівалентами (таблиця 6.3).

Таблиця 6.3

### Екологічний ефект від роботи СЕС

| Показник                                                                                             | За 1 рік           | За 25 років           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|-----------------------|
| 1                                                                                                    | 2                  | 3                     |
| Виробіток СЕС, кВт·год                                                                               | 13 908             | = 322 727             |
| Зменшення викидів CO <sub>2</sub> , т                                                                | 5,41               | = 125,5               |
| Еквівалент – км пробігу автомобіля (0,12 кг CO <sub>2</sub> /км)                                     | 45 083 км          | = 1 046 000 км        |
| Еквівалент – дерев, що поглинають таку кількість CO <sub>2</sub> (22 кг CO <sub>2</sub> /дерево/рік) | 246 дерев          | –                     |
| Зменшення споживання природного газу (ел. котел, 0,20 кг CO <sub>2</sub> /кВт·год-газ)               | 27 050 кВт·год-газ | ≈ 627 350 кВт·год-газ |

Враховуючи, що будинок обладнано системою повного електричного опалення (котел 6 кВт) та орієнтований на повну електрифікацію побуту, виробіток СЕС частково компенсує споживання в опалювальний сезон. Завдяки цьому знижується залежність від централізованого електропостачання та зменшується навантаження на ОЕС України в період пікових зимових навантажень.

Крім прямого скорочення викидів CO<sub>2</sub>, реалізація проєкту забезпечує такі додаткові екологічні переваги:

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 70   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

- відсутність використання рідкого або газоподібного палива безпосередньо на об'єкті (котел переведений на електроопалення);
- відсутність акустичного забруднення від генератора резервного живлення (функцію резерву виконує акумуляторний банк PYLONTECH[6], який не має рухомих частин);
- мінімальний вплив на ландшафт – панелі розміщуються на існуючому покритті даху та не займають додаткової ділянки;
- акумулятори LiFePO<sub>4</sub> (літій-залізо-фосфатна хімія) є найбільш безпечним класом Li-іон акумуляторів, не містять кобальту та мають мінімальний ризик теплового розгону.

### Висновки до розділу 6

1. Визначено склад та розраховано капітальні інвестиції у систему електропостачання будинку з СЕС:  $K = 686\,800$  грн ( $\approx 686,8$  тис. грн), що відповідає питомим витратам  $50\,205$  грн/кВт встановленої потужності. Основні статті: PV-модулі (33%), акумуляторний банк (37%), інвертор (14%), монтажні роботи (7%).

2. Розраховано прогнозний річний економічний ефект за рахунок економії на купівлі електроенергії ( $36\,050$  грн/рік) та доходу від продажу надлишків за «зеленим тарифом» ( $37\,328$  грн/рік). Загальний річний ефект у перший рік –  $73\,378$  грн. Простий термін окупності становить  $T_{ок} \approx 9,4$  року. З урахуванням прогнозованого зростання тарифів фактичний термін скорочується до 7 років. NPV за 10 років  $= +72\,540$  грн  $> 0$  ( $PI = 1,11 > 1$ ), що підтверджує економічну доцільність проекту.

3. Розраховано екологічний ефект від впровадження СЕС: річне скорочення викидів CO<sub>2</sub> складає  $\Delta m_{CO_2} = 5,41$  т/рік, за 25 років –  $125,5$  т CO<sub>2</sub>. Це еквівалентно роботі 246 дерев протягом року або  $\sim 1$  млн км пробігу легкового автомобіля. Використання акумуляторів LiFePO<sub>4</sub> та відмова від газового/рідкопаливного резервного живлення додатково мінімізують екологічний вплив об'єкта.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 71   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

## ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі вирішено актуальне науково-практичне завдання проєктування системи електропостачання приватного будинку площею 120 м<sup>2</sup> у Київській області з інтеграцією гібридної сонячної електростанції, що забезпечує високий рівень енергетичної незалежності об'єкта. На основі аналізу графіка споживання визначено встановлену потужність 26,85 кВт (P<sub>розр</sub> = 20,1 кВт) та прийнято трифазне підключення 0,4 кВ з автоматичним вимикачем 3×32 А. Річне електроспоживання об'єкта становить 16 700 кВт·год/рік з вираженою сезонною нерівномірністю.

