

ЖИТОМИРСЬКИЙ АГРОТЕХНІЧНИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ

Відділення "Інженерної інфраструктури та комп'ютерних наук"

Кафедра "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

До захисту допущено  
завідувач кафедри

І.В. Нездвєцька

" " 2024 р.

## **Пояснювальна записка**

до кваліфікаційної випускової роботи

освітньо-професійного ступеня "фаховий молодший бакалавр"

спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

на тему: "«Проект системи резервного електропостачання господарства  
на базі альтернативних джерел енергії»"

Виконав: студент IV курсу, групи Е -41

спеціальності

141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Гомонюк А.В.

Керівник роботи \_\_\_\_\_ к.т.н., доц. Нездвєцька І.В.

Рецензент \_\_\_\_\_

(підпис)

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Випускова кваліфікаційна робота на тему **«Проект системи резервного електропостачання господарства на базі альтернативних джерел енергії»** виконана студентом ОПС «фаховий молодший бакалавр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» **Гомонюком Антоном Володимировичем**. Вона складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 82 сторінках формату А4, містить рисунки та таблиці. В роботі розроблено систему електропостачання на базі сонячної електростанції, яка дозволяє отримувати електроенергію незалежно від зовнішньої мережі з урахуванням, керувати обладнанням та параметрами.

**Актуальність теми.** В умовах зростаючого попиту на енергетичні ресурси, вичерпання викопних видів палива та військові дії в Україні, які загрожують перебоями в централізованому електропостачанні, актуальним питанням є створення автономних екологічнобезпечних технологій забезпечення населення і виробництва електричною енергією.

**Метою даної розробки** є зменшення витрат електроенергії фермерським господарством за рахунок використання сонячної енергії.

Ключові слова: сонячна енергія, сонячний модуль, інвертор, контролер, електрична мережа.

## ЗМІСТ

|                                                                                                  |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВСТУП                                                                                            | 4  |
| 1 АНАЛІЗ ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФОТОВОЛЬТАІЧНІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ             | 5  |
| 1.1 Загальна характеристика стану електроенергетики                                              | 5  |
| 1.2 Загальна характеристика сонячних електростанцій                                              | 8  |
| 1.3 Структурна схема та обладнання мережевої СЕС з використанням фотовольтаїчних батарей         | 11 |
| 1.4 Зелений тариф                                                                                | 14 |
| 2 АНАЛІЗ ПЕРЕДУМОВ ДЛЯ АВТОНОМНОГО ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФЕРМЕРСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА                 | 17 |
| 2.1 Загальна характеристика фермерського господарства                                            | 17 |
| 2.2 Технологічні процеси на фермі та їх електрифікація                                           | 18 |
| 2.3 Метеоумови та геолокація розташування господарства                                           | 20 |
| 3 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ БУДІВНИЦТВА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ                                 | 23 |
| 3.1 Аналіз методів промислового моделювання СЕС                                                  | 23 |
| 3.2 Основні положення для проектування СЕС                                                       | 27 |
| 3.2.1 Втрати при генерації постійного струму                                                     | 27 |
| 3.2.2 Ефект невідповідності модулів                                                              | 28 |
| 3.2.3 Ефективність МРРТ інверторів                                                               | 28 |
| 4 ПРОЕКТУВАННЯ МЕРЕЖЕВОЇ СЕС ДЛЯ ФЕРМЕРСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА                                       | 31 |
| 4.1 Вибір та обґрунтування складу СЕС                                                            | 31 |
| 4.2. Загальні вимоги до обладнання СЕС                                                           | 36 |
| 4.3 Вибір елементів для проектування мережевої СЕС                                               | 38 |
| 4.3.1 Визначення сумарної потужності власних споживачів господарства                             | 39 |
| 4.3.2 Вибір типу та марки сонячних модулів і їх кількості для забезпечення необхідної потужності | 40 |
| 4.3.3 Вибір монтажних конструкцій для кріплення сонячних батарей на даху будівель                | 45 |
| 4.3.4 Вибір інверторів для передбачуваної СЕС                                                    | 53 |
| 4.3.5 Вибір двонаправленого лічильника електричної енергії                                       | 55 |
| 4.3.6 Підбір проводів і кабелів для підключення елементів СЕС                                    | 57 |

|           |      |                 |        |      |                   |                |        |
|-----------|------|-----------------|--------|------|-------------------|----------------|--------|
|           |      |                 |        |      | ДП 14.104.1024 ПЗ |                |        |
| Змн.3     | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата |                   |                |        |
| Розроб.   |      | Гоманюк А. В.   |        |      |                   | Літ.           | Арк    |
| Перевір.  |      | Нездвєцька І.В. |        |      |                   |                | Аркуші |
| Реценз.   |      |                 |        |      |                   |                |        |
| Н. Контр. |      |                 |        |      |                   | ЖАТФК гр. Е-41 |        |
| Затверд.  |      | Лаврищев О.О.   |        |      |                   |                |        |

|                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.3.7 Розробка схеми електричної принципової                                        | 60 |
| 5 ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ                                         | 62 |
| 5.1 Розрахунок та оцінка втрат в системі                                            | 62 |
| 5.2 Оцінка виробітку електроенергії системи                                         | 68 |
| 5.3 Розрахунок операційних витрат на проектування мережевої сонячної електростанції | 69 |
| 5.4 Розрахунок терміну окупності проекту                                            | 71 |
| 6 ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ ПРАЦІ І ДОВКІЛЛЯ                                                   | 74 |
| 6.1 Розрахунок грозозахисту                                                         | 74 |
| 6.2. Сонячна енергетика і довкілля                                                  | 76 |
| 6.3 Сумісна робота різнотипних СЕС в локальній електромережі                        | 77 |
| ВИСНОВКИ                                                                            | 82 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ                                                          | 83 |

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В умовах зростаючого попиту на енергетичні ресурси, вичерпання викопних видів палива та зростаючого рівня забруднення навколишнього середовища в багатьох країнах світу взято курс на альтернативні (особливо на відновлювальні) джерела енергії

Використання будь-якого виду енергії та її виробництво супроводжується утворенням багатьох забруднювачів довкілля. Перелік таких забруднювачів на диво довгий, а їхні кількості надзвичайно величезні. Цілком природно виникає питання, чи завжди використання енергії і виробництво електроенергії повинне супроводжуватися руйнуванням навколишнього середовища.

В багатьох випадках господарська діяльність людини порушує рівновагу, підтримувану цими механізмами, що призводить до швидких змін умов навколишнього середовища, з якими ні людина, ні природа не можуть успішно справитися.

Вперше сонячні батареї застосували при освоєнні Космосу в 1957 році. Вони були встановлені на супутнику і виробляли електричну енергію для його роботи. Основним елементом для виробництва батарей є кремній.

Надра Сонця володіють температурою, достатньої для постійного синтезу водню в гелій, тобто для термоядерної реакції, яка і є джерелом колосальних енергетичних потоків, що випускаються Сонцем у вигляді електромагнітного випромінювання.

Розрахунки стверджують, що сучасні світові потреби в енергії теоретично можна забезпечити за рахунок сонячної енергії, що може щорічно сприйматися площею 20 тис. км<sup>2</sup>, що становить 0,005% земної поверхні. Сумарна енергія сонячного випромінювання зазвичай вимірюється за більш триваліший період

|           |      |                 |        |      |                   |     |        |
|-----------|------|-----------------|--------|------|-------------------|-----|--------|
|           |      |                 |        |      | ДП 14.104.1024 ПЗ |     |        |
| Змн.З     | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата |                   |     |        |
| Розроб.   |      | Гоманюк А. В.   |        |      | Літ.              | Арк | Аркуші |
| Перевір.  |      | Нездвєцька І.В. |        |      |                   |     |        |
| Реценз.   |      |                 |        |      |                   |     |        |
| Н. Контр. |      |                 |        |      |                   |     |        |
| Затверд.  |      | Лаврищев О.О.   |        |      |                   |     |        |
|           |      |                 |        |      | ЖАТФК гр. Е-41    |     |        |

часу: день, тиждень, місяць, рік. Максимальне сумарне сонячне випромінювання за день в Україні сягає  $8 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$  влітку і  $3 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$  – в сонячний зимовий день [.

За даними багаторічних спостережень, середньорічна сумарна сонячне випромінювання в Україні змінюється від  $1350 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$  рік на півдні до  $1000 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$  рік на півночі і в центральній частині, що відповідає аналогічним показникам для країн центральної Європи.

**Мета дослідження** – зменшення витрат електроенергії фермерським господарством за рахунок використання сонячної енергії.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішувати такі задачі:

- теоретично обґрунтувати доцільність розробки СЕС в рамках фермерського господарства;
- визначити оптимальний кут розташування сонячної панелі в залежності від пори року;
- оптимально розташувати сонячні панелі на обраній ділянці;
- підібрати відповідне обладнання для монтажу сонячної електростанції;
- розрахувати втрати сонячної електростанції в системі.

**Об'єкт дослідження** – процес отримання електроенергії від сонячного випромінювання для забезпечення фермерського господарства.

**Предмет дослідження** – робота СЕС в умовах Житомирського Полісся.



Рисунок 1.2 – СЕС з використанням фотовольтаїчних панелей

3) концентруючі сонячні електростанції (рис.1.3) працюють за тим самим принципом, що й сонячні електростанції, які працюють за допомогою фотоелементів. Додатковим елементом є використання лінз і дзеркал, щоб зібрати енергію променів сонця. Сонячне світло спрямовують на фотоелектричні елементи, де його перетворюють у теплову або електричну енергію.



Рисунок 1.3 – Концентруюча сонячна електростанція

### 1.3. Структурна схема та обладнання мережевої СЕС з використанням фотовольтаїчних батарей

Мережеві on-grid (тобто підключені до загальної мережі) сонячні фотоелектричні станції (найбільш часто зустрічаються і використовуються

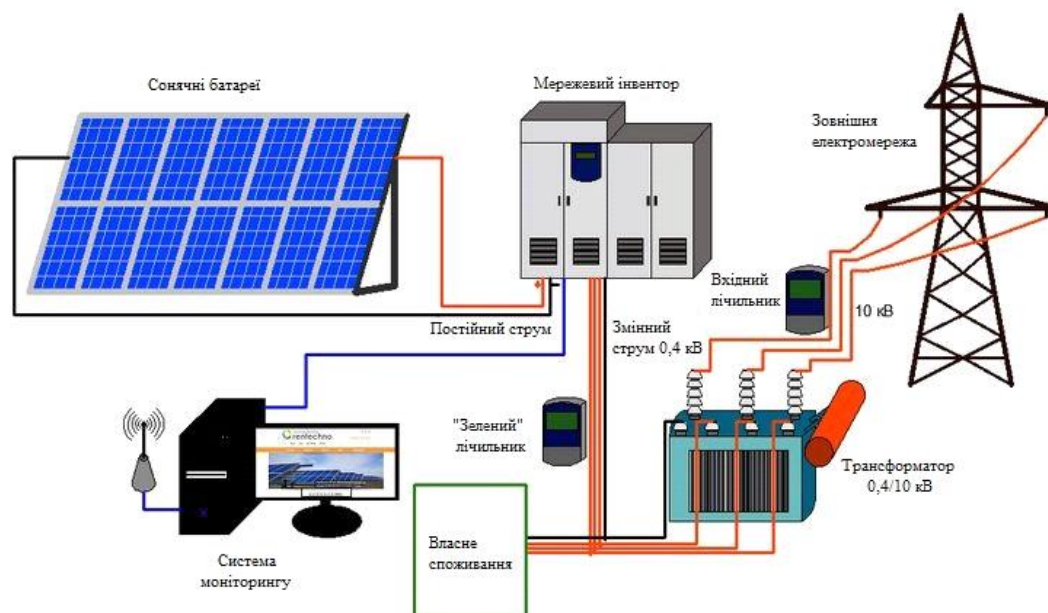


Рисунок 1.4 – Структурна схема типової мережевої сонячної електростанції

Під час проведення аналітичних досліджень по темі роботи було виявлено такі основні переваги мережевих сонячних електростанцій:

- Використання безкоштовної, відновлюваної енергії, доступною практично в необмежених обсягах – сонячного випромінювання.
- Висока надійність – сучасні сонячні батареї можуть ефективно експлуатуватися протягом 25 років. Крім того, така електростанція не має рухомих/обертючих частин, які особливо швидко зношуються і вимагають заміни.
- Низькі витрати на експлуатацію - сучасна сонячна електростанція відрізняється високим ступенем автоматизації всіх процесів, тому вимагає мінімальної кількості обслуговуючого персоналу.
- Технічне обслуговування сонячних станцій не вимагає багато витрат і проведення трудомістких дорогих операцій.

В Україні наразі зелений тариф (так само як і тепла електроенергетика, що теж продає струм дорожче, ніж він відпускається кінцевим споживачам) фінансується всіма без винятку споживачами. На оптовому ринку електроенергії, куди відпускають свої кіловати всі виробники, вони «змішуються» з найдешевшими атомними й тими, які продукують великі гідроелектростанції, а також ТЕС і ТЕЦ. Відтак за усередненим тарифом продаються енергопостачальним компаніям, які, своєю чергою, реалізують їх споживачам.

Постановою НКРЕКП, від 29 грудня 2023 р. № 2653 "Про встановлення "зелених" тарифів на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств", встановлено з 01.01.2024 "зелений" тариф на електричну енергію, вироблену з енергії сонячного випромінювання генеруючими установками приватних домогосподарств, встановлена потужність яких не перевищує 30 кВт та які введені в експлуатацію:

- з 01 січня 2020 року по 31 грудня 2023 року – 682,45 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2024 року по 31 грудня 2024 року – 614,66 коп/кВт·год (без ПДВ).

Чинний Закон України «Про електроенергетику» обумовлює всі нюанси використання «зеленого тарифу» і є головним документом в цьому напрямку. Відповідно до його положень, держава обіцяє викупити повний об'єм виробленої електроенергії. При цьому, спочатку всі розрахунки будуть проводитися виключно з виробниками електроенергії, які в своїй роботі застосовують відновлювані джерела. Крім того, також гарантується стабільність раніше введених положень і аспектів роботи (вони не можуть бути змінені згодом).

## Висновок до розділу 1

Таким чином, в результаті проведених досліджень встановлено, що використання сонячної енергії для електропостачання господарств є перспективним і екологічно безпечним.

|  |  |  |  |  |                   |    |
|--|--|--|--|--|-------------------|----|
|  |  |  |  |  | ДП 14.104.1024 ПЗ | 15 |
|  |  |  |  |  |                   |    |
|  |  |  |  |  |                   |    |

- приміщення для приймання молока;
- силосні ями; сінник; санпропускник;
- місце для зберігання гною.

## 2.2 Технологічні процеси на фермі та їх електрифікація

На даній фермі виконуються такі технологічні процеси, що потребують електропостачання: роздавання кормів, прибирання гною, водопостачання, підігрів води, доїння корів та освітлення. Також для зимового обігріву корівників використовується твердопаливний котел з електричним приводом циркуляційного насосу. Для виконання цих процесів використовується таке технологічне обладнання:

1. Стаціонарні кормороздавачі РВК-Ф-74 для роздавання кормів – 8 шт (по 2 штуки в кожному корівнику). Встановлена потужність двигуна кожного кормороздавача – 5,5 кВт.

2. Прибирання гною в корівниках забезпечується скребковими транспортерами типу ТСН-160А – 4 шт. Встановлена потужність двигуна кожного транспортера – 5,5 кВт.

3. Підігрів води для технічних потреб та напування корів в зимовий період використовується водонагрівач типу САЗС-400/90-И1 – 4 шт. Сумарна встановлена потужність всіх водонагрівачів з насосом – 49,5 кВт.

4. Для доїння корів використовується установка АДМ-8А-1 – 4шт, потужність кожної – 3 кВт.

5. Водопостачання господарства виконується заглибленим насосом ЄЦВ6-10-80, який має номінальну подачу води  $Q_{нас}=10 \text{ м}^3/\text{год.}$ , і напір  $H_{нас}=80\text{м.}$  Привод насоса здійснюється електродвигуном ПЄДВ-4,5-140, номінальна потужність 4,5 кВт.

