

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

ПОГОДЖЕНО
Директор ННІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
інженерії енергосистем

проф., д.т.н. _____ **КАПЛУН В.В.**
(підпис)
« _____ » _____ 2025 р.

доц., к.т.н. _____ **АНТИПОВ Є.О.**
(підпис)
« _____ » _____ 2025 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Дослідження впливу точки підключення ВДЕ в мережі середньої напруги на втрати електроенергії при змінному навантаженні»**

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

Гарант освітньої програми

_____ **К.Т.Н., доцент**
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Усенко С.М.
(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

_____ **д.т.н., професор**
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Кривонос В.Є
(ПІБ)

Виконав

_____ (підпис)

Хомяк І.Ю.
(ПІБ)

КИЇВ – 2025

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри інженерії енергосистем

к.т.н., доц.

Антипов Є.О.

(підпис)

« _____ »

2024 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ЗДОБУВАЧУ

Хомяка Ігоря Юрійовича

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Дослідження впливу точки підключення ВДЕ в мережі середньої напруги на втрати електроенергії при змінному навантаженні»

затверджена наказом від 18.11.2024 № 2061”С”

Термін подання завершеної роботи на кафедру 14.11.2025 р.

Вихідні дані до магістерської кваліфікаційної роботи: основні нормативні документи, ПУЕ, план влаштування електрообладнання в приміщенні електрощитової, інструкції з експлуатації основного генеруючого обладнання.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Аналіз існуючої системи електропостачання лікарні.
2. Розробка технічного рішення для проєктування СЕС
3. Виконати розрахунок та порівняльний аналіз втрат існуючої мережі та із впровадженням СЕС.
4. Запровадження сучасної системи моніторингу та управління

Перелік графічного матеріалу: План-схема бідівлі, схема влаштування опорних конструкцій ФЕМ, схема електричних з'єднань.

Дата видачі завдання «19» листопада 2024 р.

**Керівник магістерської
кваліфікаційної роботи**

(підпис)

Кривонос В.Є.

(ПБ)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Хомяк І.Ю.

(ПБ)

РЕФЕРАТ

Хомяк І.Ю. «Дослідження впливу точки підключення ВДЕ в мережі середньої напруги на втрати електроенергії при змінному навантаженні» (магістерська кваліфікаційна робота, Київ, Національний університет біоресурсів і природокористування України, 2025 р.). Пояснювальна записка: 50 сторінок, 9 таблиць, 4 рисунки, 20 використаних джерел.

У магістерській кваліфікаційній роботі досліджено питання оптимізації втрат електроенергії при інтеграції відновлюваних джерел енергії в мережі середньої напруги на прикладі проєкту сонячної електростанції потужністю 30 кВт для КНП «Городищенська міська лікарня №1». Проаналізовано вплив точки підключення ВДЕ на технологічні втрати в розподільних мережах 10 кВ при змінному навантаженні медичного закладу. У **розділі 1** проведено дослідження режиму роботи об'єкта енергопостачання та проаналізовано вплив специфіки медичного закладу на режим роботи сонячної електростанції, визначено вимоги до резервного та автономного електропостачання. У **розділі 2** розроблено електротехнічні рішення проєкту СЕС «Городище-1». Обґрунтовано конфігурацію фотоелектричної станції, здійснено вибір трифазних інверторів. У **розділі 3** виконано дослідження впливу точки підключення ВДЕ на втрати електроенергії. Проведено порівняльний аналіз втрат у базовому режимі (без СЕС) та після інтеграції фотоелектричної станції. У **розділі 4** розроблено систему автоматичного керування та моніторингу СЕС. Запропоновано систему обмеження генерації на базі розумного лічильника. У **розділі 5** розглянуто питання охорони праці при експлуатації СЕС. Виконано розрахунок системи заземлення обладнання. За результатами досліджень зроблено висновки.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНИЙ МОДУЛЬ, ІНВЕРТОР, ВТРАТИ, МЕРЕЖА, СИСТЕМА НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ ОБ'ЄКТА ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ.....	9
1.1. Загальна характеристика об'єкта енергопостачання.....	9
1.2. Вплив специфіки об'єкту (лікарні) на режим роботи СЕС	12
1.3. Вплив ВДЕ на режимні параметри роботи електромережі.....	13
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ СЕС «ГОРОДИЩЕ-1».....	14
2.1. Конфігурація фотоелектричної станції.....	14
2.2. Розрахунок та встановлення фотоелектричних модулів	15
2.3. Вибір інверторів.....	17
2.4. Система накопичення енергії.....	19
2.4.1. Модуль живлення.	19
2.4.2. Акумуляторний модуль LUNA2000-7-E1.....	20
2.5. Мережі постійного струму	22
2.6. Мережі 0,4 кВ генерованих потужностей.....	23
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТОЧКИ ПІДКЛЮЧЕННЯ ВДЕ НА ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПРИКЛАДІ СЕС «ГОРОДИЩЕ-1»...	25
3.1. Розрахунок втрат без встановлення СЕС (існуючий режим).....	25
3.2. Втрати з СЕС (при оптимальному розміщенні на даху).....	26
3.3. Втрати в кабельних лініях та трансформаторі.....	27
РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ТА МОНІТОРИНГУ СЕС «ГОРОДИЩЕ-1».....	29
4.1. Система моніторингу параметрів СЕС та обмеження генерації електроенергії.....	29
4.2. Система обліку електроенергії СЕС «Городище-1».....	31
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	33

5.1. Організація експлуатації.....	33
5.2. Заходи щодо забезпечення безпеки процесів.....	34
5.3. Охорона праці та виробнича санітарія.....	35
5.4. Електробезпека.....	36
5.5. Протипожежний захист.....	37
5.6. Розрахунок заземлення СЕС «Городище-1».....	37
ВИСНОВКИ.....	40
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	41
ДОДАТКИ.....	43

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

СЕС	– сонячна електростанція
ПУЕ	– Правила улаштування електроустановок
ФЕМ	– фотоелектричний модуль
ВДЕ	– відновлювальні джерела енергії
АВР	– автоматичне введення резерву
ГРЩ	– головний розподільний щит
ДБН	– Державні будівельні норми
Ш	– шафа інверторна
ЕМ	– електромережа
ЛЕП	– лінія електропередачі

ВСТУП

У сучасних умовах розвитку енергетики України питання енергозбереження та зниження втрат електроенергії набувають особливого значення. Згідно з Наказом Міненерговугілля України від 21.06.2013 №399, технологічні втрати електроенергії в розподільних мережах 10 кВ становлять значну частку загальних втрат і можуть сягати 3–7% від переданої електроенергії.

В свою чергу відновлювані джерела енергії (ВДЕ) набувають все більшого поширення в розподільних електричних мережах середньої напруги (6–10 кВ). Згідно з Законом України «Про альтернативні джерела енергії», питома вага ВДЕ в енергетичному балансі України повинна досягти 25% до 2030 року.

Практичним прикладом впровадження ВДЕ в комунальних об'єктах є проєкт реконструкції системи електропостачання Городищенської міської лікарні №1 (далі - Городище-1) з встановленням дахової сонячної електростанції потужністю 0,05 МВт та системи накопичування електроенергії. У магістерській роботі проаналізовано вплив місця підключення ВДЕ на втрати електроенергії в мережі.

Метою магістерської кваліфікаційної роботи є дослідження впливу точки підключення відновлюваних джерел енергії в мережі середньої напруги (10 кВ) на технологічні втрати електроенергії при змінному навантаженні на прикладі проєкту Городище-1.

Об'єктом дослідження є розподільна електрична мережа напругою 10 кВ Городищенської міської лікарні №1 з підключеною сонячною електростанцією потужністю 30 кВт та системою накопичування при змінному навантаженні.

Предметом дослідження є дослідження впливу точки підключення ВДЕ в мережі середньої напруги на втрати електроенергії при змінному навантаженні.

Задачі дослідження:

1. Розробити технічне рішення СЕС потужністю 30 кВт з урахуванням вимог І категорії надійності електропостачання;

2. Проаналізувати технологічні втрати електроенергії в елементах мережі 10 кВ;

3. Виконати розрахунок втрат електроенергії в системі СЕС (втрати в інверторах, від гармонік, від зворотніх потоків потужності, від деградації панелей) та визначити загальний ККД системи;

4. Описати залежність втрат від режимних параметрів роботи мережі при змінному навантаженні лікарні;

5. Розробити систему моніторингу та інтелектуального управління для оптимізації режимів роботи СЕС.

6. Обґрунтувати відповідність проєкту вимогам безпеки та охорони праці відповідно до нормативних документів України.

РОЗДІЛ 1

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ ОБ'ЄКТА ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

1.1. Загальна характеристика об'єкта енергопостачання

З метою забезпечення надійного та економічного енергопостачання лікувально-профілактичного закладу «Городищенська міська лікарня №1» м. Городище, Черкаської області передбачено реконструкцію існуючої системи електропостачання шляхом встановлення дахової сонячної електростанції з накопичувачами електроенергії. СЕС передбачає перетворення сонячного випромінювання в електроенергію і складається з масиву фотоелектричних модулів, інвертора (для отримання змінного струму), кабельних ліній постійного і змінного струму.

Ділянка будівництва сонячної електростанції розташована на території вулиця Шевченка, 102, м. Городище, на території діючого підприємства - лікарні (рис.1.1.).