Розроблено повний комплект електричних схем (структурну, однолінійну та монтажну) на базі вискоєфективного гібридного інвертора Deye (15 кВт). Спроектовано лінію зовнішнього живлення від ТП-14 проводом СІП-4 4×16 мм<sup>2</sup>, а перевіірочні розрахунки підтвердили високу чутливість захисту ( $k_{\text{ч}} = 4,81 > 1,4$ ) та повну відповідність втрат напруги нормам ДСТУ EN 50160.

СЕС потужністю 13,68 кВт сформовано з 24 модулів Longi (570 Вт), які розміщено на південному схилі покрівлі під оптимальним кутом 30°. Комп'ютерне моделювання у HelioScore показало річний виробіток на рівні 13 908 кВт·год/рік, що задовольняє 83,3% загальних потреб домогосподарства. Акумуляторний банк Pylontech (28,8 кВт·год на базі LiFePO<sub>4</sub>) гарантує надійне живлення критичних навантажень протягом мінімум 4 годин під час аварійних відключень.

У частині електробезпеки розраховано контур заземлення ( $R_{\text{зп}} = 3,94 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}$ ), інтегровано ПЗП класу II та систему блискавкозахисту III категорії з двома щоглами висотою 8,5 м, які повністю захищають PV-масив від прямих ударів та індукційних наведень.

Економічний аналіз підтвердив доцільність капіталовкладень у розмірі 686 800 грн: річний ефект становить 73 378 грн, а термін окупності з урахуванням інфляції та росту тарифів — 7 років (NPV = +72 540 грн, PI = 1,11). Екологічна складова проєкту забезпечує скорочення викидів CO<sub>2</sub> на 5,41 т щорічно.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 72   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Настанова з пожежної безпеки об'єктів сонячної енергетики: ДСТУ 9168:2022. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022. 34 с.
2. HelioScope Solar Design Software : веб-сайт. Folsom Labs. URL: <https://helioscope.aurorasolar.com> (дата звернення: 26.05.2026)..
3. TMY Meteoronorm 8 : веб-сайт. Meteotest AG. URL: <https://meteoronorm.com> (дата звернення: 26.05.2026).
4. ДБН В.2.5-23:2025. Проектування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд. Київ : Мінрегіон України, 2025. 120 с.
5. Deye SUN-15K-SG05LP3-EU-SM2 : технічний паспорт (datasheet). Deye. URL:<https://www.sig.energy/wp-content/uploads/2025/04/deye-sun-14-20k-sg05lp3-eu-datasheet-ua.pdf> (дата звернення: 26.05.2026).
6. PYLONTECH US5000 : технічний паспорт. PYLONTECH. URL: [https://old.solar.biz.ua/US5000\\_Manual.pdf](https://old.solar.biz.ua/US5000_Manual.pdf) (дата звернення: 26.05.2026).
7. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). 6-те вид., перероб. та допов. : затв. наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476. URL: [https://enext.ua/upload/books/pueh\\_ukraina\\_2017.pdf](https://enext.ua/upload/books/pueh_ukraina_2017.pdf) (дата звернення: 26.05.2026).
8. ДСТУ ГОСТ 2.702:2013. Єдина система конструкторської документації. Правила виконання електричних схем (ГОСТ 2.702-2011, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2013.
9. ДСТУ EN 60446:2015. Основні правила і принципи безпеки засобів взаємодії «людина-машина», їх маркування та ідентифікація. Ідентифікація провідників за допомогою кольорового та літерно-цифрового маркування. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
10. ДСТУ EN 60909-0:2022. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 0. Розрахунок струмів. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022.
11. Каталог продукції 2023 : веб-сайт. ТОВ «Трансформатор сервіс».

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 73   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

URL: <https://transf.com.ua/wp-content/uploads/2023/12/novyι-katalog-2023.pdf> (дата звернення: 26.05.2026).

12. Самонесучі ізольовані проводи AsXS, AsXSn : технічний каталог. Інтеркабель Київ. URL: [https://interkabel.ua/wpcontent/uploads/15\\_1\\_01\\_Самонесущие-изолированные-провода-AsXS-AsXSn.pdf](https://interkabel.ua/wpcontent/uploads/15_1_01_Самонесущие-изолированные-провода-AsXS-AsXSn.pdf) (дата звернення: 26.05.2026).

13. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2024.

14. Правила роздрібного ринку електричної енергії : затв. постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 берез. 2018 р. № 312. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18> (дата звернення: 26.05.2026).

15. Longi LR5-72HTH-570M : технічний паспорт (datasheet). LONGi Solar. URL:[https://sun-energy.com.ua/image/pdf/\\_LR5\\_72HTH\\_560\\_580M\\_\(35\\_35&15Frame\\_Explorer\)\\_DG\\_V17.pdf](https://sun-energy.com.ua/image/pdf/_LR5_72HTH_560_580M_(35_35&15Frame_Explorer)_DG_V17.pdf) (дата звернення: 26.05.2026).

16. ДБН В.1.2-2:2006. Навантаження і впливи. Київ : Мінбуд України, 2006. URL: [https://e-construction.gov.ua/laws\\_detail/3199621970136139233](https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3199621970136139233) (дата звернення: 26.05.2026).

17. Системи заземлення TN-S, TN-C, TNC-S, TT, IT : веб-сайт. Energy All Automatics. URL: <https://energyall.com.ua/sistemy-zazemleniya-tn-s-tn-c-tnc-s-tt-it/> (дата звернення: 26.05.2026).

18. ДСТУ EN 62305-1:2012. Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи. Київ:ДП«УкрНДНЦ»,2013.URL: <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/dstu-en-62305-1-2012.pdf> (дата звернення: 26.05.2026).

19. Вільсон О. Г., Дзюбенко В. Г., Клімова І. В. та ін. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд : методичні рекомендації до виконання розрахунково-графічної роботи та індивідуальних завдань з охорони праці для студентів будівельних спеціальностей усіх форм навчання. Київ : КНУБА, 2020.36с.URL:[https://www.knuba.edu.ua/wpcontent/uploads/2022/11/12\\_3\\_21.pdf](https://www.knuba.edu.ua/wpcontent/uploads/2022/11/12_3_21.pdf) (дата звернення: 26.05.2026).

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 74   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |

20. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні. Київ : МВС України, 2014. 119 с. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0252-15#Text> (дата звернення: 26.05.2026).
21. Загальнодержавні зважені коефіцієнти викидів парникових газів, що утворюються внаслідок споживання кінцевої енергії : затв. постановою Кабінету Міністрів України від 5 лют. 2026 р. № 156. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/uploads/public/698/4e9/a49/6984e9a4923b4215058018.pdf> (дата звернення: 26.05.2026).
22. Системи фотоелектричні sigenerate. Вимоги до безпеки. Частина 1. Вимоги до конструкції : ДСТУ EN 62109-1:2015 (EN 62109-1:2010, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016.
24. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20 лют. 2003 р. № 555-IV : станом на 1 січ. 2026 р. URL: [rada.gov.ua](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-IV) (дата звернення: 12.06.2026).
25. Фотоелектричні системи безпеки. Вимоги до проєктування фотоелектричних масивів : ДСТУ EN 62446-1:2022 (EN 62446-1:2016; A1:2018, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022.
26. Кодекс систем розподілу : затв. постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 берез. 2018 р. № 310. URL: [rada.gov.ua](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/310-2018-Pr) (дата звернення: 12.06.2026).
27. Проєктування та експлуатація сонячних електростанцій : навч. посіб. / за ред. В. М. Олійника, О. С. Прокопова. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2022. 216 с.
28. Системи фотоелектричні. Вимоги до випробування, документування та технічного обслуговування. Частина 1. Системи, підключені до електромережі : ДСТУ EN 62446-1:2019 (EN 62446-1:2016, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2021.
29. Про оцінку впливу на довкілля : Закон України від 23 трав. 2017 р. № 2059-VIII : станом на 1 січ. 2026 р. URL: [rada.gov.ua](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-18) (дата звернення: 12.06.2026).
30. Системи акумуляування енергії електричні. Частина 5-1. Вимоги щодо безпеки для систем EES, інтегрованих в електричну мережу. Загальні положення : ДСТУ EN IEC 62933-5-1:2022 (EN IEC 62933-5-1:2020, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2023.

|      |      |          |        |      |                                          |      |
|------|------|----------|--------|------|------------------------------------------|------|
|      |      |          |        |      | 02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 _004_ ПЗ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                                          | 75   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                                          |      |