6. В якості джерела світла використовуються лампи розжарення типу Б215-225-75, Б215-225-100, Б215-225-200 та світильники типу НСП01. У таблиці 2.10 представлена загальна характеристика освітлювання.

|  |  |  |  |  |                   |    |
|--|--|--|--|--|-------------------|----|
|  |  |  |  |  | ДП 14.104.1024 ПЗ |    |
|  |  |  |  |  |                   |    |
|  |  |  |  |  |                   | 18 |

Таблиця 2.1 – технічна характеристика системи освітлення ферми

| Назва приміщення      | Площа, м <sup>2</sup> | Кількість світильників, шт. | Тип світильника | Освітлення, Лк | Лампа        |        |                         | Загальна потужність, кВт |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------|----------------|--------------|--------|-------------------------|--------------------------|
|                       |                       |                             |                 |                | Тип          | Р, кВт | Ф, лм × 10 <sup>3</sup> |                          |
| Стійлове приміщення   | 840                   | 54                          | НСП01-100       | 30             | Б235-245-100 | 0,1    | 1330                    | 5,4                      |
| Фуражна               | 28                    | 2                           | НСП01-75        | 10             | БК215-235-75 | 0,75   | 1020                    | 0,15                     |
| Приміщення для кормів | 28                    | 2                           | НСП01-100       | 20             | Б220-230-100 | 0,1    | 1350                    | 0,2                      |
| Тамбур                | 20                    | 5                           | НСП01-100       | 30             | Б215-225-100 | 0,1    | 1330                    | 0,5                      |
| Навантажувальна гною  | 70                    | 4                           | НСП01-100       | 20             | Б215-245-160 | 0,1    | 1350                    | 0,4                      |
| Всього                |                       |                             |                 |                |              |        |                         | 6,65                     |

7. Для обігріву приміщень у зимній період використовується твердопаливний котел КТР-80. Привод циркуляційного насосу виконано електродвигуном типу АИР-71-В2. Технічна характеристика двигуна наведена в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

## Технічна характеристика електродвигуна АИР-71-В2

| Тип двигуна | Номінальна потужність, кВт | Номінальний струм, А | Швидкість обертання, об/хв. | Коефіцієнт потужності, $\cos \phi$ | ККД, % |
|-------------|----------------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------|
| АИР-71-В2   | 1,1                        | 2,6                  | 3000                        | 0,8                                | 79,5   |

У таблицях 2.3, 2.4 наведені узагальнені дані по всьому господарству.

Таблиця 2.5 – Потенціал сонячної енергії в областях України

| №<br>п/п | Області           | Потенціал сонячної енергії МВт/год              |                                                 |                                                          |
|----------|-------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
|          |                   | Загальний<br>потенціал<br>( $\cdot 10^9$ ), МВт | Технічний<br>потенціал<br>( $\cdot 10^7$ ), МВт | Доцільно-<br>економічний<br>потенціал ( $10^5$ ),<br>МВт |
| 1        | 2                 | 3                                               | 4                                               | 5                                                        |
| 1        | Вінницька         | 30,8                                            | 14,8                                            | 2,3                                                      |
| 2        | Волинська         | 21,8                                            | 10,5                                            | 1,6                                                      |
| 3        | Дніпропетровська  | 37,6                                            | 18,0                                            | 2,8                                                      |
| 4        | Донецька          | 33,0                                            | 15,8                                            | 2,5                                                      |
| 5        | Житомирська       | 32,3                                            | 15,5                                            | 2,4                                                      |
| 6        | Закарпатська      | 15,5                                            | 7,5                                             | 1,2                                                      |
| 7        | Запорізька        | 34,8                                            | 16,7                                            | 2,6                                                      |
| 8        | Івано-Франківська | 16,4                                            | 7,9                                             | 1,2                                                      |
| 9        | Київська          | 31,5                                            | 15,5                                            | 2,4                                                      |
| 10       | Кіровоградська    | 28,8                                            | 13,8                                            | 2,2                                                      |
| 11       | Луганська         | 34,0                                            | 16,3                                            | 2,5                                                      |
| 12       | Львівська         | 25,4                                            | 12,2                                            | 1,9                                                      |
| 13       | Миколаївська      | 32,5                                            | 15,6                                            | 2,4                                                      |
| 14       | Одеська           | 45,4                                            | 21,8                                            | 3,4                                                      |
| 15       | Полтавська        | 31,9                                            | 15,3                                            | 2,4                                                      |
| 16       | Рівненська        | 21,8                                            | 10,5                                            | 1,6                                                      |
| 17       | Сумська           | 26,0                                            | 12,5                                            | 2,0                                                      |
| 18       | Тернопільська     | 16,3                                            | 7,8                                             | 1,2                                                      |
| 19       | Харківська        | 35,4                                            | 17,0                                            | 2,7                                                      |
| 20       | Херсонська        | 38,4                                            | 18,4                                            | 2,9                                                      |
| 21       | Хмельницька       | 24,3                                            | 11,6                                            | 1,8                                                      |
| 22       | Черкаська         | 24,2                                            | 11,6                                            | 1,8                                                      |
| 23       | Чернівецька       | 9,6                                             | 4,6                                             | 0,7                                                      |
| 24       | Чернігівська      | 34,2                                            | 16,4                                            | 2,6                                                      |
|          | Всього            | 718,4                                           | 345,1                                           | 53,8                                                     |



Рисунок 2.2 – Географічне положення господарства

З таблиці видно, що об'єкт, який розглядається в даному проекті, і знаходиться в Житомирській області, яка, в свою чергу має досить високий доцільно економічний потенціал, рівний 2,4. Такий порівняно високий показник надає економічно вигідного підґрунтя для побудови сонячної електростанції.

**Висновок до розділу 2**

Аналіз передумов показав, що господарство розташовано в регіоні, який цілком підходить для побудови сонячної електростанції для задоволення його енергетичних потреб.

## 4 ПРОЕКТУВАННЯ МЕРЕЖЕВОЇ СЕС ДЛЯ ФЕРМЕРСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

### 4.1 Вибір та обґрунтування складу СЕС

Для проектування СЕС необхідно знати, що до складу мережевої сонячної електростанції входять наступні елементи:

- сонячні батареї, що виробляють постійний струм під дією сонячного випромінювання, що потрапляє на їхню поверхню;
- мережеві інвертори, що перетворюють постійний струм (DC), генерований сонячними панелями, в змінний струм (AC);
- система моніторингу СЕС, що виконується на базі спеціалізованих контролерів. Як правило це пристрій пов'язаний з комп'ютером (здійснює до того ж постійний моніторинг за роботою елементів із записом значень освітленості, температури, струму і напруги для подальшого аналізу). Контролер також не допускає перевантаження системи або зворотного струму в нічний час.
- лічильники, призначені для моніторингу продуктивності системи і продажу електроенергії за «зеленим» тарифом;
- підтримувальні металоконструкції для розміщення сонячних батарей на поверхні землі, даху будівлі і тому подібне;
- централізована мережа – лінія електропередач (ЛЕП), до якої приєднана електростанція;
- власні споживачі електроенергії.

|           |      |                 |        |      |                   |  |     |       |
|-----------|------|-----------------|--------|------|-------------------|--|-----|-------|
|           |      |                 |        |      | ДП 14.104.1024 ПЗ |  |     |       |
| Змн.З     | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата |                   |  |     |       |
| Розроб.   |      | Гомонюк А. В.   |        |      | Літ.              |  | Арк | Архув |
| Перевір.  |      | Нездвєцька І.В. |        |      |                   |  |     |       |
| Реценз.   |      |                 |        |      | ЖАТФК зр. Е-41    |  |     |       |
| Н. Контр. |      |                 |        |      |                   |  |     |       |
| Затверд.  |      | Лаврищев О.О.   |        |      |                   |  |     |       |

Існує два основні схематичні принципи будови фотоелектричних енергосистем:

1. Автономна сонячна електростанція (з використанням АКБ);
2. Сонячної електростанції, що працюють на зовнішню електромережу (без АКБ, з резервуванням від промислової мережі).

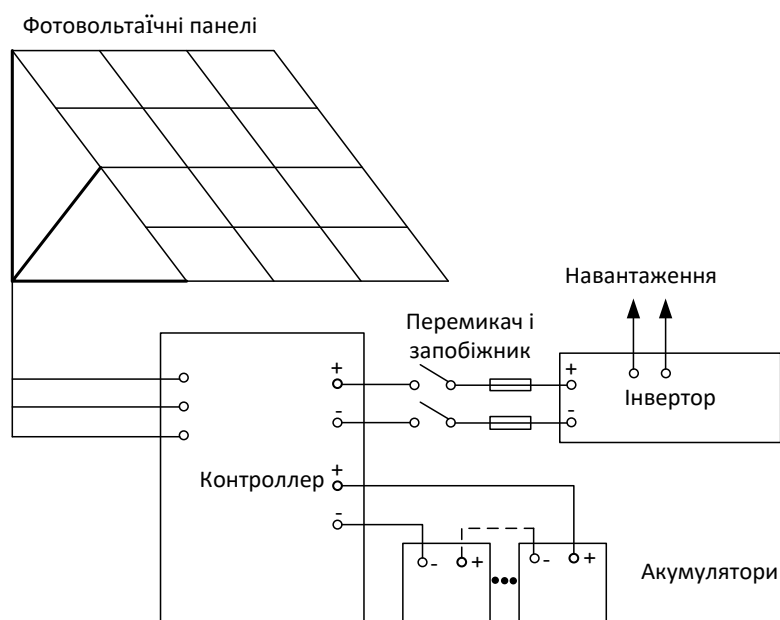


Рисунок 4.1 – Автономне забезпечення об'єкта електроенергією (з використанням акумуляторних батарей)

На схемі, зображеній на рис.4.1, показано варіант виконання автономної електростанції. В цій схемі все споживання буде реалізовано суто від сонячних панелей (без застосування АКБ або зовнішньої мережі), а коли сонячної інсоляції недостатньо (в нічний час або в похмуру погоду) – від акумуляторних батарей. У випадку проектування такої СЕС необхідно урахувати кількість послідовних похмурих днів у даній місцевості (табл. 4.1) і враховувати це при розрахунку кількості та потужності АКБ. Також варто зауважити, що акумулятори мають високу собівартість і менший термін служби (10-12 років) порівняно з сонячними батареями (25-30 років), а отже значно здорожують обслуговування СЕС та розмір початкових капіталовкладень.

Таблиця 4.1– Кількість днів «без сонця» за погодними умовами

| Широта місцевості<br>град | Період                     |                 |         |
|---------------------------|----------------------------|-----------------|---------|
|                           | Літній                     | Осінньовесняний | Зимовий |
|                           | Кількість послідовних днів |                 |         |
| 30                        | 2-4                        | 3-4             | 4-6     |
| 40                        | 2-4                        | 4-6             | 6-10    |
| 50                        | 2-4                        | 6-8             | 10-15   |
| 60                        | 3-5                        | 8-12            | 15-25   |
| 70                        | 3-5                        | 12-14           | 20-35   |

На схемі, представлений на рис. 4.2. промислова електромережа використовується замість акумуляторів – в неї віддається вся вироблена електроенергія. З неї ж споживається електроенергія для споживачів. Тим самим оплата здійснюється тільки за різницю між показаннями лічильників (спожито/передано в електромережу).

У даному випадку АВР дозволяє перемкнути живлення об'єкту за відсутності сонячної енергії на електромережу. Ця ж схема може використовуватися і навпаки – сонячний фото-модуль може служити резервним джерелом живлення для електромережі.

Розміри та потужність проектованої СЕС обмежуються величиною капіталовкладень, а також важливо щоб подальше обслуговування було максимально простим і не дорогим. Кислотні акумуляторні батареї мають досить високу вартість і потребують постійного догляду і професіонального обслуговування. В зв'язку з цим було прийняте рішення на дахах корівників встановити мережеву СЕС без акумуляторних батарей. У такому випадку можна продавати вироблену електричну енергію в загальну електромережу, розрахунок проводиться за різницею показників лічильників.

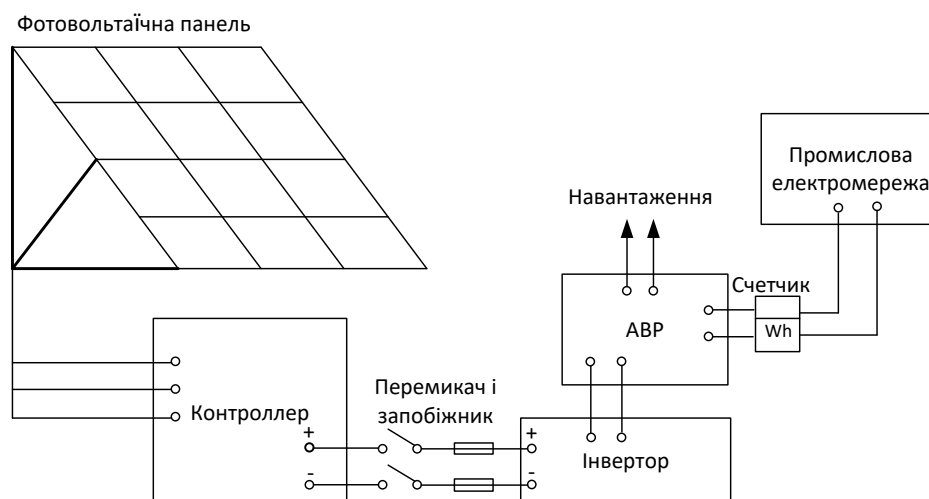


Рисунок 4.2 – Схема сонячної станції з резервним електропостачанням від промислової електромережі

Розглянемо основні технічні особливості використання найважливіших елементів мережевої сонячної електростанції.

Модулі сонячної батареї, як правило, конструюються для зарядки свинцево-кислотних акумуляторних батарей з номінальною напругою 12В. При цьому послідовно з'єднуються 36 сонячних елементів, і далі збираються в модуль. Вибір величини номінальної напруги необхідно погоджувати з потужністю інвертора, оскільки зі збільшенням вихідної потужності ростуть вхідні струми, що призводить до більш важких умов роботи транзисторів вихідного каскаду і до великих втрат на сполучних проводах. Знизити вхідні струми і відповідно зменшити втрати дозволяє вибір вищої вхідної напруги.

Отриманий пакет сонячних елементів обрамляють в алюмінієву раму, яка полегшує кріплення до несучої (опорної) конструкції. Потужність модулів сонячної батареї може досягати 10-300Вт [7].

Електричні параметри таких модулів відображаються в вольт-амперній характеристиці (рис. 4.3), визначеної при стандартних умовах (тобто коли потужність сонячної радіації дорівнює  $1000 \text{ Вт / м}^2$ , температура елементів мінус  $25^\circ\text{C}$  і сонячний спектр відповідає широті  $45^\circ$ ). Точка перетину кривої з віссю напруги називається напругою холостого ходу  $U_{\text{х.х.}}$ , а з віссю струму - струмом короткого замикання  $I_{\text{к.з.}}$  [6].

На цьому ж графіку наведена крива потужності, що одержується від сонячних елементів в залежності від навантаження. Номінальна потужність модуля визначається як найбільша потужність при стандартних умовах. Значення напруги, що відповідає максимальній потужності називається робочою напругою  $U_p$ , а відповідний струм – робочим струмом  $I_p$ .

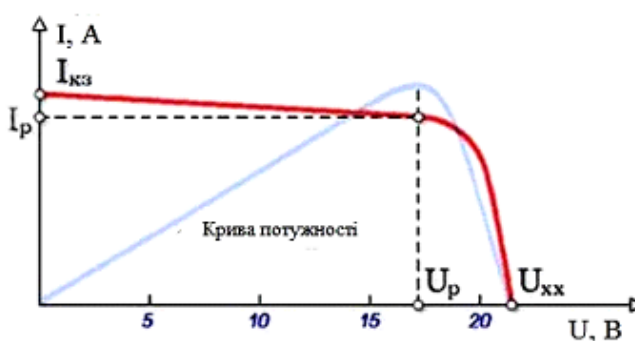


Рисунок 4.3 – Вольт-амперна характеристика роботи фотоелектричного модуля за нормальних умов

Значення робочої напруги для модуля, що складається з 36 елементів приблизно дорівнює 16-17В (0,45-0,47В / елемент) при 25 ° С.