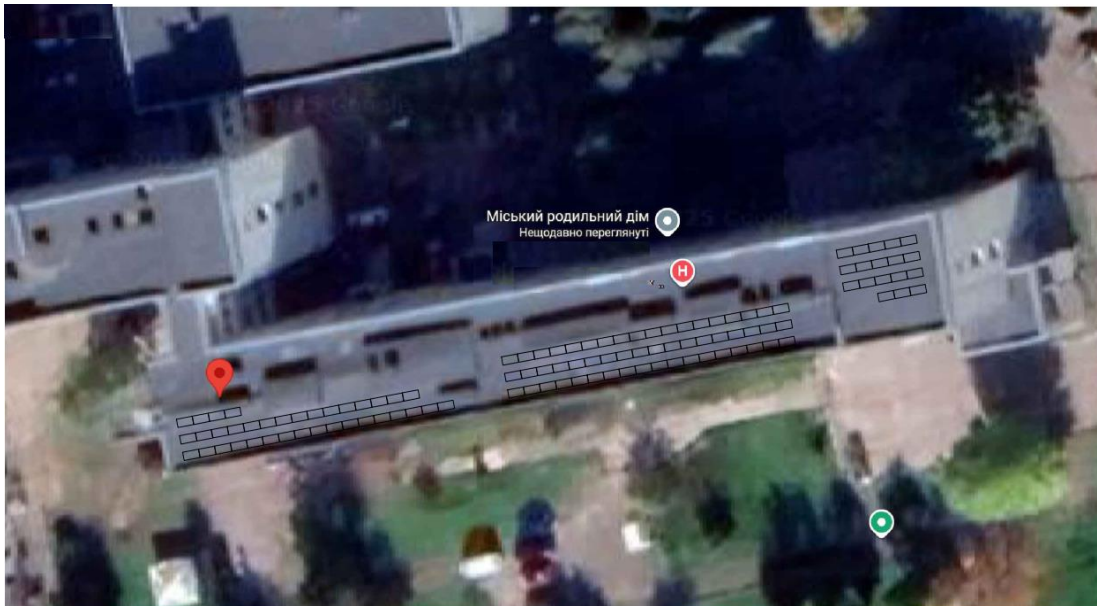


Рис. 1.1. Розміщення фотоелектричних модулів на даху лікарні.

Відповідно до завдання на проектування передбачувана генерована потужність складає 30 кВт (змінного струму).

Згідно із завданням передбачається:

- влаштування рядів панелей на покрівлі існуючої будівлі (рис.1.1);
- влаштування мережі постійного струму від ФЕМ до інверторів;
- влаштування мережі змінного струму від інвертора до точки приєднання;

- влаштування системи моніторингу (обмеження генерації) проектованої сонячної електростанції.

- використання інвертора виробника HUAWEI, марки SUN2000-10K-MAP0 3шт;

- використання фотоелектричних модулів виробник Znshine Solar, ZXМ7-SН120-450W, потужністю 450Вт/шт. Загальна кількість ФЕМ — 108 шт.

Точка під'єднання проектованого електрообладнання (мережі змінного струму інверторів) передбачена в існ. ввідному щиті ГРЩ будівлі.

Однолінійну схему електропостачання проектуємої СЕС наведено на рис. 1.2.

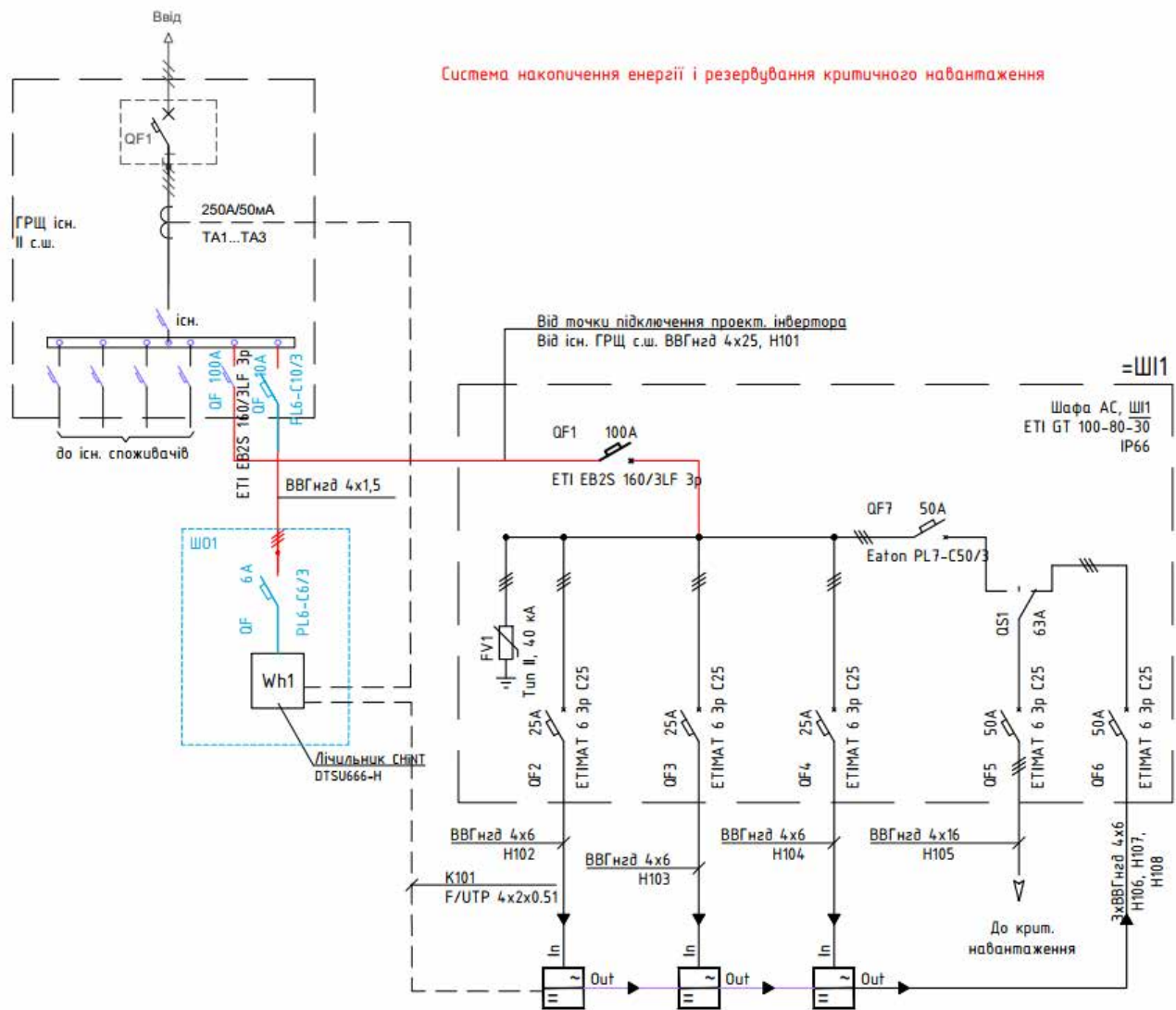


Рис. 1.2. Схема електричних з'єднань СЕС «Городище-1».

Основні показники об'єкта електропостачання

Параметр	Значення
Розрахункова потужність СЕС по змінному струму (потужність по інверторах), АС	30 кВт
Встановлена потужність СЕС по постійному струму (потужність по фотоелектричних модулях), DC	48,60 кВт
Відношення DC/АС	1,620
Кількість інверторів	3 шт
Кількість фотоелектричних модулів	108 шт
Потужність одного інвертора	500 кВт
Конфігурація інверторів	трифазна схема подачі в мережу 10 кВ
Система накопичення енергії	Huawei LUNA2000 (ємність за проектом)
Розташування	дах медичної установи
Тип місцезнаходження	міське забудоване середовище
Загальна площа фотоелектричних модулів	232,7 м ²

Характеристика кліматичної зони:

- максимальна температура повітря – плюс 40 °С;
- мінімальна температура повітря – мінус 28 °С;
- середня температура повітря – плюс 11 °С;
- район за характеристичним значенням ожеледі – 5;
- район за характеристичним значенням вітрового тиску – 3;
- район за середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів – 2;
- район за характеристичним значенням вітрового тиску під час ожеледі – 5;
- середньорічна тривалість грозового періоду – 60-80 год./рік;
- сейсмічність – 5 балів (ДБН В. 1.1-12:2006 «Будівництво у сейсмічних районах України»).

1.2. Вплив специфіки об'єкту (лікарні) на режим роботи СЕС

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), п. 1.2.17-1.2.18, а також ДБН В.2.2-10 «Заклади охорони здоров'я» та ДБН В.2.5-23 «Проектування електрообладнання житлових і громадських будівель», лікарні належать до об'єктів критичної інфраструктури з найвищою — I категорією надійності електропостачання. Тому, Городищенська міська лікарня № 1 - це об'єкт критичної інфраструктури, що вимагає безперервного електропостачання та надійного електропостачання.