Такий запас по напрузі потрібен для того, щоб компенсувати зменшення робочої напруги при розігріві модуля сонячним випромінюванням.

Напруга холостого ходу сонячного модуля мало змінюється при зміні освітленості, в той час як струм короткого замикання прямо пропорційний освітленості. ККД сонячного модуля визначається як відношення максимальної потужності модуля до загальної потужності випромінювання, що падає на його поверхню при стандартних умовах, і складає 15-40% [9].

З метою отримання необхідної потужності і робочої напруги модулі з'єднують послідовно і паралельно. Так отримують сонячну батарею.

Потужність сонячної батареї завжди менша за суму потужностей модулів через втрати, спричинені різницею в характеристиках однакових модулів (втрати неузгодженості). Чим ретельніше підібрані модулі, з яких складається батарея (тобто чим менша різниця в характеристиках модулів), тим менші

втрати на неузгодженість. Наприклад, якщо послідовно з'єднати десять ФМ з 10% розбіжністю в характеристиках, втрати становлять приблизно 6%, які зменшуються до 2%, якщо розбіжність становить 5% [12].

Вольт-амперна характеристика сонячної батареї має такий самий вигляд, як і у окремого модуля. Робоча точка батареї, підключеної до навантаження, не обов'язково збігається з точкою максимальної потужності (тим більше, що остання залежить від умов освітлення і температури навколишнього середовища). Наприклад, якщо підключено таке навантаження, як електродвигун, робоча точка системи може зміститися в область мінімальної або нульової потужності, і двигун може навіть не запуснитися. Отже, наступним важливим компонентом сонячної електростанції є перетворювач напруги (або інвертор), який може узгодити згенеровану потужність з навантаженням і загальною мережею.

#### **4.2. Загальні вимоги до обладнання СЕС**

Інвертор – пристрій, що перетворює постійний струм, отриманий від сонячних батарей, в змінний струм промислової частоти, придатний для живлення власного електрообладнання та подальшої передачі надлишкової електроенергії в загальну електромережу.

Інвертори діляться на 3 основні типи: мережеві, автономні та гібридні, які поєднують властивості мережевих і автономних.

Для будівництва СЕС під зелений тариф можуть використовуватися мережеві і гібридні інвертори. Мережеві працюють тільки для генерації в діючу мережу. Автономні можуть працювати з акумуляторними батареями.

Насамперед, вибраний інвертор повинен забезпечити необхідну вихідну потужність. Вхідна (низьковольтна) напруга досить тісно пов'язана з цією потужністю. Для вибору потужності інвертора необхідно взяти розраховану пікову потужність підприємства. Крім цього у інверторів є й інші характеристики, на які слід звернути увагу.

Важливою характеристикою інвертора є форма кривої виробленого струму або напруги. Найпростіші моделі інверторів мають на виході змінний струм трикутної або прямокутної форми (меандр), в реальності зазвичай сильно погіршеної величезними перешкодами і спотвореннями.

Важливо, що будь-які електродвигуни, трансформатори, люмінесцентні та енергозберігаючі лампи від струму подібної форми можуть або вийти з ладу, або взагалі не запуснитися. Однак, в даний час інвертори, що виробляють на виході змінний струм таких форм, зустрічаються рідко.

Зазвичай сучасні інвертори видають так званий «модифікований синус», що представляє собою ступеневе наближення до синусоїдальної форми. Така форма струму підходить практично всьому сучасному електрообладнанню, в тому числі електродвигунам, але звук роботи деякого обладнання помітно змінюється і стає голосніше, а блоки живлення можуть почати помітно «дзвеніти». Щоб усунути цю проблему, можна використовувати різні фільтри, що згладжують нерівності струму.

Існують інвертори, що виробляють «чистий синус», тобто струм, форма якого дуже близька до ідеального синусу і зазвичай набагато краще, ніж форма струму в суспільній електромережі. Єдиний недолік цього класу інверторів – вони дещо більші за розміром і в півтора-два рази дорожче аналогічних інверторів з «модифікованим синусом».

Наступна важлива характеристика – це ККД інвертора. Чим він вищий, тим менші непродуктивні втрати енергії. Більшість сучасних інверторів має ККД більше 90%.

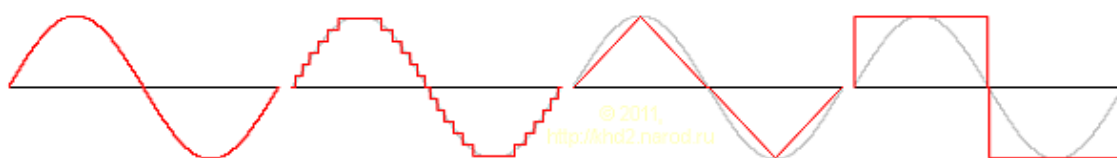


Рис. 4.4. Схеми форми струму на виході інвертора (зліва направо):  
чистий синус, модифікований синус, трикутник, меандр

При виборі інвертора необхідно обчислити все сумарне навантаження споживачів, підключених до інвертора, і збільшити його величину на 30-40%.

Вибраний на таку потужність інвертор дозволить запускати двигуни, компресори та насоси, пускові потужності яких в 3-4 рази перевищують паспортні.

Для слідкування за роботою СЕС встановлюється система моніторингу. Така система дозволяє відслідковувати працездатність СЕС як безпосередньо на території господарства, так і віддалено (в будь-якій точці світу завдяки Інтернету). Параметри, які відслідковуються системою:

- активна та реактивна потужність;
- напруга, струм, частота струму та повна потужність;
- стан перемикачів та з'єднань;
- аварійні стани обладнання сонячної електростанції.

Дані системи моніторингу відображаються графічно за допомогою програми візуалізації технологічних процесів – SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition/диспетчерське управління і збір даних) системи Simatic WinCC, яка працює на платформі ОС Windows.

#### **4.3 Вибір елементів для проектування мережевої СЕС**

Для даного фермерського господарства будемо проектувати мережеву СЕС. Щоб розробити проект такої електростанції, необхідно виконати ряд розрахунків. Для зручності подання весь процес проектування поділяється на декілька основних етапів, а саме:

1. Визначення сумарної потужності власних споживачів господарства.
2. Вибір типу та серії сонячних модулів, їх кількості для забезпечення необхідної потужності тощо.
3. Вибір монтажних конструкцій для кріплення сонячних батарей на даху будівель.
4. Вибір інвертора.
5. Вибір двонаправленого лічильника електричної енергії.

6. Вибір проводів і кабелів для підключення СЕС.

6. Розробка схеми електричної принципової.

4.3.1 Визначення сумарної потужності власних споживачів господарства. На даній фермі виконуються такі технологічні процеси, що потребують електропостачання: водопостачання та підігрів води, приготування та роздавання кормів, прибирання гною, доїння, освітлення і таке інше. Також для зимового обігріву корівників використовується твердопаливний котел з електричним приводом циркуляційного насосу.

Для визначення сумарної споживаної енергії змінного струму в тиждень ( $W_{\text{пер.}}$ ) складаємо табл. 4.2, де перерахуємо все навантаження змінного струму із зазначенням його номінальної потужності ( $P_{\text{ср}}$ ) і числа годин роботи в тиждень. Помножимо потужність на число годин роботи для кожного приладу і підсумовуємо отримані значення.

Отже, за розрахунками сумарне навантаження змінного струму на фермі складає 773 кВт·год за тиждень. Навантаження постійного струму відсутнє.

За добу ферма споживає  $773/7=110,42$  кВт·год.

Річне споживання електроенергії –  $110,42 \cdot 365=40306,4$  кВт\*год.

Сумарна потужність електрообладнання ферми складає 38,75 кВт.

Таблиця 4.2 – Сумарне навантаження змінного струму

| Вид навантаження               | $P_{\text{ср}}$ , кВт | Годин<br>тиждень | на<br>кВт·год/ти<br>ждень |
|--------------------------------|-----------------------|------------------|---------------------------|
| Кормороздавач РВК-Ф-74         | 5,5                   | 10               | 55                        |
| Гноєтранспортер ТСН-160А       | 5,5                   | 12               | 66                        |
| Водонагрівач САЗС-400/90-И1    | 12,5                  | 8                | 100                       |
| Доїльна установка АДМ-8А-1     | 3                     | 21               | 63                        |
| Заглиблений насос ПЄДВ-4,5-140 | 4,5                   | 10               | 45                        |
| Лампи розжарювання             | 6,65                  | 60               | 399                       |
| Циркуляційний насос АИР-71-В2  | 1,1                   | 40               | 44                        |
| Всього                         | 38,75                 |                  | 773                       |

4.3.2 Вибір типу та марки сонячних модулів і їх кількості для забезпечення необхідної потужності. Під час аналізу інформаційних джерел було встановлено, що самим раціональним рішенням є використання монокристалічних сонячних елементів.

Існує світова класифікація виробників сонячних модулів за трьома рівнями якості: Tier 1 (найвища якість), Tier 2 (середній клас) і Tier 3 (найнижчий клас). При порівнянні вартості панелей різниця між сонячними панелями Tier 1 і Tier 3 може становити до 20%.

Для того, щоб визначити якість обраної сонячної панелі, перед покупкою необхідно уточнити кілька параметрів. Важливою є не технологія, за якою виготовлені панелі, а ціна за ват потужності. Не менш важливими є умови, доступні при купівлі тієї чи іншої моделі сонячної панелі.

Особливості, які слід враховувати при виборі марки сонячної батареї

1. Гарантія виробника і гарантія продуктивності. Майже всі моделі сонячних панелей зараз поставляються з 25-річною гарантією продуктивності сонячного модуля. Після закінчення цього терміну продуктивність сонячної панелі становитиме 80% від її початкової продуктивності, іншими словами, зниження виробництва електроенергії за 25 років експлуатації складе 20%. Це свого роду галузевий стандарт, але важливіше знати, якою буде ефективність панелей через, скажімо, 10 років. Виробники сонячних панелей Tier 1 гарантують зниження вироблення електроенергії менш ніж на 0,8% на рік. Виробники обладнання Tier 3 не гарантують рівномірного зниження потужності генерації і на практиці потужність може швидко знизитися на 10% протягом перших року-двох експлуатації. Це призводить до різкого збільшення терміну окупності (1-2 роки).

В цілому, ця проблема призводить до значних майбутніх втрат у виробництві електроенергії через економію на закупівлі обладнання, які в рази перевищують зекономлені кошти.

Ще одним важливим аспектом є гарантія, яку пропонує безпосередньо виробник. Перш за все, сонячні панелі повинні бути легально ввезені в країну.

Їх слід ввозити або через офіційного дистриб'ютора (найкращий варіант), або через дилера, який представляє виробника. Дистриб'ютор надає лише річну гарантію на продані сонячні панелі, після чого відповідальність несе виробник. Якщо ви купуєте сонячну панель бренду Tier 1, виробник якої працює на ринку більше п'яти років, ви можете бути впевнені, що 10-річне гарантійне зобов'язання буде виконано.

2. Допуск на номінальну потужність. Цей параметр вказує на те, наскільки фактичне значення потужності може відхилятися від зазначених виробником паспортних даних. Наприклад, заявлена виробником потужність сонячної панелі становить 250 Вт, але допустиме відхилення потужності знаходиться в межах  $\pm 5\%$ . На практиці це означає, що фактична вихідна потужність панелі коливається від 237,5 Вт до 262,5 Вт. Якісні панелі Tier 1, як показує практика, мають мінімальне відхилення від даних, зазначених в технічному паспорті, і відхилення завжди в позитивну сторону. Це означає, що на практиці панель потужністю 250 Вт матиме не менше 250 Вт потужності.

3. Ефективність (сонячного елемента) - цей параметр показує, яка частина сонячної енергії, що потрапляє на поверхню панелі, перетворюється в електричний струм. Якщо порівнювати полікристалічні та монокристалічні сонячні панелі, то різниця в ефективності не дуже велика. Набагато важливіше те, скільки коштує виробництво 1 Вт електроенергії. В цьому відношенні обидва типи панелей майже рівні, хоча готові монокристалічні панелі трохи дорожчі. Тому ефективність панелі не настільки важлива, і все, що вище 19%, є прийнятним, в той час як ефективність сонячних панелей Tier 1 коливається між 19 і 20,5%. Величина ефективності важлива, коли площа сонячних панелей обмежена, наприклад, найпоширеніший випадок - сонячна електростанція на даху. У цьому випадку площа, необхідна для установки, може бути зменшена за рахунок вибору панелей з більш високою ефективністю.

4. Температурний коефіцієнт - ще один важливий показник ефективності сонячних панелей. У спекотну погоду, коли сонячні панелі нагріваються, кількість виробленої електроенергії починає зменшуватися, і падіння

потужності є значно більшим. Температурний коефіцієнт показує, наскільки зменшується вироблення електроенергії при підвищенні температури на 1 °С. Для якісних модулів він становить – 0,4% на 1°С, що є загальним значенням для панелей Tier 1 і Tier 2. Для сонячних панелей 3-го рівня температурний коефіцієнт становить -0,5%/1°С.

Для регіонів з низьким рівнем сонячної радіації, таких як Житомирська область, цікавими є модулі з використанням новітньої технології HJT (Hetero junction with intrinsic thin layer), в основі якої лежить кремнієва підкладка N-типу товщиною 150 мкм з аморфним покриттям. Модуль базується на кремнієвій підкладці N-типу товщиною 150 мкм з аморфним кремнієвим пасивуванням з обох боків підкладки. Ця технологія була розроблена компанією Sanyo Electric і тепер належить Panasonic. Модулі цього типу мають такі типорозміри AM=1,5, 1000 Вт/м<sup>2</sup> і T=25°С з рекордною ефективністю 19 %.

Технічні параметри цього типу модулів наведені в табл. 4.3.

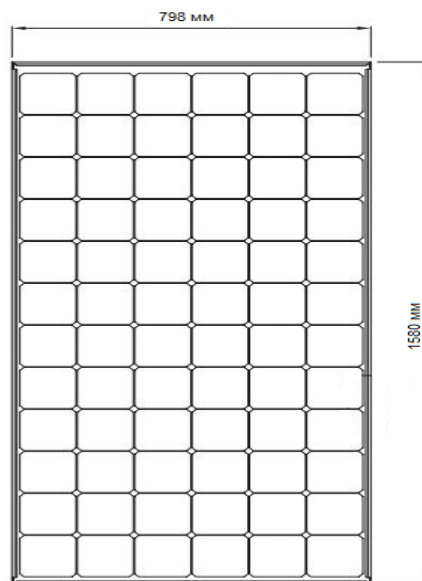


Рисунок 4.5 – Модуль Panasonic HIT 240 Вт

Таблиця 4.3 – Технічні параметри модуля Panasonic HIT 240 Вт

| Електричні характеристики                |                               |
|------------------------------------------|-------------------------------|
| Модель                                   | HIT Power 240S<br>VBHN240SA06 |
| Максимальна потужність                   | 240 Вт                        |
| Максимальна напруга ( $V_{pm}$ )         | 43.7 В                        |
| Максимальний струм живлення ( $I_{pm}$ ) | 5.51 А                        |
| Напруга холостого ходу ( $V_{oc}$ )      | 52.4 В                        |
| Струм короткого замикання ( $I_{sc}$ )   | 5.85 А                        |
| Температурний коефіцієнт ( $P_{max}$ )   | -0.30 %/°C                    |
| Температурний коефіцієнт ( $V_{OC}$ )    | -0.126 В/°C                   |
| Температурний коефіцієнт ( $I_{SC}$ )    | 1.76 мА/°C                    |
| NOCT                                     | 118.9 °F(48.3 °C)             |
| Стільниковий ефективність                | 21.6 %                        |
| Модульна ефективність                    | 19.0 %                        |
| Максимальна напруга системи              | 600 В                         |
| Механічні характеристики                 |                               |
| Внутрішні обхідні діоди                  | 3 обхідні діоди               |
| Вага                                     | 15 кг                         |
| Розміри ДхШхВ                            | 1580x798x35 мм                |
| Довжина кабелю +/-                       | 1030/880 мм                   |
| Розмір/Тип кабелю                        | № 12 AWG/PV Кабель            |

Конструкція батареї вибиралася із міркувань мінімізації парусності поверхні. Таким чином батарею пропонується сформувати із трьох рядів по три модулі.

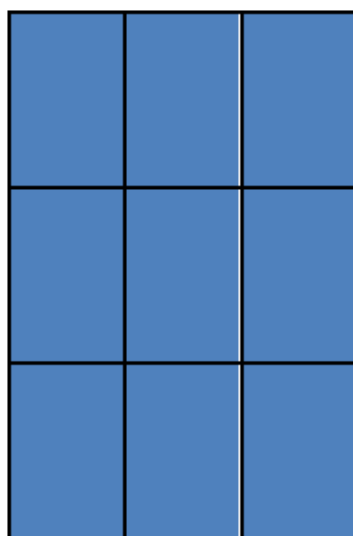


Рисунок 4.6 – Геометрична форма сонячної батареї

Виходячи з даних розміру модуля, ширина – 748 мм і висота – 1580 мм, вирахуємо параметри сонячної батареї:

$$748 \text{ мм} \cdot 3 = 2244 \text{ мм} = 2,24 \text{ м}$$

$$1580 \text{ мм} \cdot 3 = 4740 \text{ мм} = 4,74 \text{ м.}$$

Отже висота сонячної батареї становить – 4,74 м, ширина – 2,24 м.

Оскільки максимальна потужність модуля становить 240 Вт, а в батарею входить 9 модулів, то потужність всієї батареї буде:

$$9 \cdot 240 = 2160 \text{ Вт.}$$

Виходячи з розрахунків сумарна потужність електрообладнання ферми складає 38,75 кВт. Виходячи з цих даних обираємо встановлену пікову потужність СЕС – для цього необхідно врахувати всі втрати, що відбуваються у процесі генерування електричної енергії сонячними батареями:

$$P_{\text{СЕС}} = \frac{P_{\text{сум}}}{K_{\text{зн}} \cdot K_{\text{рег}} \cdot K_{\text{тех}} \cdot \eta_{\text{інв}}}, \quad (4.1)$$

де  $K_{\text{зн}}$  – це коефіцієнт запасу, що передбачає можливість пуску електродвигунів з високими пусковими струмами;

$K_{\text{рег}}$  – це коефіцієнт, що враховує втрати сонячної енергії з урахуванням кількості регулювань положення сонячної батареї на рік;

$K_{\text{тех}}$  – це коефіцієнт, що враховує розбіжності технічних характеристик сонячних панелей;

$\eta_{\text{інв}}$  – це ККД інвертора.

$$P_{\text{СЕС}} = \frac{38,75}{0,8 \cdot 0,85 \cdot 0,97 \cdot 0,98} = 59,94 \text{ кВт.}$$

Отже, згідно розрахунку приймаємо, що для забезпечення фермерського господарства сонячною електроенергією необхідно 60 кВт пікової потужності.

Щоб виконати поставлену задачу, спроектувати сонячну мережеву електростанцію на 60 кВт, потрібно встановити 28 сонячних батарей.

$$60000\text{Вт}/2160\text{Вт}\approx 28 \text{ шт.}$$

4.3.3 Вибір монтажних конструкцій для кріплення сонячних батарей на даху будівель. Щоб правильно розташувати сонячні панелі, необхідно розрахувати взаємне затінення, враховуючи конструкцію і розміри панелей, спосіб їх кріплення на поверхні, затінення панелей залежно від пори року і часу доби, а також визначити коефіцієнт затінення. На рисунку 4.7 показано схему розташування сонячних панелей.

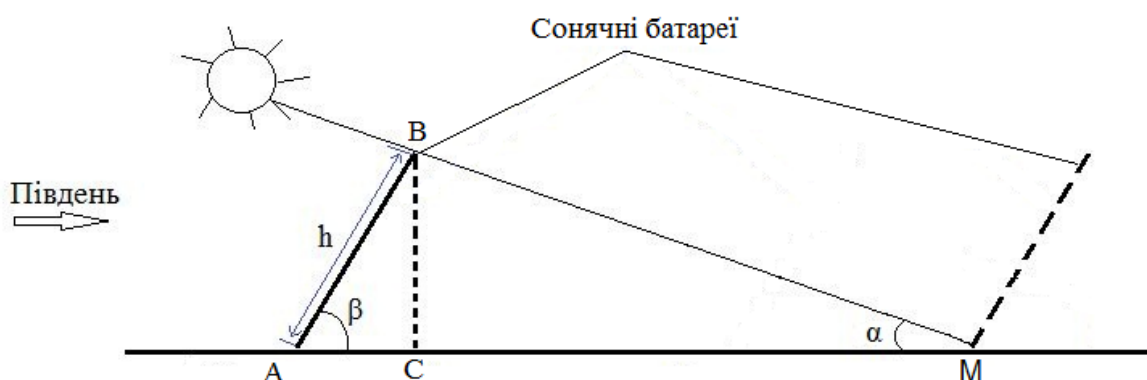


Рисунок 4.7 - Розташування фотоелектричних панелей для розрахунку взаємного затінення: вигляд збоку

Для максимізації виробництва енергії важливо дотримуватися необхідного кута нахилу та орієнтації. У північній півкулі оптимальний азимутальний кут становить  $180^\circ$  (строго на південь). Вважається, що для фіксованих сонячних панелей оптимальний кут нахилу дорівнює географічній широті, що у випадку нашої місцевості становить  $50^\circ$  ( $0^\circ$  по горизонталі,  $90^\circ$  по вертикалі). При установці панелей зі змінним кутом нахилу кут необхідно збільшувати влітку і зменшувати на  $15^\circ$  взимку. Таким чином, для нашого регіону кут становить  $35^\circ$  влітку і  $65^\circ$  взимку. Залежність вироблення енергії від кута нахилу та азимута можна знайти в онлайн-калькуляторі.

Максимальна величина затінення відповідає ранковим годинах в день зимового сонцестояння, мінімальне затінення - полудню в день літнього сонцестояння. За таблицею 2.3 приймаємо зимовий кут нахилу – 65°, літній кут нахилу – 35°. Отже для розрахунку максимальної довжини тіні використовуємо зимовий кут нахилу – 65°.

При встановленні великої кількості сонячних батарей на плоскій поверхні за допомогою похилих консолей в кілька рядів необхідно дотримати відстань між рядами щоб уникнути затінення сонячних модулів один одним. Відстань між рядами слід приймати не менше 1.7 висоти ряду. Даний коефіцієнт використовується для спрощення розрахунків.

Отже, відстань між рядами сонячних панелей (H) буде дорівнювати:

$$H = h \cdot 1.7 = 4.74 \cdot 1.7 = 8.06 \text{ м}$$

Отже, в один ряд встановлюємо 3 сонячні батареї. З урахуванням взаємного затінення - на відстані 8.06м.

Сонячні панелі можуть бути встановлені на даху, стіні або землі будівлі. При установці слід враховувати простоту монтажу, можливість видалення бруду, ступінь затінення і ризик пошкодження або крадіжки.

Ефективність сонячних панелей безпосередньо залежить від їх розташування та кута нахилу відносно базової точки. На кількість виробленої електроенергії в основному впливають фактори, що знаходяться поза межами людського контролю, такі як кількість сонячної радіації по всьому регіону, погодні умови і кількість сонячних днів у році. Однак, дотримуючись кількох правил, можна значно збільшити очікувану кількість енергії.

Щоб сонячні панелі виробляли якомога більше електроенергії, їх необхідно встановлювати з орієнтацією на південь. Устаткування можна орієнтувати на південний захід і південний схід.

Кут нахилу батареї по відношенню до горизонту дуже важливий. Найбільш оптимальним є положення, при якому сонячне світло падає на панелі під прямим кутом. Слід також пам'ятати про сезонні зміни кута, під яким сонячне світло падає на батарею. Взимку кут нахилу повинен бути в межах мінус 15-20 градусів географічної широти, а влітку - в межах плюс 15-20 градусів. В Україні кут нахилу батареї в середньому повинен становити близько 70 градусів взимку і близько 30 градусів влітку. Якщо немає можливості змінювати кут нахилу від сезону до сезону, його слід встановити на середнє значення (35-50 градусів). Як зазначалося вище, будівля, на якій планується встановити СЕС, має бути орієнтована на південний схід.

Сонячні панелі найчастіше монтуються на спеціальних окремо розташованих конструкціях на дахах будинків і господарських будівель. У деяких випадках можлива також установка на стінах.

Перевага установки на даху полягає в тому, що це економить місце і гроші на окрему конструкцію. Однак такий монтаж є складним, і панелі не завжди розміщуються максимально ефективно.

Монтаж на спеціальних окремо стоячих конструкціях має ряд переваг. По-перше, панелі можна розташувати в правильному напрямку, строго на південь, що не завжди можливо при монтажі безпосередньо на даху. Крім того, при установці на даху, особливо мансардному, існує ризик порушення герметизації з кріпленням сонячних панелей.

Якщо немає можливості встановити панелі на дах, можна змонтувати їх на стіни. Але таке розташування веде до зниження вироблення електроенергії приблизно на 5-10% взимку і на 30-40% влітку. Цей недолік можна усунути регулюванням кута нахилу.

Перед установкою треба врахувати максимальне навантаження, яке може витримати дах. Природно, в рахунок йде маса не тільки самих сонячних батарей, а й вага снігу та інших можливих навантажень - надбудов, антен, труб.

Якщо установка сонячної панелі проводиться на рівне покриття,

наприклад м'яка покрівля, вкрай важливо батарею підняти над її поверхнею. Тобто, під обладнанням повинно залишатися простір для вільної циркуляції повітря. Відстань між поверхнею і дахом приміщення не повинна становити не менше 3-5 см. Якщо цього не зробити, батарея буде перегріватися, що загрожує зниженням вироблення електроенергії. У разі монтажу сонячної панелі на хвилясту поверхню, наприклад на металочерепицю, робити зазор між дахом і обладнанням необов'язково, але зайвим він теж не буде.

Для монтажу на похилий дах діють загальні правила установки, з одним лише нюансом - кут нахилу в цьому випадку задається поверхнею самого даху. Але в разі великого відхилення від оптимального кута, його можна скорегувати за допомогою опорних конструкцій і конструкцій із змінним кутом.

Конструкція повинна бути стійка до несприятливих факторів середовища: сильних поривів вітру, великих кількостей опадів і ін.



Рисунок 4.8 – Приклад встановлення сонячних батарей

Щоб максимізувати вихід енергії, фотоелектричний модуль повинен бути встановлений так, щоб сонячне світло падало на робочу поверхню модуля під кутом  $90^\circ$ . Ця вимога може бути виконана у фотоелектричних конструкціях тільки за допомогою спеціальних обертових конструкцій з двовісними системами стеження за сонцем (трекерними системами). Крім очевидних переваг максимального використання сонячної енергії, такі фотоелектричні

установки є значно дорожчими пристроями, постійно споживають невелику кількість енергії і вимагають більшої площі для установки, ніж стаціонарні конструкції. Тому зазвичай йдуть на компроміси з точки зору продуктивності системи і вартості будівництва, і для фотоелектричних систем в основному використовують стаціонарні конструкції. Зазвичай їх встановлюють на півдні, з невеликим зміщенням по азимуту. Деякі з таких систем мають фіксовані або змінні кути нахилу, які відіграють важливу роль у продуктивності фотоелектричної системи (табл. 4.4).

Таблиця 4.4

Продуктивність СЕС в залежності від монтажної конструкції

| Продуктивність системи | Фіксована конструкція | Регулювання 2 рази в рік | Регулювання 4 рази в рік | 2-осьовий трекер |
|------------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------------|------------------|
| % від оптимального     | 71,1%                 | 75,2%                    | 75,7%                    | 100%             |

На графіку нижче (рис. 4.9) показано вплив регулювання кута нахилу на продуктивність. Синя лінія показує кількість сонячної енергії, виробленої за день, коли сонячні панелі фіксовано встановлені під оптимальним кутом нахилу. Червона лінія показує кількість сонячної енергії, отриманої при регулюванні кута нахилу чотири рази на рік. Фіолетова лінія показує кількість сонячної енергії в дні, коли сонячні панелі встановлені під зимовим кутом. Для порівняння, зелена лінія показує енергію, отриману за допомогою двовісної системи стеження, коли панелі завжди спрямовані прямо на сонце. Цей графік побудований на широті 50°, що відповідає широті нашого регіону.

Найкращий час для зміни кута нахилу - 18 квітня для літа, 24 серпня для осені, 7 жовтня для зими і 5 березня для весни.

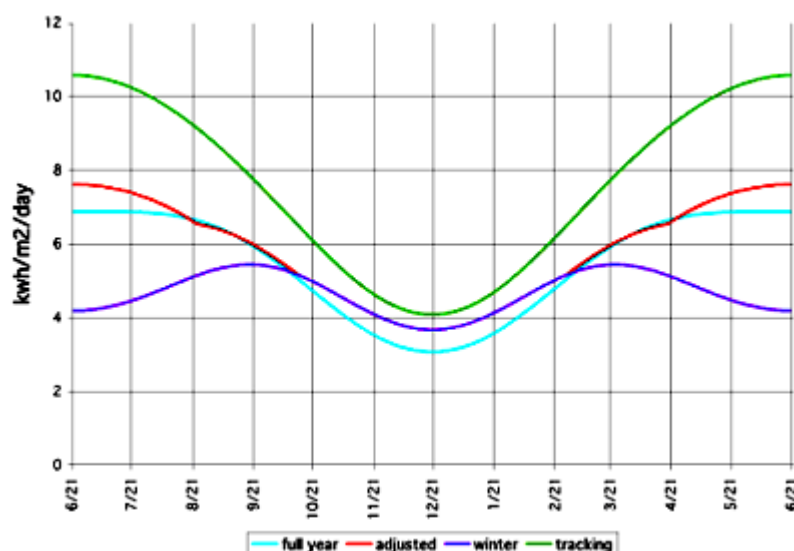


Рисунок 4.9 – Вплив регулювання кута нахилу батарей на продуктивність

У зимовий період сонячні панелі, при зимовому куті нахилу, будуть орієнтовані досить ефективно, захопивши від 81 до 88% енергії в порівнянні з трекерною системою. Такий кут нахилу є хорошим рішенням в тих місцях, де взимку навантаження більше, ніж влітку. Навесні, влітку і восени ефективність буде нижче (74-75% навесні / восени, і 68-74% влітку), тому, що в ці сезони сонце проходить велику частину неба, і фіксовані панелі не можуть бути спрямовані на нього під кутом, наближеним до 90 °, значну частину дня. Це як раз час року, в якому трекерна системи стеження дає найбільший ефект.

Зауважимо, що взимку кут приблизно на 5 ° більший, за кут, що зазвичай рекомендується. Причина в тому, що в зимовий час, велика частина сонячної енергії припадає на полудень, так що фотоелектричні модулі слід орієнтувати майже прямо на сонце опівдні. Кут доопрацьований, щоб отримати найбільш повну енергію протягом дня.

Кути нахилу для деяких широт, в залежності від пори року, представлені на графіку.

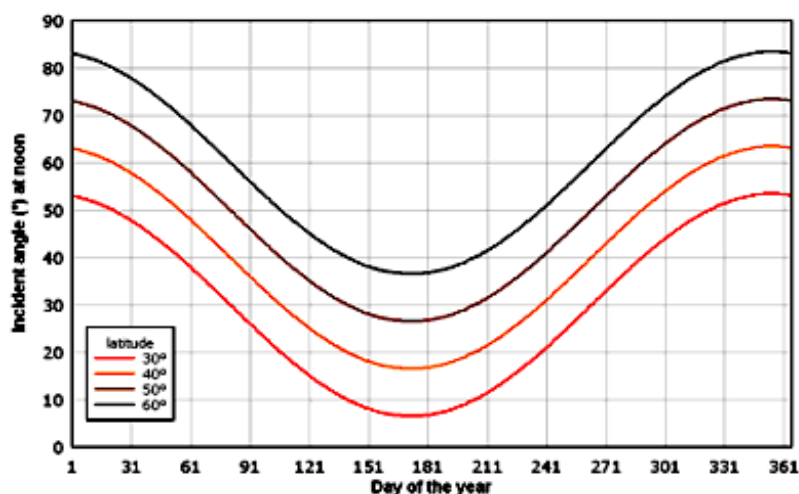


Рис. 4.10 Кути нахилу сонячних батарей для деяких широт

Для регулювання кута нахилу сонячних батарей після монтажу СЕС використовуємо задні опори, виконані з алюмінієвого профілю (рис. 3.14). Дані опори дають можливість змінювати кут нахилу від  $20^\circ$  до  $70^\circ$  за допомогою зміни положення спеціалізованих елементів опори.