Вимоги до об'єкту, згідно ПУЕ, ставляться наступні:

1. Основне електропостачання:

- Два незалежних фідери 10 кВ від різних ТП
- Автоматичне введення резерву (АВР) з часом спрацювання < 1 сек

2. Резервне електропостачання (у нашому випадку проєкт СЕС «Городище-1»):

- СЕС на даху лікарні — як локальне джерело генерації;
- Система накопичення LUNA2000 (1–2 МВт·год) - для миттєвого підхоплення

навантаження;

- Дизель-генератори - для тривалої автономної роботи (резервне джерело)

3. Третє джерело (особлива група):

- ДБЖ для операційних, реанімацій, ШВЛ - час автономної роботи 30–60 хв.
- Акумуляторні батареї для критичного обладнання

Переваги інтеграції СЕС для I категорії надійності:

1. Підвищення рівня надійності

- СЕС + батарея = додаткове третє джерело живлення
- Зниження залежності від централізованої мережі на 50%

2. Екологічна відповідальність:

- Зменшення викидів CO₂
- Відповідність «Зеленим» стандартам охорони здоров'я

3. Автономність у надзвичайних ситуаціях:

- При відключенні обох фідерів 10 кВ - СЕС + батарея забезпечують критичне навантаження (операційні, реанімації, ШВЛ).

- Можливість роботи в острівному режимі до 8-12 годин.

1.3. Вплив ВДЕ на режимні параметри роботи електромережі

Вплив ВДЕ на режими роботи ЕМ встановлено, що через суттєву різницю генерування та сумарного навантаження електричних мереж 110(35) кВ вплив ВДЕ на їх режими практично співмірний з нормативною похибкою вимірювань. ВДЕ з встановленою потужністю до 500 кВт практично не впливають на режими роботи таких ЕМ і не призводять до зміни втрат потужності в них. Для електричних мереж 10 кВ через більшу чутливість режиму до зміни потужності генерування ВДЕ, особливо приєднаних в електрично віддалених вузлах, діапазон потужностей генерування станцій, що супроводжується гарантованим позитивним впливом на рівень втрат та відхилення напруги, обмежується значеннями 100–200 кВт залежно від режиму ЕМ. Недослідженість зазначених питань проявляється у необґрунтовано завищених нормативах втрат електроенергії, що мають відшкодовуватися власниками ВДЕ у рамках договорів на постачання електроенергії на енергоринок або третім особам.

Розглянемо основні варіанти впливу ВДЕ на параметри роботи мережі:

1. Вплив на якість електричної енергії, а саме:

- збільшення дози флікера, що може відбуватися при введенні або виведенні з роботи потужних джерел розосередженого генерування в розподільчих електричних мережах, раптовій зміні вихідної потужності джерел розосередженого генерування, взаємодії між джерелами розосередженого генерування і регулюючими пристроями.

- генерація в електричну мережу гармоніки високих порядків, що характерно для фотогальванічних елементів, вітроустановок, тощо.

- ВДЕ впливають на провали напруги, що здебільшого пов'язано із типом генератора.

- наявність у споживачів потужних нелінійних, несиметричних навантажень із різко змінним режимом роботи.

2. Вплив на відхилення напруги в вузлах ЕМ. В основному можна виділити два різновиди впливу:

- вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЕМ, тобто величина зміни напруги залежить від місць встановлення джерел ВДЕ, їхньої потужності та $\cos\phi$ (генерація або споживання).

- вплив ВДЕ на коливання напруги в ЕМ. Після приєднання до розподільної ЕМ ВДЕ, вони будуть впливати на коливання рівнів напруги у вузлах, збільшуючи або зменшуючи їх. У випадку, коли ВДЕ працюють узгоджено з місцевим навантаженням, тобто, їхня потужність збільшується (зменшується) при збільшенні(зменшенні) навантаження у вузлах, вони будуть демпфірувати коливання напруги. Але, коли ВДЕ працюють неузгоджено з місцевим навантаженням, оскільки потужність ВДЕ залежить від первинних ресурсів і вихідні характеристики яких складно контролювати (такі як швидкість вітру, інтенсивності випромінювання сонячного світла тощо), то у такій ситуації ВДЕ можуть значно збільшити коливання напруги в ЕМ. Крім того, деяким джерелам ВДЕ (наприклад ВЕС, ФЕС) притаманне сильне коливання вихідної потужності, що суттєво впливає на коливання рівнів напруги у вузлах ЕМ, ефект тим сильніший, чим більша встановлена потужність ВДЕ.

3. Вплив на втрати електричної енергії в ЕМ. Встановлення джерел живлення ВДЕ в розподільній ЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямок потоків потужності. При цьому слід виділити три ситуації щодо вузлового навантаження:

- Власне навантаження кожного вузла в ЕМ більше або дорівнює вихідній потужності ВДЕ, підключених до цього вузла. У такому випадку встановлені ВДЕ в ЕМ будуть впливати на зменшення втрат потужності в розподільній ЕМ.

- В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність ВДЕ даної ЕМ у цілому менша, ніж її сумарне навантаження. У такому випадку ВДЕ можуть перманентно збільшувати втрати потужності у деяких лініях електропередачі розподільної ЕМ, але, в цілому, сумарні втрати потужності в ЕМ знижуються.

- В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша, ніж власне навантаження цього вузла і сумарна потужність ВДЕ даної ЕМ в цілому більша, ніж її сумарне навантаження. У даному випадку сумарні втрати потужності всієї розподільної ЕМ будуть більше, ніж до встановлення ВДЕ.

Таким чином, встановлення ВДЕ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в ЕМ, що в основному залежить від місць розташування, потужності, рівня впровадження ВДЕ в ЕМ, їхнього $\cos\phi$, а також від топології ЕМ тощо.

4. Вплив на релейний захист та автоматику. Оскільки традиційні розподільчі ЕМ - це мережі радіального типу, то перетік потужності є однонаправленим від головної ділянки до кінцевих споживачів, і в більшості аварійних випадків використовується миттєвий струмовий захист. Як правило, релейний захист розподільних ЕМ проектується з встановленням реле максимального струму та обладнання автоматичного повторного ввімкнення на головному фідері живильних підстанцій і плавких запобіжників у гілках ЕМ. Для забезпечення захисту розподільних ЕМ на практиці виконується відключення ЛЕП, де виникла аварія, ізолювання пошкодженого елемента (ділянки ЛЕП) та повторне ввімкнення лінії. Але вказаний підхід до РЗ розподільних ЕМ не розрахований на існування додаткових джерел потужності, таких як ВДЕ, у зв'язку з чим виникає низка проблем. По-перше, це проблема, пов'язана із використанням досить поширених у розподільних ЕМ пристроїв АПВ разом із джерелами ВДЕ. У випадку, коли захист ВДЕ не спрацював під час безструмової паузи АПВ, таке джерело залишається підключеним до ЕМ і буде намагатися підтримувати напругу у мережі, отже пошкодження не буде самоліквідовано, що призведе до значної перерви у електропостачанні. Ще однією причиною відключення джерел РГ від мережі під час безструмової паузи АПВ є підтримка безпечної експлуатації самої установки ВДЕ. Якщо джерело залишається приєднаним до мережі, швидкість обертання його генератора може змінитися (для ВДЕ обертового типу) через дисбаланс потужностей.

Методи та засоби оптимального інтегрування ВДЕ в ЕМ. У випадку коли з'являється велика кількість додаткових взаємозв'язків, що характерно для РГ, це серйозно впливає на проектування та експлуатацію розподільних ЕМ, а також на надійність і безпеку системи в цілому. По-перше, поява ВДЕ в розподільних ЕМ вносить значно більше невизначеності в прогнозування навантажень, планування та експлуатацію ЕМ. Крім того, ВДЕ при «правильному» розміщенні знижують втрати електроенергії в ЕМ і це може в певній мірі відстрочити або зменшити обсяги необхідних інвестицій у модернізацію та розвиток розподільних ЕМ. Але, якщо місця

встановлення і потужність джерел ВДЕ визначені не оптимально, це неминуче призведе до збільшення втрат електричної енергії, недопустимих відхилень напруги в певних вузлах мережі, а також може змінити значення, тривалість та напрямки струмів КЗ. Таким чином, для того, щоб прийняти оптимальне рішення щодо планування розвитку розподільних ЕМ, необхідно зробити точну оцінку впливу ВДЕ на розподільну мережу, тобто повинні бути розроблені відповідні програмні та технічні засоби, які здатні точно оцінити вплив на мережу, визначити оптимальні місця розташування і потужність джерел ВДЕ, роблячи впровадження ВДЕ у розподільних ЕМ безпечним та ефективним. З метою забезпечення необхідного рівня безпеки ЕМ та необхідної якості електричної енергії впровадження ВДЕ повинно мати можливість гнучкого керування, необхідно встановлювати додаткове обладнання для контролю та регулювання джерел ВДЕ, які будуть інтегровані в існуючу розподільну ЕМ. Це пов'язано з необхідністю модернізації існуючих автоматизованих систем розподілу та обліку електричної енергії.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ СЕС «ГОРОДИЩЕ-1»

2.1. Конфігурація фотоелектричної станції

Даною магістерською роботою передбачено проектування сонячної електростанції (СЕС) сумарною інверторною (АС) потужністю 30 кВт. Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях на покрівлі будівлі встановлюються масиви фотоелектричних модулів (ФЕМ) виробника Znshine Solar моделі ZXМ7-SH120-450W з максимальною потужністю 450 Вт (пік). ФЕМ послідовно з'єднуються власними кабелями постійного струму в стрінги по 18 фотоелектричних модулів. Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів перерізом 6 мм² передається до інверторів (для перетворення постійного струму в змінний) типу SUN2000-10K-MAP0.

Від інверторів генерована потужність кабельною лінією передається до точки приєднання проєктованої СЕС, а саме - у ввідному існуючому щиті ГРЩ-0,4кВ.