Рис. 4.11. Задні опори з можливістю регулювання кута нахилу

Варто зазначити, що оптимальний кут нахилу сонячних панелей залежить від широти місцевості і може бути змінений відповідно до оптимізації виробництва енергії, яку необхідно досягти. Наприклад, його можна зменшити від оптимального значення, якщо фотоелектрична система працює влітку (літній оптимум), збільшити, якщо фотоелектрична система працює переважно восени та взимку, або усереднити, якщо фотоелектрична система призначена для цілорічної експлуатації. У цьому випадку необхідно використовувати опори

зі змінним кутом нахилу, оскільки це значно покращує продуктивність системи і підвищує економічну вигоду.

4.3.4 Вибір інверторів для передбачуваної СЕС. Інвертори є одним з ключових компонентів фотоелектричної системи. Він відповідає за перетворення постійного струму, отриманого від сонячних панелей, в змінний струм, який може бути використаний для електричного обладнання.

Інвертори можна розділити на типи відповідно до їх здатності працювати в різних режимах:

1) Мережеві інвертори: можуть працювати як з відновлюваними джерелами енергії, так і з загальною електромережею. Недоліком таких інверторів є відсутність можливості накопичення енергії.

2) Автономні перетворювачі: підходять для домашнього використання. Такі пристрої можуть забезпечити найвищий рівень автономного електропостачання.

3) Гібридні типи, які поєднують в собі характеристики перших двох типів.

Для забезпечення стабільної роботи електростанції весь масив сонячних панелей розділений на два незалежні сегменти (язики), в кожному з яких по 14 панелей, що забезпечують пікову потужність 30 кВт.

Інвертори перетворюють постійний струм від фотоелектричних модулів безпосередньо в змінний, який потім передається в загальну мережу через підвищувальний трансформатор з фазовим і частотним захистом. Мережеві інвертори здатні максимально ефективно перетворювати енергію з фотоелектричних модулів завдяки наявності MPPT (відстеження точки максимальної потужності), з високим ККД, близьким до 98% в нашому випадку, та передачі даних системи як через промислові інтерфейси, так і через бездротові мережі. Дані системи можуть передаватися як через промислові інтерфейси, так і через бездротові мережі. Фотоелектричні системи на основі мережевих інверторів можуть бути легко розширені до необхідної потужності

шляхом об'єднання сонячних панелей в стринги (ланцюги послідовно сполучених однакових фотоелектричних модулів )(рис. 4.12).

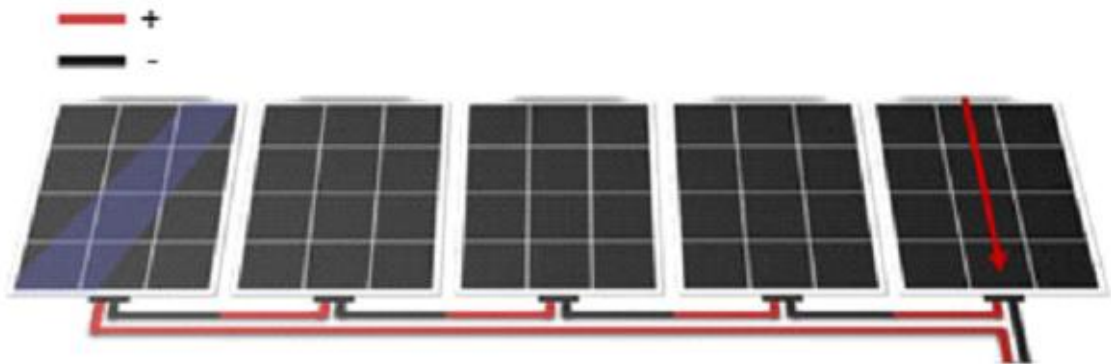


Рисунок 4.12 – Стринг модулів

Зазвичай вхідний діапазон MPPT інвертора близько декількох сотень (150-720) вольт.



Рисунок 4.13 – Стрінговий інвертор PRO-33.0-TL-OUTD

Напруга стрингу не повинна перевищувати максимальну вхідну напруга інвертора (залежно від моделі, це 600-1000В), а сума струмів усіх стрингів, при максимальній потужності, не повинна перевищувати максимальний постійний вхідний струм інвертора.

Основні електротехнічні характеристики інвертора наведено в таблиці 4.5, з більш детальною інформацією можна ознайомитися в паспорті виробу.

Таблиця 4.5 – Основні характеристики інвертора PRO-33.0-TL-OUTD

| Модель                             | PRO-33.0-TL-OUTD  |
|------------------------------------|-------------------|
| Вхід                               |                   |
| Мах потужність                     | 33.7 кВт          |
| Мах абсолютна вхідна напруга       | 1100 В            |
| Початкова напруга                  | 610 В             |
| Діапазон номінальної напруги       | 490 В – 800 В     |
| Мах вхідний струм на рядок         | 41.5 А            |
| Вихід                              |                   |
| Номінальна вихідна потужність      | 30 кВт            |
| Номінальна напруга змінного струму | 3/N/PE; 230/400 В |
| Частота змінного струму/діапазон   | 50 Гц             |
| Максимум вихідний струм            | 3x29 А            |
| Мах ефективність                   | 98,7%             |

Згідно параметрів спроектованої сонячної електростанції обираємо стрінговий інвертор типу PRO-33.0-TL-OUTD. Перевагами даного інвертора є відносно низька ціна; можливість резервування навантаження більше 24 г; широкий діапазон вхідної напруги; ідеальна вихідна напруга при будь-яких режимах роботи; автоматичне перемикання на байпас при перевантаженні більше 110%.

4.3.5 Вибір двонаправленого лічильника електричної енергії. Для обліку електроенергії використовується двонаправлений інтервальний лічильник. Даний прилад окремо враховує обсяг відпущеної і отриманої електричної енергії. Також може враховуватися сальдо між відпущеною та отриманою електрикою. Різниця оплачується за вартістю, встановленою "зеленим" тарифом. Монтаж та пломбування лічильника виконує РЕМ, після подачі відповідної заяви. Для нашої СЕС обираємо трифазний двонаправлений лічильник типу NIK.2303-APT2T-1121 (рис. 4.14).



Рис. 4.14 Лічильник типу NIK.2303-APT2T-1121

#### Основні технічні характеристики:

- Двонаправлене вимірювання активної електричної енергії;
- Захист від розкрадань енергії (індикація неправильних підключень, зворотного напрямку струму, занижених і завищених фазних напруг);
- Удосконалена колодка затискачів, що забезпечує надійність кріплення проводів;
- Підвищена ступінь захисту від дій постійних і змінних магнітних полів відповідно до вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.35.110:2005;
- Технологічний запас за класом точності становить не менше 50%;
- Мале власне енергоспоживання;
- Розширений температурний діапазон (від  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+70^{\circ}\text{C}$ );
- Кожух з УФ-стабілізованого полікарбонату;

Повна технічна інформація приведена в паспорті виробу.

4.3.6 Підбір проводів і кабелів для підключення елементів СЕС. Щоб уникнути втрат, потрібно використовувати електричні кабелі, що відповідають всім електротехнічним вимогам згідно ПУЕ. Для з'єднання всіх елементів потрібно використовувати якомога меншу довжину проводів і кабелів, тобто чим кабель коротший, тим краще.

Якщо кабель або якась його частина лежить під відкритим небом, він повинен мати певний клас захисту від поганих погодних умов. Також кабель повинен бути стійким до ультрафіолетового випромінювання.

Поперечний переріз проводів сонячної системи вибираємо по нагріву довготривалим розрахунковим струмом за умовою:

$$I_p \leq I_{\text{дл.доп.}}, \quad (4.1)$$

де  $I_p$  — розрахунковий струм, А;

$I_{\text{дл.доп.}}$  — довготривалий допустимий струм для даного перерізу, А.

$$I_p = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (3.2)$$

де  $P_{\text{ном}}$  — номінальна потужність, кВт;

$\cos \varphi$  — коефіцієнт потужності навантаження .

З урахуванням того, що батареї будуть з'єднані в 2 незалежні групи по 14 послідовно з'єднаних батарей, потужність однієї такої групи дорівнює:

$$P_{\text{ном}} = n_{\text{ел.групи}} \cdot U_{\text{сб}} \cdot I_{\text{сб}}, \quad (4.3)$$

$$P_{\text{ном 1}} = 14 \cdot 43,7 \cdot 5,51 = 3,371 \text{ кВт.}$$

де  $n_{\text{ел.групи}}$  — кількість елементів групи, шт.;

$I_{\text{сб}}$  — номінальний струм сонячної батареї, А;

$U_{\text{сб}}$  — номінальна напруга сонячної батареї, В.

Струм для одної такої групи дорівнюватиме:

$$I_{p1} = \frac{3,371}{\sqrt{3} \cdot 0,043 \cdot 0,8} = 55,7 \text{ А.}$$

Перевіряємо на виконання умову (3.1):

$$55,7 \leq 73$$

Виконаємо перевірку кабелів на падіння напруги. Падіння напруги в кабелях не повинне перевищувати 5% від  $U_{\text{ном}}$ :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (4.4)$$

де  $I_{\text{ном}}$  – номінальний струм навантаження, А;

$l$  – довжина кабельної лінії, м;

$r_0$  – розрахунковий активний опір кабелю, Ом/м;

$x_0$  – розрахунковий реактивний опір кабелю, Ом/м;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності навантаження.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 55,7 \cdot 300 \cdot (1,84 \cdot 0,8 + 0 \cdot 0,6) = 42,6 \text{ В},$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (4.5)$$

$$\Delta U\% = \frac{42,6}{580} \cdot 100\% = 7,3\%.$$

Кабель такого перерізу не проходить перевірку, а отже обираємо кабель перерізом 16 мм<sup>2</sup>, і його також перевіряємо на падіння напруги.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 55,7 \cdot 300 \cdot (1,15 \cdot 0,8 + 0 \cdot 0,6) = 26,6 \text{ В}$$

$$\Delta U\% = \frac{26,6}{580} \cdot 100\% = 4,5\%.$$

Кабель з поперечним перерізом 16 мм<sup>2</sup> перевірку пройшов, а отже а виконаними розрахунками для з'єднання сонячних батарей обираємо кабель типу ІЕС-60228 & ІЕС-60811 з площею поперечного перерізу 16 мм<sup>2</sup>.

За аналогічними розрахунками обираємо інші проводи та кабелі, необхідні для впровадження в роботу сонячної електростанції. Результати розрахунків заносимо до табл. 4.6.

У табл. 3.13 наведено перелік вибраних проводів і кабелів для підключення і запровадження в роботу проекрованої СЕС.

Таблиця 4.6 – Типи проводів і кабелів

| DC побічні кабелі (підключаються до інвертора) |                       |                   |
|------------------------------------------------|-----------------------|-------------------|
| Тип                                            | IEC-60811 & IEC-60216 |                   |
| Матеріал                                       | Мідь                  |                   |
| Площа перерізу                                 | 4 мм <sup>2</sup>     |                   |
| Падіння напруги                                | 0.18 В                |                   |
| Максимально допустима температура              | Нормальний стан       | Коротке замикання |
|                                                | 90°                   | 250°              |
| Тип провідника                                 | Скручений             |                   |
| Ізоляційний матеріали                          | Поліетилен            |                   |
| Кабелі низької напруги                         |                       |                   |
| Тип                                            | IEC-60228 & IEC-60811 |                   |
| Матеріал                                       | Мідь                  |                   |
| Продовження таблиці 4.6                        |                       |                   |
| Площа перерізу                                 | 16 мм <sup>2</sup>    |                   |
| Падіння напруги                                | 0.46 В                |                   |
| Максимально допустима температура              | Нормальний стан       | Коротке замикання |
|                                                | 90°                   | 250°              |
| Тип провідника                                 | Скручений             |                   |
| Ізоляційний матеріали                          | ПВХ                   |                   |
| Кабелі високої напруги                         |                       |                   |
| Тип                                            | IEC-60502             |                   |
| Матеріал                                       | Алюміній              |                   |
| Площа перерізу                                 | 16 мм <sup>2</sup>    |                   |
| Падіння напруги (загальне)                     | L1                    | 1.37 В            |
|                                                | L2                    | 1.37 В            |
|                                                | L3                    | 1.37 В            |
| Матеріал                                       | Скручений             |                   |
| Ізоляційний матеріали                          | Поліетилен            |                   |

4.3.7 Розробка схеми електричної принципової. Сонячна електростанція на 60 пікових кВт складається з двох незалежних сегментів, кожен з яких має 30 кВт. Кожен сегмент складається з 14 сонячних батарей. Кожен сегмент забезпечується стрінговим інвертором типу PRO-33.0-TL-OUTD, по 30 кВт потужності кожен. Сегменти групуються і синхронізуються для суміжної роботи, однак є можливість незалежного відключення одного з них для проведення необхідного обслуговування.

Для з'єднання фотомодулів в стринги і підключення до інвертора використовується спеціальний кабель для PV систем типу IEC-60228&IEC-60811 в подвійній силіконовій ізоляції, стійкій до ультрафіолетового випромінювання, і такі ж герметичні PV коннектори.

Стринги під'єднані паралельно до окремого інвертора, кожен з них складається з 14 модулів, з'єднаних послідовно для отримання вхідної напруги інвертора – в діапазоні 490В – 800В.

Вихід інвертора підключається до розподільчого щита трьохфазної мережі 0,4 кВ через автоматичні запобіжники АС захисту. Облік електроенергії виконується за допомогою спеціалізованого двонаправленого лічильника.

Електрична принципова схема показана на рис. 4.15.

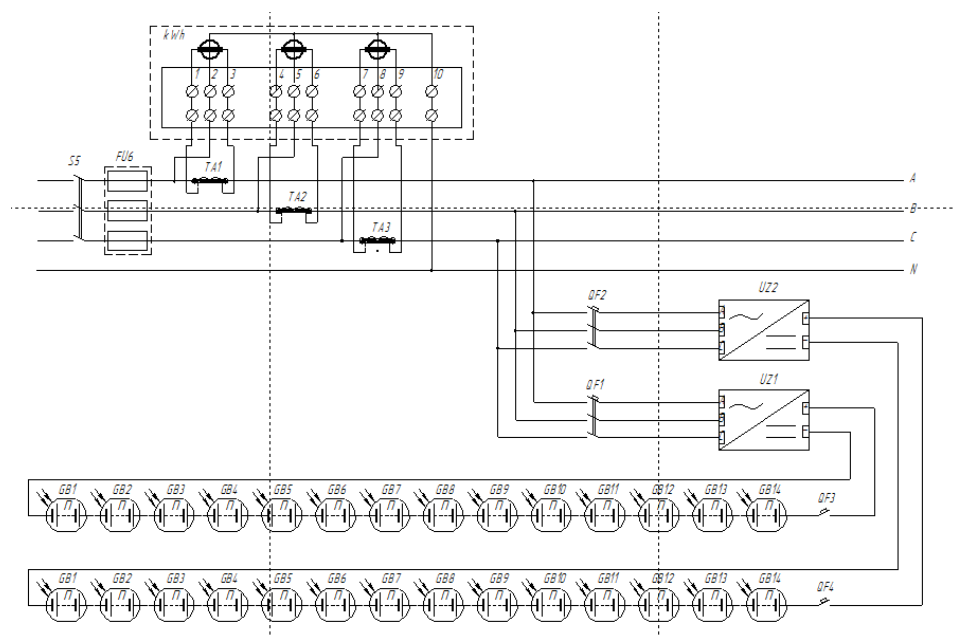


Рисунок 4.15 – Схема електрична принципова СЕС

## 5 ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ

### 5.1 Розрахунок та оцінка втрат в системі

Для розрахунку виробітки електроенергії необхідно оцінити величини всіх втрат у системі. Для цього розглянемо по чергово ці втрати.

1. Енергія падаючого світла. Річна сума загального випромінювання  $H$ , яке потрапляє на модуль залежить від місцезнаходження і повинна бути отримано з бази даних або в першу чергу - з карти освітленості. Вона вимірюється в  $[кВт/м^2]$ .

2. Цільова продуктивність. Цільова продуктивність – це теоретичний річний обсяг виробництва енергії, з урахуванням енергії ( $eh$ ) падаючого світла і номінальної ефективності модуля.

3. Коефіцієнт продуктивності. Коефіцієнт продуктивності – це співвідношення між фактичним (річним виробництвом електроенергії) та цільовим виходами:

$$PR = \frac{\text{Реальний вихід}_{AC}}{\text{Цільовий вихід}_{DC}} = \frac{E}{hA\eta_{nom}} = \eta_{pre}\eta_{rel}\eta_{sys} \quad (5.1)$$

Коефіцієнт продуктивності, який часто називають "Коефіцієнт якості", не залежить від випромінювання, тому ним зручно порівнювати системи. Він враховує всі втрати попереднього перетворення, втрати інвертора, теплові втрати і втрати провідності. Корисно вимірювання коефіцієнт продуктивності протягом роботи системи, так як погіршення може допомогти визначити причини втрат.

Вихід енергії на одиницю площі, або енергія  $E$ , може бути оцінена за такими складовими:

|           |      |                  |        |      |                   |                |     |         |
|-----------|------|------------------|--------|------|-------------------|----------------|-----|---------|
|           |      |                  |        |      | ДП 14.104.1024 ПЗ |                |     |         |
| Змн.З     | Арк. | № докум.         | Підпис | Дата |                   |                |     |         |
| Розроб.   |      | Гомонюк А. В.    |        |      |                   | Літ.           | Арк | Архувів |
| Перевір.  |      | Нездівецька І.В. |        |      |                   |                |     |         |
| Реценз.   |      |                  |        |      |                   | ЖАТФК зр. Е-41 |     |         |
| Н. Контр. |      |                  |        |      |                   |                |     |         |
| Затверд.  |      | Лаврищев О.О.    |        |      |                   |                |     |         |

$$\left( \frac{E}{A} \right) = h \cdot \eta_{pre} \cdot \eta_{sys} \cdot \eta_{rel} \cdot \eta_{nom} = PR \cdot \eta_{nom} \cdot \left\{ \begin{array}{l} \eta_{pre} \text{ Дмодульна ефективність} \\ \eta_{sys} \text{ Системна ефективність} \\ \eta_{rel} \text{ Реальний ККД модуля} \\ \eta_{nom} \text{ Номінальний ККД модуля} \\ h \text{ Величина потужності глобального} \\ \text{потоків сонячного випромінювання [kWh / m}^2\text{]} \end{array} \right\} \quad (5.2)$$

Ефективність попереднього перетворення відображає втрати, понесені до того як промінь потрапив в напівпровідниковий матеріал, викликані затіненням, брудом, снігом і відбиванням від скла. Ефективність системи відображає електричні втрати, викликані електрокабелями, інвертором і трансформатором. Сам модуль визначається номінальною та реальною ефективностями.

У нашому випадку вихід енергії виражається піковою потужністю модуля, яка не залежить від площі модуля ( $H_0 = 1000 \text{ W / m}^2$ ):

$$\left( \frac{E}{P_{peak}} \right) = \frac{h}{H_0} \eta_{pre} \cdot \eta_{sys} \cdot \eta_{rel} = \left( \frac{E}{A} \right) \frac{1}{H_0 \cdot \eta_{nom}} = PR \frac{h}{H_0} \quad (5.3)$$

Це корисне співвідношення, оскільки вихід енергії  $E$  є мірою потенційної виробітки енергії, а пікова потужність відображає потенціал системи. Важливо, що пікова потужність в вищевказаній формулі є піковою потужністю модуля, а не встановленою потужністю системи, якою є:

$$P_{sys} = P_{module} \cdot \eta_{sys} \quad (5.4)$$

Починаючи з інтенсивності падаючого світла (енергії, яка насправді є доступною для системи), існують три основні блоки втрат енергії:

1) Фотоелектричні втрати: ослаблення вхідного світла (затінення), бруд, сніг і віддзеркалення, перш ніж воно потрапляє на фотоелектричний матеріал.

Концентруючись на фотоелектричних системах, воно також включає збитки від концентрації пристроїв (рис. 5.1)



Рисунок 5.1 – Фотоелектричні втрати

2) Системні втрати: Втрати в електричних компонентах, включаючи лінію, інвертори і трансформатори (рис. 5.2.).

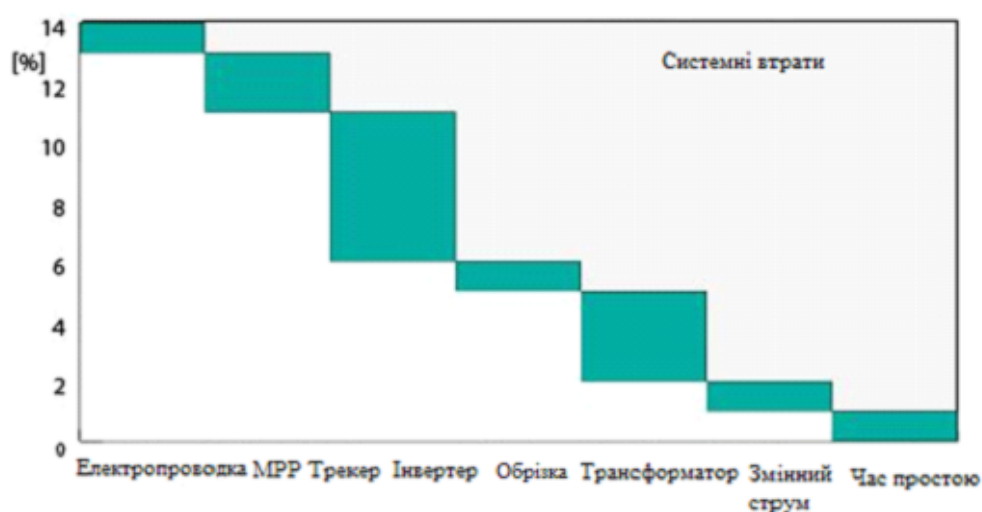


Рисунок 5.2 – Системні втрати

3) Модульні і теплові втрати: відображення залежності ефективності і температури сонячного модуля. (рис. 5.3)

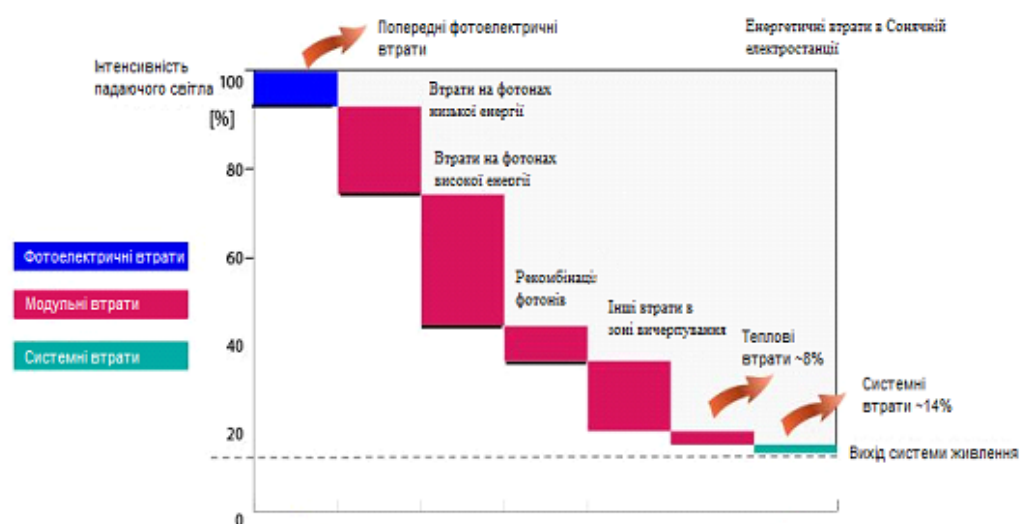


Рисунок 5.3 – Модульні втрати

Таблиця 5.1 – Види втрат в СЕС

|                   |                               |                                                                                                                                             |
|-------------------|-------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Домодульні втрати | Допуск номінальної потужності | Припустимо, що модуль не забезпечує потужністю, яка зазначена в паспорті. Виробники допускають відхилення до 5%                             |
|                   | Затінення                     | Тіні можуть бути викликані деревами, трубами і т. д.                                                                                        |
|                   | Бруд                          | Втрати через бруд складають до 4% у регіонах з помірним кліматом з частими опадами. До 25% в посушливих районах з сезонними опадами і пилом |
|                   | Сніг                          | Залежить від розташування і технічного обслуговування                                                                                       |
|                   | Відбивання                    | Втрати на відбивання збільшуються зі збільшенням кута падіння. Крім того, цей ефект менш виражений в місцях з великою хмарністю             |
| Модульні втрати   | Перетворення                  | Номінальна ефективність визначається виробником для стандартних умов                                                                        |

|                           |                  |                                                                                                                                                                                                          |
|---------------------------|------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                           | Теплові втрати   | З підвищенням температури втрати при перетворенні збільшуються. Ці втрати залежать від освітленості (місця розташування), методу монтажу (скло, термічні властивості матеріалів), і швидкості вітру ~ 8% |
| Втрати в системі ~14%     | Втрати в кабелях | Будь-які кабелі мають певний опір і, отже, більше втрат                                                                                                                                                  |
|                           | ТМП              | Здатність трека максимальної потужності послідовно знаходити точку максимальної потужності                                                                                                               |
|                           | Інвертор         | ККД інвертора                                                                                                                                                                                            |
|                           | Мікроінвертор    | Якщо інвертор маломірний, потужність спадає для світла з високою інтенсивністю. Якщо інвертор великих габаритів, ККД перетворювача буде надто низькою для світла з низькою інтенсивністю                 |
|                           | Трансформатор    | У випадку втрат трансформатора в електроенергії, він повинен бути підключений до мережі з високою напругою                                                                                               |
| Операції і обслуговування | Час простою      | Час простою для обслуговування, як правило, дуже низький для фотоелектричних систем                                                                                                                      |

Для оцінки втрат на лінії (в кабелях) сонячної електростанції спочатку необхідно визначити їх загальну довжину.

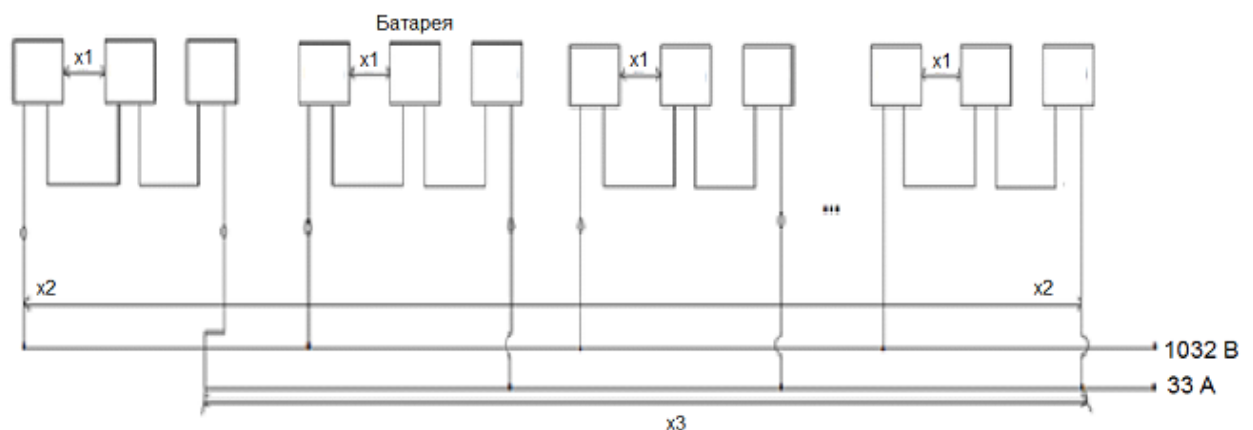


Рисунок 5.4 – Схема з'єднання сонячних батарей

По постійному струмі: довжина кабелів :

$$X_1 = 8,1 \text{ (м)} \cdot 2 \text{ (м)} = 16,2 \text{ (м)} + 2 \text{ (м)} \text{ (запас)} = 18,2 \text{ (м)} \cdot 6 \text{ (секцій)} = 103 \text{ м;}$$

$$X_2 = 18 \cdot 7,6 \text{ (м)} = 136 \text{ (м)} + 4 \text{ (м)} \text{ (запас)} = 140 \text{ м;}$$

$$X_3 = 126 \text{ м;}$$

$$\text{Загальна довжина: } 103 + 140 + 126 \approx 370 \text{ м;}$$

$$370 \text{ (м)} \cdot 16 = 5920 \text{ м;}$$

$$P_{em} = I^2 \cdot R; \quad (5.4)$$

$$I = 33 \text{ А;}$$

$$S = 4 \text{ мм}^2 = 4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2;$$

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} = 1,75 \cdot 10^8 \cdot \frac{5920}{4 \cdot 10^{-6}} = 25,9 \text{ Ом;} \quad (5.5)$$

$$P_{em} = 33^2 \text{ А} \cdot 25,9 \text{ Ом} = 28 \text{ кВт}; \quad (5.6)$$

По змінному струмі:

$$410 \text{ (м)} \cdot 4 \text{ (ряди)} = 1640 \text{ м;}$$

$$1640 \text{ (м)} + 30 \text{ (м)} \text{ (відстань від ряду до щита підключення)} = 1670 \text{ м;}$$

$$1670 \cdot 3 = 5010 \text{ м;}$$

$$I = 73,9 \text{ А;}$$

$$P_{вт.} = (73,9)^2 \cdot 6,5 = 35 \text{ кВт;}$$

$$P_{вт.} = 17 \text{ кВт;}$$

$$P_{вт.} = 8,5 \text{ кВт (1,5\%)}$$

$$\text{Загальні втрати: } 2,8\% + 1,5\% = 4,3\%.$$

Відповідно до вищевикладеного розгляду приймемо відповідні коефіцієнти втрат (табл. 5.2).

Таблиця 5.2 – Коефіцієнти втрат в СЕС

|                                                                                               |       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Домодульні втрати                                                                             | 8 %   |
| Втрати через роботу в реальних умовах (робота при температурах вище 25°C, в умовах хмарності) | 8 %   |
| Системні втрати                                                                               |       |
| Втрати в кабелях                                                                              | 4.3 % |
| Втрати в інверторі (Мах ККД 97.8 %)                                                           | 4.2 % |
| MPPT                                                                                          | 1 %   |
| Час простою                                                                                   | 1 %   |
| Обрізка максимальної потужності інвертора                                                     | 1 %   |
| Загальна сума системних втрат                                                                 | 14 %  |

Введемо коефіцієнти втрат:  $K_d$ ,  $K_p$ ,  $K_c$ .

Загальний коефіцієнт втрат  $K = K_d + K_p + K_c = 8\% + 8\% + 14\% = 30\%$

## 5.2 Оцінка виробітку електроенергії системи

За допомогою спеціалізованого калькулятора, призначеного для прогнозування генерування електроенергії спроектованою СЕС визначаємо приблизне можливе вироблення електроенергії електростанцією. Даний калькулятор працює з врахуванням даних падаючого потоку сонячного випромінювання, кут нахилу сонячних панелей, азимут, номінальний ККД вибраного сонячного модуля - він становить 19 %. Також будемо враховувати всі втрати, виражені коефіцієнтом  $K$ . На рис. 5.4 показано гістограму прогнозованої генерації електроенергії спроектованої СЕС за добу в кожному місяці. Дані виробітку електроенергії за рік показано в табл. 5.3.