Для накопичення енергії та забезпечення резервного живлення використовується система накопичення енергії у складі: модуль живлення Huawei LUNA2000-10KW-C1 Power Module у кількості - 3 шт., акумуляторний модуль LUNA2000-7-E1 - 9 шт.

Влаштування масивів сонячних панелей на покрівлі передбачається на підготовлених конструкціях. Панелі об'єднуються в "стрінги" комплектними перемичками. Один стрінг складається з 18 панелей. Стрінги підключаються до інвертора. Інвертор має 1 MPPT-трекер з 2-ома підключеннями стрінгів на кожен MPPT (рис.2.1).

Основні експлуатаційні та розрахункові параметри, які характеризують навантаження на інвертор на стороні змінного струму (АС) для одного споживача з напругою 0,38 кВ представлені у табл. 2.1. Для всіх застосованих у системі інверторів параметри аналогічні.

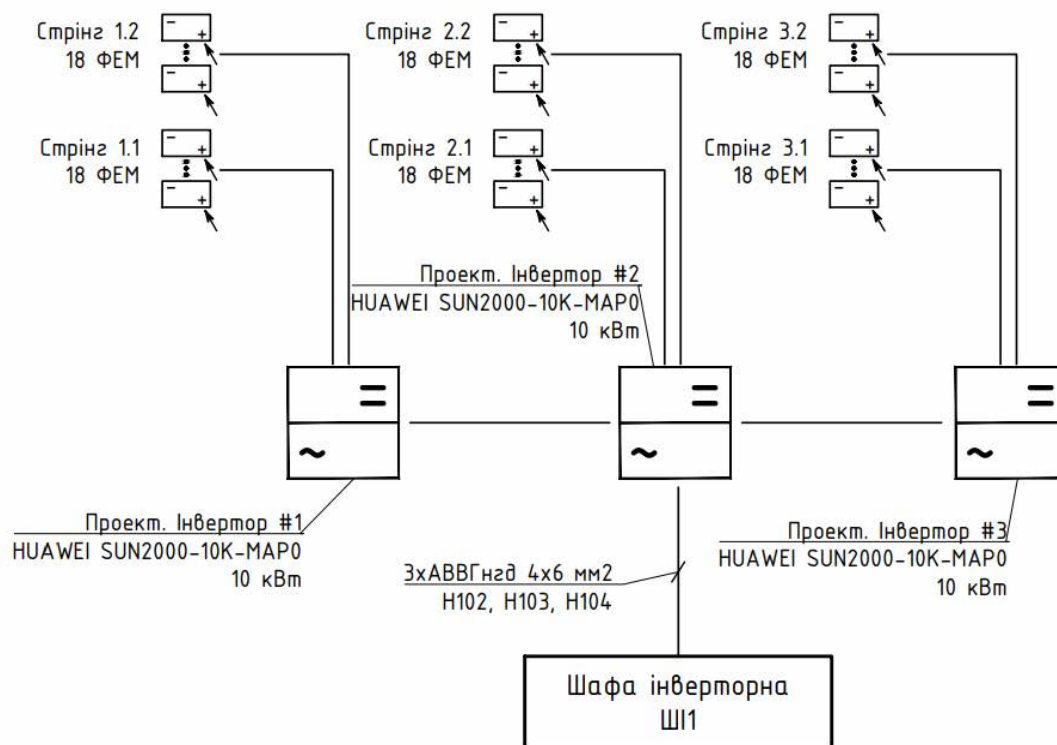


Рис. 2.1. Однолінійна схема системи електропостачання в частині DC.

Таблиця 2.1

Параметри навантаження та експлуатації інвертора

Параметр	Умовне позначення	Значення
Номінальна максимальна потужність крит. навантаження споживача	$P_{\text{ном}}$	10 кВт
Коефіцієнт потужності крит. навантаження споживача	$\cos \phi_i$	0,92
Розрахунковий струм крит. навантаження споживача	I_p	16,51 А
Максимальний струм заряду акумуляторного кластеру, приведений до сторони АС	$I_{\text{акб(АС)}}$	7,2 А
Загальний максимальний розрахунковий струм на ввіді в інвертор	$I_{p,\text{макс}}$	23,71 А
Напруга приєднання	U	0,38 кВ

2.2. Розрахунок та встановлення фотоелектричних модулів

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ виробника Znshine Solar, ZXM7-SH120-450W, потужністю 450 Вт.

До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабелі з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Основні технічні характеристики ФЕМ наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Основні технічні характеристики ФЕМ ZXM7-SH120-450W, 450W

Параметр	Величина	
	STC	NMOT
<u>Електричні параметри</u>		
Максимальна потужність, Вт	450	400
Напруга максимальної потужності, В	34.5	39.8
Струм максимальної потужності, А	10.48	15.34
Ефективність модуля STC, %	20.9	
Максимальна напруга збірки, В	1500	
<u>Температурні характеристики</u>		
Температурний коефіцієнт для потужності, %/К	-0.29	
Температурний коефіцієнт для напруги холостого ходу, %/К	-0.25	
Температурний коефіцієнт для струму короткого замикання, %/К	0.045	
<u>Механічні параметри</u>		
Діапазон робочих температур, °С	-40...+85	
Габаритні розміри, мм	1903 × 1134 × 30	
Маса, кг	23	

Панелі розташовуються на спеціальних монтажних системах (рейках) з урахуванням оптимального кута нахилу для даного регіону (приблизно 40–45° для широти м. Городище). Кріплення панелей здійснено на металевих рамах до залізобетонних конструкцій даху.

Розрахунок кількості панелей.

При номінальній потужності одного інвертора 500 кВт та ефективності панелей 21% необхідна площа сонячних панелей становить:

$$S_{\text{панелей}} = \frac{5000 \text{ кВт}}{0.21 \times 1 \text{ кВт/м}^2 \times \text{площа}} \approx 24000 \text{ м}^2$$

2.1

При площі панелі ~ 2.25 м² необхідна кількість панелей:

$$N_{\text{панелей}} = \frac{24000}{2.25} \approx 10667 \text{ панелей}$$

2.2

2.3. Вибір інверторів

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку перетворювачів постійного струму в змінний (інверторів) типу SUN2000-10K-MAP0, виробництва «HUAWEI». На інвертор підключаються стрінги з 18 шт. фотоелектричних модулів кожний. Основні технічні характеристики інвертору наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Основні технічні характеристики інвертору HUAWEI SUN2000-10K

Параметр	Значення
Ефективність, %	98,7
Вхідні параметри	
Максимальна напруга, В	1000/1100
іапазон робочої напруги MPPT контролера, В	200-1000
Кількість входів постійного струму на один MPPT контролер	1
Кількість MPPT контролерів	2
Вихідні параметри	
Номінальна активна потужність, Вт	10 000
Номінальна напруга, В	220/380V, 230/400V 0.85Un-1.1Un
Номінальний струм, А	16,7 А
Частота мережі, Гц	50/60
Механічні параметри	
Габаритні розміри, Д x Ш x В, мм	490×460×130
Маса, кг	21
Рівень захисту по ГОСТ 14254-2015	IP65

Особливості моделі SUN2000:

- багатоступеневий дизайн з можливістю розташування в каскаді;
- активний фільтр гармонік для зменшення спотворень;
- вбудована система моніторингу з передачею даних через RS485, Ethernet, 4G;
- функція регулювання реактивної потужності для підтримки напруги в мережі;
- функція обмеження потужності при перевантаженні мережі;

- захист від антиостровної роботи для запобігання несинхронізованій генерації.

Проведемо розрахунок температурної корекції параметрів сонячних панелей для проектування СЕС.

Дані розрахунки нам необхідні для:

- вибору інвертора — визначення максимальної напруги постійного струму;
- проектування стрінгів — кількість кількості з'єднаних панелей;
- вибору кабелів та захисту — розрахунок максимальних струмів;
- забезпечення безпеки — запобігання перенапруження при низьких

температурах.

1. Напруга відкритого кола (U_{oc}) при T_{min} :

$$U_{oc}(T_{min})=U_{oc}(STC)\times(1+\alpha_{U_{oc}}\times(T_{min}-25)) \quad 2.3$$

$$U_{oc}(T_{min})=45,2\times(1-0,0029\times(-10-25))=45,2\times(1+0,1015)=45,2\times 1,1015=49,8 \text{ В}$$

2. Напруга відкритого кола (U_{oc}) при STC:

$$U_{oc}(STC)=U_{mp}\times 1,2=38,5\times 1,2=46,2 \text{ В} \quad 2.4$$

3. Напруга при максимальному потоці (U_{mp}) при NMOT:

$$U_{mp}(NMOT)=U_{mp}\times(1+\alpha_{U_{mp}}\times(T_{max}-25)) \quad 2.5$$

$$U_{mp}(NMOT)=38,5\times(1-0,0029\times(60-25))=38,5\times(1-0,1015)=38,5\times 0,8985=34,6 \text{ В}$$

4. Струм короткого замикання (I_{sc}) при T_{max} :

$$I_{sc}(T_{max})=I_{sc}(STC)\times(1+\alpha_{I_{sc}}\times(T_{max}-25)) \quad 2.6$$

$$I_{sc}(T_{max})=12,6\times(1+0,0005\times(60-25))=12,6\times(1+0,0175)=12,6\times 1,0175=12,8 \text{ А}$$

5. Струм короткого замикання з коефіцієнтом безпеки:

$$I_{scorr}=I_{sc}(T_{max})\times 1,25=12,8\times 1,25=16,0 \text{ А} \quad 2.7$$

6. Напруга відкритого кола на стрінг при T_{min} :

$$U_{oc\text{стрінг}}(T_{min})=U_{oc}(T_{min})\times\text{Кількість панелей в стрінгу}=49,8\times 18=896,4 \text{ В}$$

7. Напруга при максимальному потоці на стрінг при NMOT:

$$U_{mp\text{стрінг}}(NMOT)=U_{mp}(NMOT)\times\text{Кількість панелей в стрінгу}=34,6\times 18=622,8$$

Перевірка відповідності інвертора HUAWEI SUN2000-10K-MAP0

- Максимальна вхідна напруга: 1100 В
- Максимальний струм короткого замикання на MPPT: 22 А

Перевірка напруги:

Uосстрінг(Tmin)=896,4 В(менше за максимальну вхідну напругу інвертора)

Перевірка струму:

Iscorr=16,0 А(менше за максимальний струм короткого замикання на MPPT інвертора)

Кожен інвертор розраховується на живлення від групи сонячних панелей (стрінгів) з попередньою конвертацією постійної напруги (DC) на змінну (AC), з подальшим синхронізуванням з мережею 10 кВ через трансформатор.

2.4. Система накопичення енергії

Для накопичення енергії та забезпечення резервного живлення використовується система накопичення енергії у складі:

- Модуль живлення LUNA2000-10KW-C1 у кількості 3 шт.,
- Акумуляторний модуль LUNA2000-7-E1 у кількості 9 шт.

2.4.1. Модуль живлення.

Основна функція модуля живлення - управління/живлення (Energy Storage Control Unit) для систем LUNA2000-7/14/21-S1. Він необхідний для роботи будь-якого з акумуляторних модулів LUNA2000-7-E1. Забезпечує розширюваність: дозволяє підключення від 1 до 3 акумуляторних модулів, утворюючи конфігурацію 7–21 кВт·год енергії з максимальною потужністю 10,5 кВт. Можливі паралельні з'єднання до 2–4 систем для досягнення значної місткості (наприклад, 41,4 кВт·год при двох баштах).

Технічні характеристики Huawei LUNA2000-10KW-C1:

- Потужність зарядки/розрядки: до 10,5 кВт (при 3 батареях по 6,9 кВт·год).
- Напруга роботи: однофазна: 350–560 В; трифазна: 600–980 В.
- Комунікації: LED-індикатор стану (SOC); інтерфейси RS485; CAN.
- Габарити і вага: розміри: 590 × 255 × 150 мм (Ш×Г×В); вага блоку: ~10 кг.
- Захист: клас захисту: IP66 (або IP65 згідно окремих джерел) - можлива установка як у приміщенні, так і на вулиці.
- Охолодження: природна конвекція - без вентиляторів.

- Температурний діапазон: -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$ - підтримка роботи в різних кліматичних умовах.

Особливості та переваги:

- Модульна архітектура (Module+): дозволяє легко розширювати систему без необхідності додаткового калібрування стану зарядженості (SOC), що значно спрощує монтаж і обслуговування.

- Підвищена безпека: використовуються безпечні літійово-залізофосфатні (LiFePO_4) акумулятори, сертифіковані за VDE 2510-50.

- Легка інсталяція: можливе настінне або підлогове встановлення, корпус глибиною лише 150 мм.

- Швидке введення в експлуатацію: конфігурується через додаток FusionSolar, а управління доступне через портал.

- Розумне енергоменеджмент: оптимізує продуктивність батареї, забезпечує інтеграцію з платформою Huawei для контролю й аналітики.

Таблиця 2.4

Параметри системи Huawei LUNA2000 (за проектом Городище-1)

Параметр	Значення
Тип батареї	LiFePO_4 (літій-залізо-фосфатні)
Номинальна ємність	За проектом (орієнтовно 1–2 МВт·год)
Номинальна напруга	400 В (постійна)
Максимальна потужність заряду/розряду	Відповідно до типу (100–200 кВт)
ККД цикл заряду/розряду	94–96%
Кількість циклів	>6000 циклів при 80% DOD (Depth of Discharge)
Період експлуатації	10–15 років
Система охолодження	Активна рідинна охолодна система
Система керування (BMS)	Інтегрована система управління батареєю з контролем напруги, температури, струму

2.4.2. Акумуляторний модуль LUNA2000-7-E1.

Загальні характеристики:

Тип: акумуляторний модуль для системи Huawei LUNA2000-S1 (резервної

енергозберігаючої системи).

Хімія: літій-залізо-фосфат (LiFePO₄), що забезпечує безпеку та довговічність.

Корпус: IP66 — повний захист від пилу й дощу, придатний для монтажу як у приміщенні, так і на вулиці.

Технічні параметри:

- Ємність: 6,9 кВт·год (корисна енергія така ж, DoD = 100 %).
- Розширення: до 3 модулів - до 20,7 кВт·год на одну систему; паралельне з'єднання до 4 систем - до 82,8 кВт·год.
- Потужність заряду/розряду: кожен модуль - до 3,5 кВт; система (з 3 модулями) – до 10,5 кВт.
- Напруга: для однофазних систем: 350–560 В; для трифазних: 600–980 В.
- Розміри: 590×255×360 мм (Ш×Г×В); вага: близько 68 кг.
- Температурний діапазон: від –20 °С до +55 °С - підходить для різних кліматичних умов.
- Комунікації: RS-485, CAN - для інтеграції з інверторами та системою управління.
- Охолодження: пасивне (без вентиляторів) - тихо (<29 дБ) й надійно.
- Ресурс: понад 6000 циклів АСВ-20/06-ЕТР.

Особливості і переваги:

1. Модульна архітектура Module+: автоматичне масштабування, plug-and-play, без завантаження SOC – зручно і швидко в установці.
2. Інтегрований оптимізатор: підвищує корисну ємність на >40 %, продовжує термін служби.
3. П'ятиступенева система безпеки: включає захист від перегріву, перенапруги, короткого замикання і механічних пошкоджень.
4. Проста інсталяція: без кабелів між модулями, швидке розгортання через застосунок FusionSolar або SmartPV.
5. Сумісність: працює з ширшим набором інверторів Huawei SUN2000 (однофазні: KTL-L1, LC0; трифазні: KTL-M1, MB0).

Переваги LiFePO₄:

- Висока безпека: стабільна хімічна структура, не схильна до теплового розбігу
- Тривала експлуатація: виявляє хорошу циклічну стійкість
- Низька деградація: втрата ємності <1% на рік
- Екологічність: не містить важких металів

Функціональне призначення СНЕ:

- Максимізація власного споживання енергії, виробленої СЕС
- Компенсація піків навантаження лікарні в позадахові години
- Запобігання зворотнім потокам потужності у мережу
- Резервне електропостачання при аварійних відключеннях мережі

Витрати енергії на накопичення:

$$W_{loss} = E_{nom} \times (1 - \eta_{cycle})^2 = E_{nom} \times (1 - 0.95^2) = E_{nom} \times 0.0975 \approx 9.75\%$$

Втрати при одному циклі заряду/розряду:

де E_{nom} - номінальна ємність накопичувача.

За місяць:

Якщо система накопичення енергії здійснює 20 циклів заряду/розряду на місяць (2–3 цикли на добу в середньому):

$$W_{loss,month} = 20 \times 0.0975 \times E_{nom} = 1.95 \times E_{nom} \approx 2\% \text{ від запасу енергії}$$

2.5. Мережі постійного струму

Для підключення збірок від фотоелектричних модулів (ФЕМ) до інвертору передбачено одножильний кабель постійного струму напругою до 1,5 кВ (PV кабель), з мідною жилою, з подвійною ізоляцією стійкою до ультрафіолетового випромінювання марки PV, і який відповідає вимогам стандарту EN 50618. Проектом передбачається переріз жили 1x6 мм². Для захисту від імпульсних наведень по PV входам використовуються інтегровані в інвертори системи захисту.

Прокладку мереж постійного струму від ФЕМ до інвертору передбачено відкрито по покрівлі під фотоелектричними модулями та в кабельних лотках. Вибір перерізу кабелю постійного струму для кабельних ліній від стрінгів до інвертору перевірено також за показником втрат напруги. Для найдовшої кабельної

лінії постійного струму падіння напруги не перевищує 3%, що є прийнятним значенням.

Результати розрахунку мереж постійного струму для системи СЕС «Городище-1» зведені у табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Втрати напруги в мережі постійного струму

Позначення стрінга	Макс. потужність стрінга, P _{str} , Вт	Напруга стрінга під навантаженням, U _n , В	Струм стрінга, I, А	Довжина стрінга, м	Переіз кабеля стрінга, мм ²	Питомий опір міді, (ом × мм ²)/м	Падіння напруги стрінга ΔU, В	Повна довжина лінії (+/-) від стрінга до інвертора, м	Переіз кабеля від стрінга до інвертора,	Опір кабельної лінії, Ом × м	Падіння напруги від стрінга до інвертора ΔU, В	Сумарне падіння напруги, ΔU, В	Сумарне падіння напруги, ΔU, %
Стрінг №1.1	8100	750	10,8	60	6	0,0175	2,9	125	6	0,00583	3,62	7,4	0,99
Стрінг №1.2	8100	750	10,8	75	6	0,0175	2,9	145	6	0,00583	4,56	9,29	1,24
Стрінг №2.1	8100	750	10,8	90	6	0,0175	2,9	170	6	0,00583	5,36	11,03	1,47
Стрінг №2.2	8100	750	10,8	103	6	0,0175	2,9	194	6	0,00583	5,97	12,43	1,66
Стрінг №3.1	8100	750	10,8	60	6	0,0175	2,9	125	6	0,00583	6,96	14,21	1,89
Стрінг №3.2	8100	750	10,8	55	6	0,0175	2,9	125	6	0,00583	7,64	15,31	2,04

2.6. Мережі 0,4 кВ генерованих потужностей

Проектом передбачено влаштування в Інвертора №1, Інвертора №2, Інвертора №3 та шафи інверторної ШІ1.