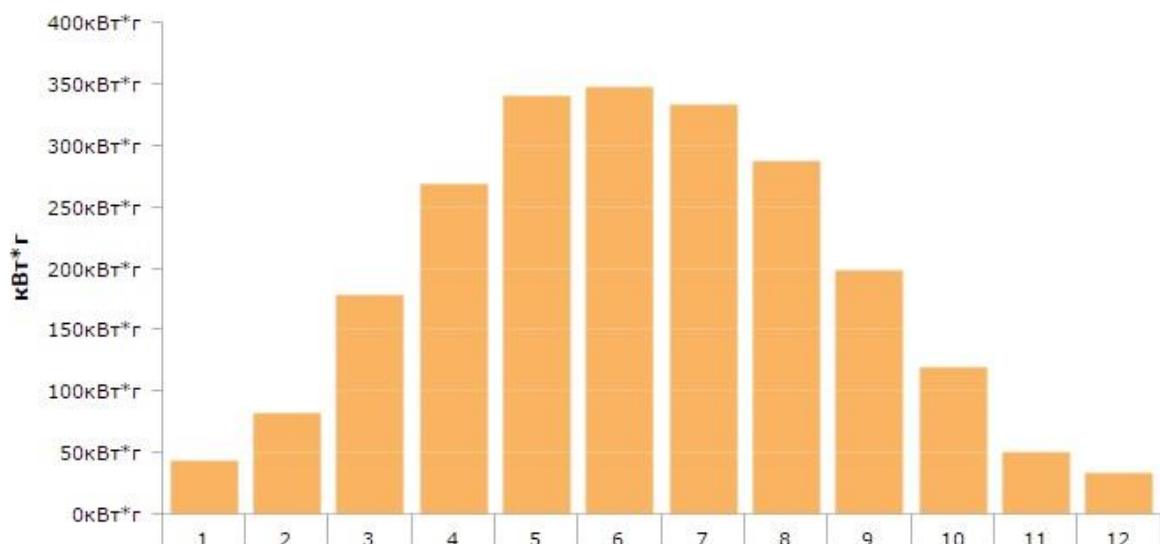


Рисунок 5.4 – Прогнозування генерування електроенергії СЕС

Таблиця 5.3 – Виробіток електроенергії СЕС в кожному місяці

| Місяць   | Виробітка електроенергії сонячною електростанцією (кВт·год) |
|----------|-------------------------------------------------------------|
| Січень   | 1324,1                                                      |
| Лютий    | 2249,09                                                     |
| Березень | 5419,27                                                     |
| Квітень  | 7897,8                                                      |
| Травень  | 10337,3                                                     |
| Червень  | 10208,63                                                    |
| Липень   | 10108,66                                                    |
| Серпень  | 8718,58                                                     |
| Вересень | 5827,24                                                     |
| Жовтень  | 3636,06                                                     |
| Листопад | 1465,52                                                     |
| Грудень  | 985,16                                                      |
| Рік      | 68177,43                                                    |

### 5.3 Розрахунок операційних витрат на проектування мережевої сонячної електростанції

Розрахунок операційних витрат на проектування сонячної мережевої електростанції здійснюється методом питомої ваги.

Визначається вартість матеріалів, напівфабрикатів та комплектуючих за методом прямого розрахунку. Результати обчислень заносимо в табл. 5.4.

Вартість транспортно-заготівельних витрат приймається на рівні 3-5% до вартості матеріалів, комплектуючих та напівфабрикатів.

Таблиця 5.4 – Розрахунок вартості основних матеріалів для будівництва СЕС

| Назва матеріальних ресурсів         | Од. виміру | Норма витрат на один виріб | Ціна за одиницю, грн. | Вартість матеріальних ресурсів, грн. | Вартість транспортно-заготівельних витрат, грн. | Загальна вартість |
|-------------------------------------|------------|----------------------------|-----------------------|--------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------|
| 1                                   | 2          | 3                          | 4                     | 5                                    | 6                                               | 7                 |
| Матеріали                           |            |                            |                       |                                      |                                                 |                   |
| Кабелі                              |            |                            |                       |                                      |                                                 |                   |
| IEC-60811 & IEC-60216               | м          | 50                         | 510                   | 25500                                | 4050                                            | 29550             |
| IEC-60228 & IEC-60811               | м          | 40                         | 425                   | 17000                                | 2300                                            | 19300             |
| IEC-60502                           | м          | 35                         | 370                   | 12950                                | 1800                                            | 14750             |
| KMM 13x0.12                         | м          | 45                         | 390                   | 17550                                | 2305                                            | 19855             |
| Комплектуючі                        |            |                            |                       |                                      |                                                 |                   |
| Сонячні модулі Panasonic HIT 240 Вт | шт.        | 252                        | 23138                 | 5 830 776                            | 631077,6                                        | 6 461 853,6       |
| Комплекти кріплення                 | шт.        | 28                         | 1653                  | 46284                                | 4628,4                                          | 50912,4           |
| Інвертори PRO-33.0-TL-OUTD          | шт.        | 2                          | 240420                | 480840                               | 48084                                           | 528924            |
| Лічильник NIK.2303-APT2T-1121       | шт.        | 1                          | 3510                  | 3510                                 | 351,0                                           | 3861,0            |
| Всього                              |            |                            |                       | <b>603634</b>                        | <b>694596</b>                                   | <b>667152,4</b>   |

Згідно таблиці собівартість проектованої сонячної електростанції складає 667152,4 гривень. Для визначення терміну окупності нам необхідно обрахувати різницю в річному споживанні та генеруванні електричної енергії. Для перерахунку на грошовий еквівалент використовуємо діючі тарифи ПАТ ЕК «Житомиробленерго». На 1.01.2024 року діючий тариф на електроенергію для всіх споживачів, крім населення, комунально-побутових потреб релігійних організацій – від 5,6 до 7,2 грн./кВт·год.

За умовами «зеленого» тарифу господарство буде продавати електроенергію до загальної електромережі за тарифом – 6,15 грн./кВт·год,

За добу ферма споживає  $773/7=110,42$  кВт·год.

Річне споживання електроенергії –  $110,42 \cdot 365=40306,4$  кВт·год.

#### 5.4 Розрахунок терміну окупності проекту

Для розрахунку терміну окупності необхідно загальні витрати на проектування електростанції поділити на річний дохід від продажу електроенергії.

Річний дохід обраховуємо за таким алгоритмом:

- 1) Обраховуємо різницю між спожитою та згенерованою електроенергією  $W_{\text{різн}}$ :

$$W_{\text{різн}} = W_{\text{ген}} - W_{\text{спож}} \quad (5.7)$$

де  $W_{\text{ген}}$  – це кількість прогнозованої генерації СЕС за рік;

$W_{\text{спож}}$  – це кількість споживаної електроенергії господарством за рік.

$$W_{\text{різн}}=68177,44-40306,4=27871,04 \text{ кВт·год/рік}$$

- 2) Обраховуємо річний прибуток  $P_{\text{річн}}$  від СЕС за діючим «зеленим» тарифом:

$$P_{\text{річн}} = W_{\text{різн}} \cdot T_{\text{зел}} \quad (5.8)$$

де  $T_{\text{зел}}$  – це ставка діючого «зеленого» тарифу, 6,234 грн./кВт\*год.

$$P_{\text{річн}} = 27871,04 \cdot 6,234 = 173748,06 \text{ грн}$$

3) Після отримання величини річного прибутку розраховуємо термін окупності проектування СЕС:

$$T_{\text{окупн}} = \frac{C_{\text{квкл}}}{P_{\text{річн}}} \quad (5.9)$$

де  $C_{\text{квкл}}$  – це сума загальних капіталовкладень для побудови СЕС.

$$T_{\text{окупн}} = 667152,4 / 0,2173748,06 = 23,3 \text{ року.}$$

Отже, як видно з розрахунків, термін окупності побудови СЕС є досить великим, а саме 23,3 року. Однак, зважаючи на те, що СЕС повністю покриває витрати на електроенергію і приносить прибуток в 173748,06 грн. на рік це є досить вигідним капіталовкладенням.

## 6 ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ ПРАЦІ І ДОВКІЛЛЯ

### 6.1 Розрахунок грозозахисту

Атмосферні перенапруги – одна із основних причин пошкоджень і аварійних відключень електричних установок. Це пояснюється значною протяжністю і малим екрануванням повітряних ліній, а також використанням підстанцій відкритого типу.

При грозових розрядах у провідниках, розміщених близько від місця удару блискавки, індукуються імпульси атмосферної перенапруги, які дуже швидко (з швидкістю, близькою до швидкості світла) поширюються по лініях електропередачі, проходячи величезні відстані. Електрична стійкість ізоляції залежить від тривалості дії напруги. При короткочасній дії ізоляція витримує значно більшу напругу, ніж при тривалій дії.

В довідниках наводяться вольт-секундні характеристики ізоляції, які показують, протягом якого часу конструкція здатна витримувати без пробою або перекриття імпульс перенапруги заданої амплітуди. Рівень ізоляції повітряних ліній вищий від рівня ізоляції трансформаторів, електричних машин тощо. Тому ізоляцію трансформаторів, апаратури підстанцій та різного обладнання треба захищати від набігаючих імпульсів перенапруги.

Для захисту від прямих ударів блискавки слугують блискавковідводи. Блискавкоприймач здебільшого являє собою стальний стержень, трубу або кутникову сталь перерізом близько 100мм<sup>2</sup>. Він повинен монтуватись не менш як на 15 см і не більш як на 2 м вище стояка. Струмопровід виконують сталлю стрічкою перерізом 25...30 мм<sup>2</sup> або дротом діаметром не менше 6мм. Заземлення здійснюють кутниковою сталлю, трубами, дротом, стрічкою або листом заліза на відстані не менше 0,5...0,8 м від фундаменту будівель, а біля тваринницьких приміщень – не менше 4,5 м від стін.

|           |      |                  |        |      |                   |                |     |         |
|-----------|------|------------------|--------|------|-------------------|----------------|-----|---------|
|           |      |                  |        |      | ДП 14.104.1024 ПЗ |                |     |         |
| Змн.З     | Арк. | № докум.         | Підпис | Дата |                   |                |     |         |
| Розроб.   |      | Гомонюк А. В.    |        |      |                   | Літ.           | Арк | Архувів |
| Перевір.  |      | Нездівецька І.В. |        |      |                   |                |     |         |
| Реценз.   |      |                  |        |      |                   | ЖАТФК зр. Е-41 |     |         |
| Н. Контр. |      |                  |        |      |                   |                |     |         |
| Затверд.  |      | Лаврищев О.О.    |        |      |                   |                |     |         |

Захисні властивості стержневого блискавковідводу (рис. 5.1) характеризуються зоною захисту, під якою розуміють простір навколо блискавко-відводу, де ураження захищеного об'єкта атмосферним розрядом малоймовірно. Радіус захисту  $r_x$ , одинарного стержневого блискавковідводу висотою менше 30 м. визначають по формулі:

$$r_x = 1,6h \cdot ((h - h_x)/(h + h_x)); \quad (6.1)$$

де  $h$  – повна висота блискавковідводу;

$h_x$  – висота затісного об'єкта.

Щоб вибрати стержневий блискавковідвід для захисту від прямих ударів блискавки трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із трансформаторами потужністю по 4000 кВА.

Блискавкозахист встановлюємо на кінцевій опорі ВЛ 35 кВ. На відстані 9 м від кінцевої опори розміщений портал із електрообладнанням висотою 5 м, на відстані 17 м – РУ 10 кВ висотою 4 м.

Визначаємо висоту  $h$  блискавковідводу при  $r_x = 17$  м,  $h_x = 4$  м.

$$17 = 1,6h \cdot ((h - 4)/(h + 4)), \quad (6.2)$$

звідки:

$$17h + 68 = 1,6 h^2 - 6,4 h;$$

$$1,6 h^2 - 32,4 h - 68 = 0;$$

$$h = \{23,4 \pm \sqrt{(23,4^2 + 432)}\} / 3,2 = (23,4 \pm 31,4) / 3,2 = 17,2 \text{ м.}$$

Радіус захисту при висоті об'єкта ( $h_x = 5$  м) дорівнює:

$$r_x = 1,6 \cdot 17,2 \cdot ((17,2 - 5)/(17,2 + 5)) = 15 \text{ м.}$$

Звідси слідує, що портал їх електрообладнанням, який знаходиться на відстані 9 м. від блискавкозахисту висотою 17,2 м., також входить в зону його захисту.

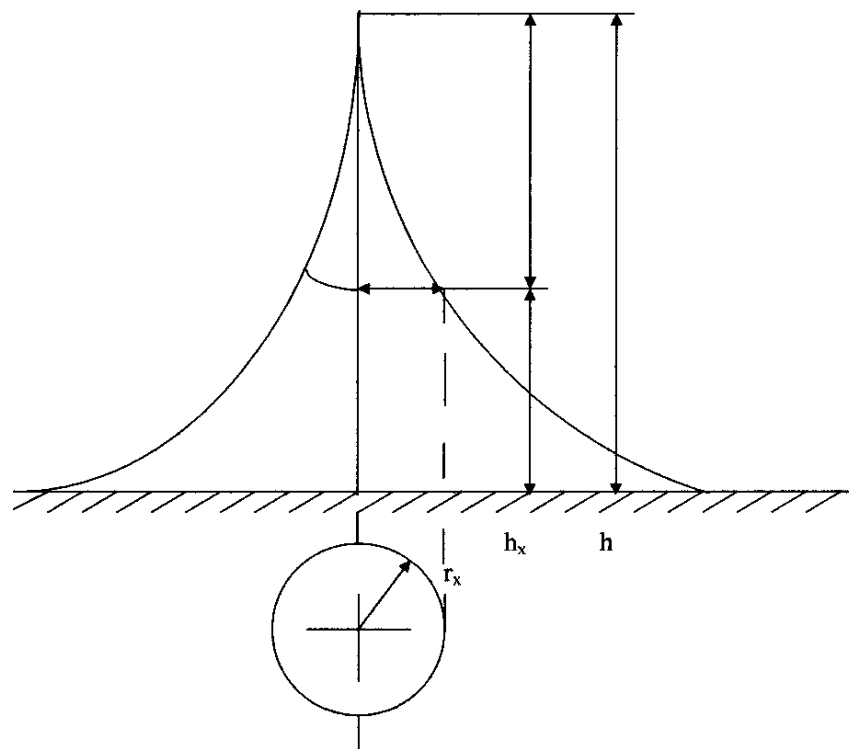


Рисунок 6.1 – Захисна зона одинарного стержневого блискавковідводу

## 6.2. Сонячна енергетика і довкілля

Сонячні теплові та електростанції викликають великі за площею затінення земель, що призводить до сильних змін ґрунтових умов, рослинності тощо.

Небажаний екологічний вплив в районі розташування станції викликає нагрівання повітря при проходженні через нього сонячного випромінювання, сконцентованого дзеркальними відбивачами. Це призводить до зміни теплового балансу, вологості, напрямку вітрів, а в деяких випадках можливі перегріву і загоряння систем, що використовують концентратори.

Застосування низькокиплячих рідин і неминучі їх витoki в сонячних енергетичних системах під час тривалої експлуатації можуть привести до значного забруднення води.

Особливу небезпеку становлять рідини, що містять хромати і нітрити, які є високотоксичними речовинами.

Не дивлячись на екологічну чистоту отримуваної енергії, самі фотоелементи містять отруйні речовини, наприклад, свинець, кадмій, галій, миш'як і т. д., а їх виробництво споживає масу інших небезпечних речовин).

### 6.3 Сумісна робота різнотипних СЕС в локальній електромережі

В умовах постійного дефіциту та зростання цін на енергоресурси використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є одним із шляхів забезпечення енергетичної та екологічної безпеки України. За певних умов можна досягти значної економії енергії за рахунок використання ВДЕ в електроенергетиці. Економія досягається за рахунок використання ВДЕ та децентралізованої генерації з подальшим зменшенням витрат на передачу електроенергії.

В останні десятиліття у світі спостерігається стійкий інтерес до використання відновлюваних джерел енергії, зокрема до їх роботи в енергосистемі. Частка відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в енергетичному балансі всіх розвинених країн зростає.