В шафі ШІ1 передбачено установити автоматичні вимикачі на лініях від ГРЩ.

Також передбачено встановлення ОПН ЕТІТЕС С Т2 275/20 3+1 (тип II, максимальний струм розряду 40кА), в шафі інверторній.

При виборі апаратів захисту та перетинів кабельних ліній враховано, окрім максимального навантаження споживача 30 кВт, також струм заряду акумуляторного кластеру, приведений до сторони АС.

Втрати напруги по мережах змінного струму можуть бути визначені за наступним виразом:

$$\Delta U = k \cdot I_{inv.max} \cdot n(L/r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi), \quad (4.7)$$

де: k – коефіцієнт, що дорівнює $\sqrt{3}$ для трифазних схем, і 2 – для однофазних схем; $I_{inv.max}$ – максимальний струм інвертора, А; L – довжина лінії, км; n – кількість

паралельних жил (кабелів) на фазу, m ; r – активний опір кабелю; x – реактивний опір кабелю; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності; $\sin \varphi = (1 - \cos^2 \varphi)^{0.5}$.

Таблиця 2.6

Втрати напруги в лініях від інверторів до ШІІ

Лінія	Кабель (провід)	Переріз	Кількість паралельних кабелів на фазу	Довжина, м	Питомий опір кабелю		Лінійна напруга $U_{л,В}$	Коефіцієнт потужності, $\cos \varphi$	Коефіцієнт потужності, $\sin \varphi$	Розрах. струм $I, А$	Абсолютне падіння напруги $\Delta U, В$	Відносне падіння напруги, $\Delta U\%, \%$
					Актив. $r, Ом/км$	Реакт. $x, Ом/км$						
1	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
H102	ВВГнгд	4x6	1	2	2,92	0,022	400	0,9	0,43	12,97	0,07	0,019
H103	ВВГнгд	4x6	1	2	2,92	0,022	400	0,9	0,43	12,97	0,04	0,012
H104	ВВГнгд	4x6	1	2	2,92	0,022	400	0,9	0,43	12,97	0,04	0,012

Перевірка обранного кабелю.

Струм короткого замикання в кінці лінії дорівнює:

$$I_{кз} = S \cdot k = 10 \cdot 115 = 1150A \quad (4.8)$$

Значно вище будь-якого КЗ від інвертора → термічно безпечно.

Перевірка «кабель ↔ автомат»

Розрахунковий струм: 12,97А

Автомат: 25 А, тип С

Струм менше номіналу автомата → спрацювання при перевантаженні або КЗ → селективність забезпечена.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТОЧКИ ПІДКЛЮЧЕННЯ ВДЕ НА ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПРИКЛАДІ СЕС «ГОРОДИЩЕ-1»

Основні рекомендації щодо підключення ВДЕ в мережу:

1. Підключення ВДЕ слід здійснювати як найближче до місця максимального споживання енергії для мінімізації втрат в кабельних лініях та заборони зворотних потоків.
2. Обов'язково передбачити систему накопичення енергії потужністю не менше 20–30% від встановленої потужності ВДЕ.
3. Впровадити комплексну систему моніторингу та контролю для оптимізації режимів роботи та прогнозування втрат.
4. Забезпечити захист від гармонік за допомогою багатоступневих інверторів з ККД не менше 97%.
5. Синхронізувати роботу ВДЕ з профілем навантаження об'єкту для максимізації власного споживання енергії.

3.1. Розрахунок втрат без встановлення СЕС (існуючий режим)

Навантаження лікарні:

- Середньодобові: 650 кВт
- Робочий час: 24 години (постійне обслуговування)

Втрати в кабельних лініях 10 кВ від підстанції до лікарні:

Відстань: ~2 км, кабель 3×95 мм² (мідний)

$$R_{cable} = \frac{0.00318 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м} \times 2000 \text{ м}}{95 \text{ мм}^2} = 0.067 \text{ Ом}$$

Струм при 650 кВ:

$$I = \frac{650 \text{ кВт}}{\sqrt{3} \times 10 \text{ кВ} \times 0.95} \approx 39.5 \text{ А}$$

де: коефіцієнт 0,95 - враховує коефіцієнт потужності.

Втрати потужності:

$$\Delta P = 3 \times I^2 \times R = 3 \times 39.5^2 \times 0.067 \approx 0.33 \text{ кВт}$$

Втрати за рік (базовий режим):

$$W_{losses,base} = 0.33 \text{ кВт} \times 8760 \text{ год} = 2891 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

3.2. Втрати з СЕС (при оптимальному розміщенні на даху)

1. Втрати на деградацію панелей та PID-ефект:

При експлуатації протягом року деградація панелей складає 0,5–1%:

$$\Delta E_{degradation} = 5000 \text{ кВт} \times 1200 \text{ год} / \text{рік} \times 0.005 = 30000 \text{ кВт}\cdot\text{год} / \text{рік}$$

2. Втрати в інверторах (10 шт):

ККД інвертора: 97,5% (2,5% втрат)

$$\Delta E_{inverters} = 5000 \text{ кВт} \times 1000 \text{ год ефективної роботи} \times 0.025 = 125000 \text{ кВт}\cdot\text{год} / \text{рік}$$

3. Втрати від вищих гармонік:

THD < 3% (за HUAWEI SUN2000 та EN 50160:2014)

$$k_{harm} = 1 + (0.03)^2 = 1.0009$$

Коефіцієнт збільшення втрат від гармонік:

Додаткові втрати:

$$\Delta E_{harmonics} = 125000 \times 0.0009 = 112.5 \text{ Вт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

Всього втрат в СЕС:

$$E_{losses,SES} = 30000 + 125000 + 112.5 \approx 155113 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

4. Втрати від зворотніх потоків (при оптимальному розміщенні).

При генерації СЕС більшій ніж навантаження лікарні виникає зворотний потік потужності в мережу 10 кВт.

$$P_{backward} = P_{gen,SES} - P_{load,hospital} + P_{battery_charging}$$

Наприклад:

- Генерація СЕС: 4000 кВт
- Навантаження лікарні: 600 кВт
- Заряд батареї: 500 кВт
- Зворотний потік становить: $4000 - 600 - 500 = 2900$ кВт в мережу

Наслідки зворотніх потоків:

1. Підвищення напруги в точці підключення: до 1,05–1,10 від номіналу (порушення ДСТУ EN 50160:2014);
2. Додаткові втрати в лініях: $\Delta P = 3I^2R$ при зворотному струмі;
3. Вплив на інших споживачів: можливі пробої наслідкової апаратури у сусідніх об'єктів.

Шляхи вирішення проблеми зворотніх потоків на прикладі системи СЕС «Городище-1»:

Функція обмеження експорту: мережевий інвертор розраховує експорт за математичною моделлю та при перевищенні гранично допустимого значення зменшує потужність;

Система накопичення LUNA2000 буферизує надлишкову енергію;

Функція регулювання реактивної потужності для підтримки напруги.

При функціонуванні системи накопичення енергії та обмеженні експорту зворотні потоки знижуються на 60–70%.

Залишкові втрати від зворотніх потоків у такому випадку становлять:

$$\Delta E_{backward} \approx 15000 \text{ В} \cdot \text{год/рік.}$$

5. Втрати в системі накопичення LUNA2000:

При ємності батареї $\sim 1500 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ та циклічності 250 циклів на рік: Втрати за цикл: 3–4% (з урахуванням перетворення потужності)

$$\Delta E_{battery} = 1500 \text{ кВт} \cdot \text{год} \times 250 \times 0.035 = 13125 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

3.3. Втрати в кабельних лініях та трансформаторі

При оптимальному розміщенні СЕС зниження навантаження на лінію від мережі складає $\sim 40\text{--}50\%$.

Нові втрати в кабелях:

$$\Delta P_{new} = 0.33 \text{ кВт} \times 0.6 = 0.2 \text{ кВт (в середньому)}$$

Економія:

$$\Delta E_{cable_savings} = (0.33 - 0.2) \times 8760 = 1013 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Узагальнені результати втрат системи із СЕС «Городище-1» за рік зведені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Результати розрахунку втрат СЕС «Городище-1»

Тип втрат	Значення, кВт·год
Деградація панелей	30000
Втрати в інверторах	125000
Втрати від гармонік	112
Втрати від зворотних потоків	15000
Втрати в батареї	13125
Втрати в кабелях (нові)	1752
Втрати в трансформаторі	1500
ВСЬОГО	186489

При потужності 5000 кВт та часі піку сонячного світла в м. Городище енергія, виробленої СЕС за рік становить:

$$E_{generated} = 5000 \text{ кВт} \times 1000 \text{ год еквівалентні сонячні години} = 5000000 \text{ кВт год}$$

де: еквівалентні сонячні години для м. Городище ~1000 год/рік.

Відносні втрати системи СЕС становлять:

$$\eta_{system} = \frac{5000000 - 186489}{5000000} \times 100\% = 96.27\%$$

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ТА МОНІТОРИНГУ СЕС «ГОРОДИЩЕ-1»

4.1. Система моніторингу параметрів СЕС та обмеження генерації електроенергії.

Даним проєктом передбачено влаштування системи обмеження генерації для унеможливлення видачі в загальну мережу згенерованої електроенергії.

Дану систему передбачено влаштувати за допомогою трансформаторів струму, які встановлюються в існ. електрощитовому обладнанні та приєднуються до розумного лічильника Eastron SDM630MCT, що встановлюється в шафі інверторній ШІ. Сам лічильник з'єднується з інвертором через RS-485. Для максимальної ефективності роботи станції трансформатори струму, що відповідають за обмеження видачі потужності в мережу передбачено установити в існ. електрощитовому обладнанні (на ввіді існ. ввідного щита ГРЩ), за-для фіксування та заміщення всього споживання.

Номінал трансформаторів струму, що встановлюються на ввіді в існ. ГРЩ, уточнити по місцю згідно з існ. ввідним апаратом захисту та існ. трансформаторами струму. Дані з трансформаторів струму, що входять до складу системи обмеження генерації, передаються безпосередньо до розумного лічильника, а від нього до інвертора через спеціальні інтерфейси для моніторингу та обмеження генерації електроенергії.

Інвертор обробляє ці дані для контролю та забезпечення балансу між споживанням і генерацією, запобігаючи переливу енергії в зовнішню мережу.

Система моніторингу параметрів інвертора забезпечує локальну реєстрацію даних про роботу СЕС (вихідна потужність, напруга, струм, заряд/розряд акумуляторів) та передає ці дані до внутрішньої системи диспетчеризації за допомогою інтерфейсу Ethernet або Wi-Fi.

Хмарна платформа дозволяє здійснювати віддалений контроль та моніторинг системи з мобільного телефону або веб-браузера. Вона забезпечує доступ до детальної інформації про роботу системи, включаючи параметри генерації, стан акумуляторів, історію роботи, а також оперативні сповіщення про несправності. Це дозволяє забезпечити ефективне управління СЕС та оперативне реагування на можливі відхилення в роботі системи.

Компоненти запропонованої системи моніторингу наведені у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Основні компоненти системи моніторингу СЕС «Городище-1»

Компонент	Функція	Характеристика
Центральний контролер	Координація роботи всіх 10 інверторів та СНЕ	Можливість керування до 100 пристроїв одночасно
Датчики струму/напруги	Безперервний моніторинг режимних параметрів мережі	Точність $\pm 1\%$
Датчики освітленості	Вимірювання сонячної радіації для прогнозування генерації	Діапазон: 0–1200 Вт/м ²
Датчики температури	Моніторинг температури панелей та інверторів	Діапазон: -20...+80°C
Комунікаційні канали	Передача даних і команд керування	RS485, Ethernet, 4G (LTE)

Функції керування та оптимізації, які повинні виконувати система моніторингу:

1. Керування точкою максимальної потужності (MPPT):

- алгоритм MPPT в кожному інверторі відстежує точку максимальної потужності панелей;
- при зміні освітленості та температури коригує напругу для максимальної генерації;
- оновлення параметрів кожні 5 сек.

2. Керування реактивною потужністю:

- регулювання коефіцієнта потужності від 0,8 до 1,0 на вимогу операторів мережі;
- допомога в стабілізації напруги в мережі 10 кВ.

3. Керування накопичувачем LUNA2000:

- оптимізація циклу заряду/розряду для максимізації власного споживання енергії;

- прогнозування навантаження лікарні на основі історичних даних;
- запобігання надмірної розрядці батареї ($DOD > 90\%$).

4. Активний моніторинг втрат:

- Безперервний розрахунок втрат в кожному елементі системи;
- Оповіщення при виході втрат за допустимі межі;
- Рекомендації з технічного обслуговування.

4.2. Система обліку електроенергії СЕС «Городище-1»

Лічильники та прилади обліку відповідно до проєкту рекомендовано встановити наступні:

1. Трифазний мережевий лічильник EASTRON SDM630 (на вході мережі 10 кВ):

- точність класу 0,5S
- вимірювання активної та реактивної енергії
- передача даних через RS485 для інтеграції в систему SCADA

2. Лічильники на виході кожного інвертора (10 шт):

- однофазні або трифазні вимірювачі потужності
- накопичення даних про генерацію з інтервалом 1 хвилина

3. Лічильник енергії накопичувача LUNA2000:

- вимірювання енергії заряду/розряду
- контроль балансу енергії

Розрахунок втрат при обліку:

Похибка лічильників класу 0,5S складає $\pm 0,5\%$ від вимірюваної потужності. Для потужності 5000 кВт:

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ

Заходи з охорони праці при експлуатації об'єкта будівництва, а також при проведенні будівельно-монтажних робіт передбачаються з урахуванням вимог наступних нормативних документів:

- Закон України "Про охорону праці";
- ДБН А.3.2-2-2009 "Охорона праці і промислова безпека у будівництві";
- "Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів";
- НПАОП 40.1-1.21-98 "Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів".

5.1. Організація експлуатації

Організація експлуатації об'єкта повинна здійснюватися відповідно до ПУЕ, ПБЕЕС, ПТЕЕС, НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 40.1-1.07-01, існуючих Правил.

Обслуговування діючих електроустановок, проведення в них оперативних перемикань, організацію і виконання ремонтних, монтажних або налагоджувальних робіт і випробувань повинні виконувати спеціально підготовленні і атестовані працівники.

Діючі електроустановки повинні бути укомплектовані необхідними захисними засобами відповідно до норм.

Споживачеві не дозволяється підключати додаткові навантаження, не передбачені проектом, а також збільшувати номінальні струми запобіжників та інших захисних пристроїв.

Фахівці служб охорони праці зобов'язані контролювати безпечну експлуатацію електроустановок і повинні мати групу IV з електробезпеки.

Огляд і поточний ремонт заземлювальних пристроїв повинен виконуватись одночасно з оглядом і поточним ремонтом всього електротехнічного обладнання.

При експлуатації електричних установок проводяться профілактичні огляди, перевірки, вимірювання, поточні та капітальні ремонти (крім вибухозахисного

обладнання), направлені на забезпечення надійності їх роботи, підтримання і дотримання в повному обсязі вимог відповідних розділів ПУЕ.

Забороняється покладати на енергослужбу обов'язки, що не входять до її професійної компетенції.

Технологічне обладнання сонячної станції розраховане на роботу без постійної присутності технічного персоналу. Обладнання проектованої сонячної станції передбачається експлуатувати виїзними бригадами без організації постійних робочих місць.

Пуско-налагоджувальні та періодичні випробування виконуються з урахуванням вимог EN 62446-1. Порядок та результати випробувань оформлюються протоколами відповідних випробувань.

Технічне обслуговування сонячної станції полягає в:

- ревізії металевих конструкцій: кріплення фотомодулів, болтових з'єднань, зварювальних швів, лакофарбових покриттів і інших конструктивних елементів;
- профілактичних оглядах і вимірах;
- перевірці ланцюгів захисного заземлення;
- перевірці стану кабелів мереж постійного та змінного струму;
- перевірці стану технологічного обладнання сонячної станції;
- усуненні виявлених несправностей.

Ревізії проводяться з метою виявлення ушкоджень. Профілактичні огляди й виміри дозволяють помітити недоліки, що відбулися в процесі експлуатації сонячної станції, деформації, ослаблення кріплення.

Профілактичні огляди проводяться на наступний рік після установки сонячної станції і далі через рік.

Інженерно-технічний персонал повинен ретельно оглядати болтові й зварні з'єднання металоконструкцій, стан кабелю і його кріплення, стан фарбування й хімічного покриття, відзначати видимі ушкодження заземлення устаткування й кабелю і т.п.

Інженери електротехнічної лабораторії повинні проводити електричні виміри ланцюгів захисного заземлення та блискавкозахисту, ізоляції силових кабелів та надавати висновки про відповідність електроустановок вимогам енергонагляду.

При виявленні відхилень від норм СНіП та інших нормативних документів, необхідно провести детальне дослідження та зробити попередні висновки про можливість безаварійної експлуатації об'єкта.

Відповідним чином екіпірована бригада кваліфікованих монтажників по-винна усувати несправності на об'єкті.

5.2. Заходи щодо забезпечення безпеки процесів

Для створення і дотримання безпечних та не шкідливих умов праці при експлуатації і ремонті мереж і устаткування необхідно керуватися вимогами НПАОП 40.1-1.21-98 і НПАОП 40.1-1.07-01, а при виконанні окремих видів робіт, що не є специфічними для електротехнічного персоналу - вимогами міжгалузевих нормативних актів про охорону праці.

До експлуатації устаткування допускається лише спеціально вивчений і підготовлений штат електротехнічного персоналу, забезпечений всіма необхідними засобами і устаткуванням для виконання ремонтних робіт.