Найбільш перспективними напрямками є розвиток сонячних електростанцій (СЕС) прямого та непрямого перетворення, вітрових електростанцій (ВЕС) та малих гідроелектростанцій (МГЕС).

Для України питання розвитку та експлуатації відновлюваних джерел енергії не є новим: до кінця 1950-х років в країні працювало 956 малих річкових електростанцій. Однак зростання енергоємності промислового виробництва в умовах практично відсутніх екологічних вимог та штучно заниженої вартості первинної енергії призвело до концентрації виробництва електроенергії на

теплових, гідроелектростанціях та атомних електростанціях. В результаті мала гідроенергетика повністю занепала.

Мала гідроенергетика, як і гідроенергетика, призвела до практичного припинення досліджень у галузі відновлюваної енергетики.

В останні роки ситуація в цьому секторі суттєво змінилася під впливом об'єктивних факторів. Необхідність розвитку відновлюваної енергетики в Україні була визнана на різних рівнях.

У 2008-2012 роках Верховна Рада України внесла зміни до Закону "Про електроенергетику" з метою стимулювання використання альтернативних джерел енергії до 1 січня 2030 року.

Відсутність рекомендацій щодо способів підключення об'єктів відновлюваної енергетики до мережі, їх будівництва, проектування та вибору робочих параметрів основного обладнання для досягнення максимальної техніко-економічної ефективності не дозволяє приймати обґрунтовані проектні рішення під час девелопменту. Проте європейські країни мають багатий досвід, який може бути використаний при будівництві та експлуатації об'єктів відновлюваної енергетики.

Наприклад, асинхронні генератори змінного струму (АГ) широко використовуються в багатьох країнах для перетворення енергії в секторі відновлюваної енергетики. Досвід показав, що такі машини мають значні переваги перед синхронними системами на вітрових і гідроелектростанціях з меншою встановленою потужністю. В основному це пов'язано з їх низькою вартістю, простотою конструкції, роботою в нормальному режимі, стійкістю до зовнішніх аварій і тривалим терміном служби.

Ці переваги були підтверджені на практиці при експлуатації ряду ГЕС з асинхронними генераторами в Україні.

Для підвищення техніко-економічної ефективності спільної роботи відновлюваних джерел енергії та розподільчої мережі необхідно вирішити не тільки економічні та правові проблеми, а й технічні, що дозволить збільшити виробництво відновлюваної енергії, зменшити втрати електроенергії в

розподільчій мережі та підвищити якість і надійність електропостачання споживача. Система може бути використана для підвищення якості та надійності електропостачання споживачів.

Для ефективної роботи відновлюваних джерел енергії та їх комплексного використання в енергосистемі необхідно вивчати характеристики та нові властивості відновлюваних джерел енергії, що виникають в результаті їх спільної роботи в складі енергосистеми. З цією метою необхідно удосконалити методи розрахунку втрат електроенергії за рахунок взаємних та спрямованих перетоків в розподільчій електричній мережі. Це дасть можливість оцінити реальний вплив конкретних ВДЕ на параметри режиму РЕМ, включаючи техніко-економічні показники, а також визначити місце і роль розосередженої генерації в системі електропостачання. Правильний вибір місця приєднання до електромережі є важливим для досягнення ефективного використання ВДЕ. Оптимізація схеми приєднання ВДЕ до мережі, співрозмірної із загальною потужністю навантаження, повинна базуватися на результатах аналізу чутливості впливу ВДЕ на параметри режиму РЗЕ.

На рис. 6.2 показані можливі схеми підключення ВДЕ до мережі, які мають дуже різний вплив на потоки електроенергії, а отже, на втрати електроенергії та втрати електроенергії в мережі. На рис. 6.2 ВДЕ підключено до шини підстанції. У цьому випадку трансформатор розвантажується енергією, виробленою ВДЕ, що призводить до зменшення втрат навантаження на трансформаторі. Втрати в лінії електропередачі залишаються незмінними.

У варіанті на рис. 6.2,б розвантажується як трансформатор підстанції, так і ділянка лінії електропередачі, що додатково зменшує втрати потужності.

Завдяки зменшенню перетоку потужності зменшуються і втрати напруги, що сприяє підвищенню рівня напруги на шинах 10/0,4 кВ на підстанції.

Виходячи з типової схеми приєднання ВДЕ до розподільчої мережі, при заданій потужності генерації перетікання потужності частково компенсується навантаженням споживача і зменшується подача потужності з мережі. При цьому зменшуються втрати електроенергії в розподільчій мережі.

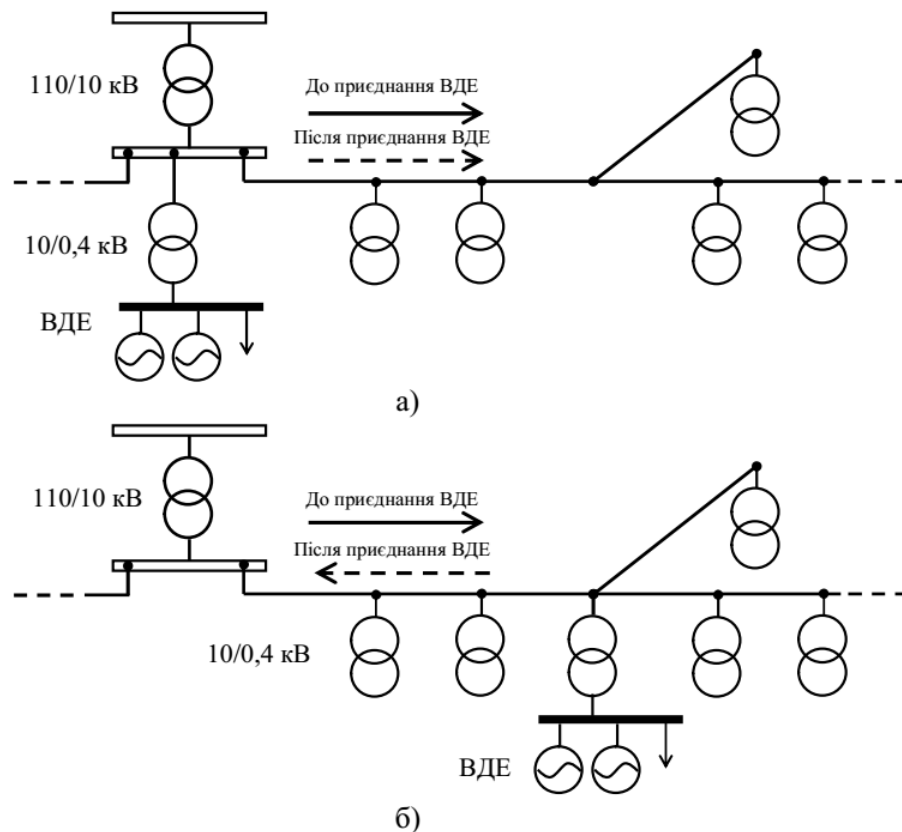


Рисунок 6.2 – Варіанти приєднання ВДЕ до електричних мереж

В загальному їх можна оцінити як:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{нав}} - P_{\text{г}})^2 + (P_{\text{нав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} - P_{\text{г}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{г}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}},$$

де  $S_{\text{сист}}$  – повна потужність, що надходить до шин приєднання ВДЕ з боку системи у режимі середніх навантажень;

$P_{\text{г}}, P_{\text{нав}}$  – середні потужності, відповідно, ВДЕ та суміжного навантаження;

$U_{\text{н}}$  – номінальна напруга ЕМ;

$r_{\text{ек}}$  – еквівалентний опір ЕМ, визначений з урахуванням приведення навантажень до  $U_{\text{н}}$ ;

$k_{\text{ф}}$  – коефіцієнт форми графіка навантаження споживачів, суміжних з ВДЕ;

$T_{\text{п}}$  – тривалість звітного періоду.

Регіональні електромережі (РЕМ) можуть одночасно використовувати

малі гідроелектростанції, сонячні електростанції та вітрові електростанції як розподілені джерела електроенергії. Перші можуть брати участь у регулюванні електроенергії та працювати за графіком, необхідним для електромережі та споживачів, завдяки наявності водосховища.

Сонячні електростанції можуть ефективно використовуватися лише протягом світлового дня, який змінюється протягом року. Для вітрових електростанцій в Україні характерні сезонні періоди мінімального та максимального виробництва електроенергії.

Мінімальна генерація відбувається вночі (2-4 години), а максимальна - вдень (11:00-5:00). Це означає, що СЕС та ВЕС є нестабільними джерелами електроенергії, і це потрібно враховувати при плануванні покриття навантаження на лінії електропередач.

## ВИСНОВКИ

В даній роботі було розглянуто сонячне випромінювання як джерело відновлюваної енергії, з якої можна отримати як електричну, так і теплову шляхом використання відповідних технічних засобів перетворення. В ході досліджень було проведено аналіз структур і конструкцій сонячних електростанцій, наведено їх основні відмінності, переваги та недоліки. Для кліматичних умов господарства з урахуванням його енергетичних потреб, обрано тип СЕС, що працює «на мережу».

Техніко-економічне обґрунтування проектних рішень дозволило встановити, що термін окупності даної СЕС доволі тривалий (23,3 року), проте з огляду на сучасні політичні умови України, цей варіант має перспективи на впровадження, оскільки стає альтернативним (резервним) джерелом живлення.

Обрахунки показали, що для забезпечення 60 кВт пікової потужності електроенергії (при номінальній близько 39 кВт) нам потрібно 28 батарей по 9 модулів панелей Panasonic HIT 240.

Відповідно до обраних потреб, проведено дослідження відомих на ринку типів інверторів, приладів обліку, кабельної та іншої апаратури:

- Стрінговий інвертор PRO-33.0-TL-OUTD ;
- двонаправлений лічильник типу NIK.2303-APT2T-1121 ;
- кабелі типу IEC-60228 & IEC-60811 з площею поперечного перерізу 16 мм<sup>2</sup>.

З урахуванням транспортних витрат загальна вартість капіталовкладень складає 667152,4 грн., проте за рік система вироблятиме орієнтовно 68177,43 кВт год електроенергії.

Запропоновані заходи з блискавкозахисту дозволять захистити мережеве електрообладнання від ударів блискавки.

|           |      |                  |        |      |                   |                |     |         |
|-----------|------|------------------|--------|------|-------------------|----------------|-----|---------|
|           |      |                  |        |      | ДП 14.104.1024 ПЗ |                |     |         |
| Змн.З     | Арк. | № докум.         | Підпис | Дата |                   |                |     |         |
| Розроб.   |      | Гомонюк А. В.    |        |      |                   | Літ.           | Арк | Архувів |
| Перевір.  |      | Нездівецька І.В. |        |      |                   |                |     |         |
| Реценз.   |      |                  |        |      |                   | ЖАТФК зр. Е-41 |     |         |
| Н. Контр. |      |                  |        |      |                   |                |     |         |
| Затверд.  |      | Лаврищев О.О.    |        |      |                   |                |     |         |

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гончар В.Ф. Електрообладнання і автоматизація сільськогосподарських агрегатів і установок: Курсове і дипломне проектування 2-е видавництво, перероблено і доповнено. К. Вища школа, 1995. 208 с.
2. Войцицький А.П. Промислова електроніка: навч. посідник/ А.П. Войцицький. Житомир: ЖНАЕУ, 2017. 187с.
3. Клименко Л. П. Техноекоекологія: Навчальний посібник. Одеса: «Фонд Екопринт» , 2000. 542 с.
4. Войцицький А.П., Войцицький М.А. Технічні засоби обліку витрат енергоносіїв: Навч. посібник/ А.П. Войцицький, М.А. Войцицький. Житомир: ЖНАЕУ, 2016. 160с.
5. Дмитренко Л. В. Оцінка кліматичних ресурсів сонячної енергії в Україні / Л. В. Дмитренко, С. Л. Барандіч // Наукові праці Українського науково-дослідного гідрометеорологічного інституту: Зб. наук. пр. 2007. Вип. 256. С. 121-129.
6. Войцицький А.П., Шубенко В.О., Войцицький М.А. Електроніка і мікросхемотехніка: Навч. посібник / А.П. Войцицький, В.О. Шубенко, М.А. Войцицький. Житомир: ЖНАЕУ, 2014. 212 с.
7. Мачулін В., Литовченко В., Стріха М. Сонячна енергетика: порядок денний для світу й України // Вісник Національної академії наук України. Загальнонауковий та громадсько-політичний журнал. 2011, №5
8. Альтернативні джерела енергії: підручник / А.П. Войцицький, Т.П. Резніченко, М.А. Войцицький [та ін.]; за редакцією Т.П. Резніченко

|           |                  |          |        |      |                   |     |         |  |  |
|-----------|------------------|----------|--------|------|-------------------|-----|---------|--|--|
|           |                  |          |        |      | ДП 14.104.1024 ПЗ |     |         |  |  |
|           |                  |          |        |      |                   |     |         |  |  |
| Змн.З     | Арк.             | № докум. | Підпис | Дата |                   |     |         |  |  |
| Розроб.   | Гомонюк А. В.    |          |        |      | ЖАТФК зр. Е-41    |     |         |  |  |
| Перевір.  | Нездівецька І.В. |          |        |      |                   |     |         |  |  |
| Реценз.   |                  |          |        |      |                   |     |         |  |  |
| Н. Контр. |                  |          |        |      |                   |     |         |  |  |
| Затверд.  | Лаврищев О.О.    |          |        |      |                   |     |         |  |  |
|           |                  |          |        |      | Літ.              | Арк | Архувів |  |  |
|           |                  |          |        |      |                   |     |         |  |  |

Житомир : ЖНАЕУ, 2017. 280 с.

9. Мельничук М. Д. Альтернативна енергетика : навч. посіб. для студентів с.-г. вузів / М. Д. Мельничук, В. О. Дубровін, С. М. Кухарець [та ін.]. К. : «Аграр Медіа Груп», 2012. 612 с.

10. Перспективи розвитку альтернативної енергетики на Поліссі України / В.О. Дубровін, Л.Д. Романчук, С.М. Кухарець та ін.; відп. ред. Скидан О. В. К.: Центр учбової літератури, 2014. 335 с.

11. Трифазний послідовний інвертор

<http://findpatent.com.ua/patent/225/2251202.html>

12. Сонячна енергетика [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://www.npblog.com.ua/index.php/ekologiya/sonjachna-energetika> Загол. з титул екрану. Перевірено: 14.12.2023.

13. Мережеві сонячні електростанції [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://hifidom.com.ua/statti/solarpower/solarpowerstation> Загол. з титул екрану. Перевірено: 14.12.2023.

14. Закон України «Про альтернативні види палива» від 21.05.2009 р. № 1391-VI : за станом на 1 лип. 2016 р. / Верховна Рада України. Офіц. вид. К.: Парлам. вид-во, 2000. № 12. С. 1. (Бібліотека офіційних видань).

15. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 р. № 555-М : за станом на 1 лип. 2016 р. / Верховна Рада України. Офіц. вид. К.: Парлам. вид-во, 2003. № 24. С. 155. (Бібліотека офіційних видань).

16. Ципльонков М. С., Сокіл А.М. Організація і планування електрифікації сільськогосподарського виробництва К.: Вища школа, Головне вид-во, 1980. 248 с.

17. Сафранов Т. А. Екологічні основи природокористування : Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів, 2-ге видання, стереотипне. Львів : " Новий Світ 2000 ", 2004. 248 с.

- 18.Мартиненко И. И., Тищенко Л. П. Курсовое и дипломное проектирование по комплексной электрификации и автоматизации. М.: Колос, 1978. 223.: ил.
- 19.Екологія: основи теорії і практикум. Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів. Львів: Новий Світ – 2000, "Магнолія плюс" , 2003. 296 с.
- 20.Основи охорони праці /під ред. Бедрія Я. І. – 3-тє вид., переробл. і доп. Львів: " Магнолія плюс ", видавець СПД ФО В.М. Піча, 2004. 240 с.
- 21.Яцун М. А. Експлуатація та діагностування електричних машин і трансформаторів - Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2003. 180 с.
- 22.Шарамок І.І., Марченко О.С., Гоцуляк П.М. Довідник по монтажу і налагодженню електрообладнання в сільському господарстві. К.: Урожай, 1987. 232 с.