Для забезпечення охорони праці та техніки безпеки проектом передбачається:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення відкритих струмоведучих частин устаткування, ошиновки і проводів з забезпеченням нормованих ПУЕ відстаней;
- розміщення устаткування, що забезпечує його вільне обслуговування;
- улаштування заземлюючих пристроїв елементів електроустановок з нормованою величиною опору та конструкцією, що відповідає вимогам ПУЕ;
- захисне та робоче заземлення устаткування КТП, РП, інверторів згідно з ПУЕ;
- автоматичного відключення устаткування при виникненні нештатних і аварійних ситуацій;
- розміщення розподільчих пристроїв 0,4 кВ у металевих шафах (комірках), які замикаються і мають знаки безпеки;

- захист кабельних ліній від механічних пошкоджень (ПВХ труба);
- використання для будівельно-монтажних робіт і механізмів, в конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- високий рівень механізації будівельно-монтажних робіт;
- виконання будівельно-монтажних робіт згідно з типовими технологічними картами.

Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки необхідно щоб будівельні, монтажні і налагоджувальні роботи та експлуатація електроустановок виконувалися з дотриманням вимог діючих норм. При роботі в діючій електроустановці персоналу електромонтажних організацій заборонено виконувати роботи без зняття напруги поблизу струмоведучих частин і на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою.

5.3. Охорона праці та виробнича санітарія

Робочим проектом передбачається комплекс заходів по забезпеченню захисту працюючих від виробничих травм згідно з діючими нормативними документами.

Основні документи, якими повинен користуватися персонал:

- виконавча робоча документація;
- інструкція по техніці безпеки, виробнича санітарна та пожежна безпека;
- технічна експлуатаційна документація на обладнання;
- посадові інструкції.

В процесі експлуатації недопустимо:

- перевантаження обладнання вище паспортних та проєктованих величин;
- порушення обслуговуючим персоналом правил технічної експлуатації обладнання, правил техніки і пожежної безпеки.

Адміністрація повинна призначити особу, відповідальну за техніку безпеки при експлуатації об'єкта.

В процесі експлуатації адміністрація повинна забезпечити періодичний контроль технічного стану обладнання та вияв шкідливих факторів, прояв яких можливий у даному випадку.

Для виключення професійних захворювань необхідно проводити попередні і періодичні медичні огляди персоналу згідно з діючими положеннями.

Для забезпечення безпеки персоналу при виконанні робіт:

- перед початком робіт повинен бути проведений інструктаж;
- повинні бути встановлені знаки безпеки відповідно до вимог ПТЕЕС;
- на місці роботи повинна бути "знята" напруга, а електрообладнання заземлене;
- при виконанні робіт на висоті необхідно виконати заходи захисту від можливості падіння людей або предметів.

5.4. Електробезпека

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися в відповідності до паспортних значень номінального струму та напруги.

В процесі експлуатації треба постійно контролювати стан контактних з'єднань, ізоляції арматури, нормальний шум працюючого устаткування, відсутність слідів дуги та оплавлення ошиновки, опір ізоляції електроцитів, силових мереж, правильність підключення нульових заземлюючих провідників.

Забезпечення техніки безпеки в силовому електроустаткуванні та електроосвітленні зроблено вибором відповідного виконання електроустаткування, апаратів та мереж.

Обслуговування та ремонт електроустаткування та електричних мереж передбачається персоналом ремонтних служб.

Електромонтажні роботи треба вести у відповідності до діючих будівельних норм, СНП 3.05.06-85, ПВЕ, з дотриманням заходів по охороні праці та техніці безпеки.

Крім заходів, передбачених проектом, повинні бути розроблені інструкції по забезпеченню техніки безпеки з урахуванням специфіки та конкретних особливостей роботи в відповідності з вимогами норм.

5.5. Протипожежний захист

Існ. будівля, на території якої будується проєктована СЕС, має II ступінь вогнестійкості.

Виходи з приміщень передбачаються безпосередньо назовні. Двері відкриваються назовні, по ходу евакуації.

На час виконання будівельно-монтажних робіт підрядник (виконавець відповідних робіт) повинен отримати сертифікат відповідності та протоколи випробувань, що підтверджують мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі поширення вогню по них відповідно до передбачених у проєктній документації.

Згідно з п. 6.2.1 ДБН В.2.5-74:2013 «Водопостачання. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проєктування» для виробничих будівель I та II ступенів вогнестійкості категорії Д об'ємом до 1000 м³, допускається не передбачати протипожежне водопостачання.

На території об'єкту передбачено пожежні стенди. Кожен пожежний щит (стенд) укомплектовано наступними засобами пожежогасіння згідно п.3.11 НАПБ:

- вогнегасники — 3 шт;
- ящик з піском — 1 шт;
- покривало протипожежне (з негорючого матеріалу) — 1 шт;
- гак (багор) — 1 шт;
- лопата совкова — 1 шт;
- лом — 1 шт;
- сокира — 1 шт.

5.6. Розрахунок заземлення СЕС «Городище-1»

Лінії мережі заземлення ФЕМ прокласти під ФЕМ відкритим способом, в трубах ПВХ та в металевих лотках.

Для приєднання провідника заземлення до ФЕМ використати будь-яке місце з'єднання контуру заземлення.

Кожну окрему ділянку металевих конструкцій на покрівлі заземлити шляхом з'єднання їх з панеллю ФЕМ у місці під'єднання контуру заземлення ФЕМ.

Використати провід ПВ-3 1x6 мм². Зі сторони лотка провід заземлення приєднати до будь-якого гвинта М4x10 мм з використанням наконечника JG-6.

Лінію заземлення інвертора виконати мідним проводом ПВ-3 1x16 мм² до існуючого контуру в щитовій. Для приєднання проводу заземлення інвертора до виводів РЕ інвертора використати наконечники мідні лужені JG-16.

Враховуючи розміщення додаткових конструкцій на даху, для даної будівлі повинно бути переглянута існуюча оцінка ризиків ураження блискавкою відповідно до ДСТУ EN 62305-2:2012 та відкориговано (за необхідністю) існуючий клас системи блискавкозахисту (LPS).

Вказані роботи виконуються для всієї будівлі і не входять в об'єм даного.

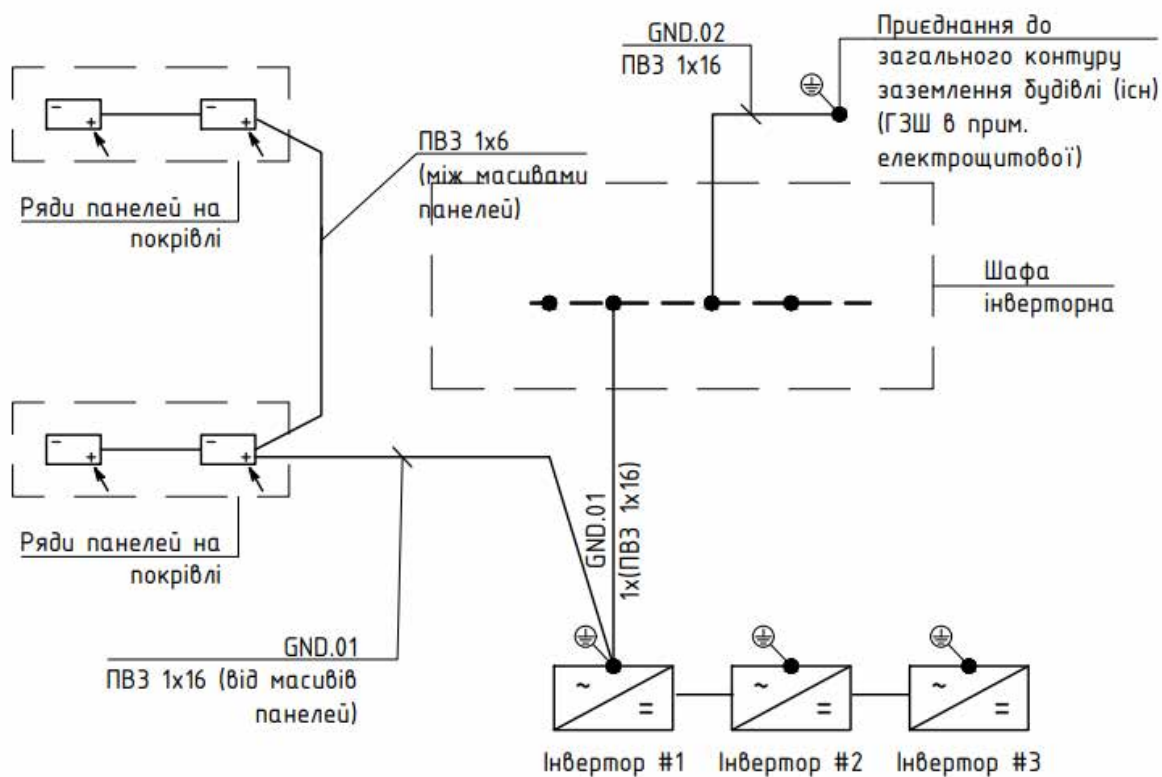


Рис. 5.1. Схема влаштування системи заземлення обладнання в електрощитовій.

Для підключення провідника заземлення до фотоелектричних модулів (ФЕМ) допускається використання будь-якої доступної точки під'єднання до контуру заземлення.

Усі масиви ФЕМ слід об'єднати в єдиний контур заземлення, використовуючи кабель ПВ-3 1×6 мм² (жовто-зелений), прокладений послідовно (шлейфом) між масивами.

Заземлення рядів виконано кабелем ПВ-3 перерізом 6 мм² шляхом з'єднання від одного трикутника до іншого, з фіксацією на конструкції за допомогою саморізів.

Інвертор заземлено провідником перерізом 16 мм², звідки цей провід опускається до існуючого заземлювального контуру.

Точні прив'язки слід уточнювати безпосередньо на місці монтажу.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано комплексне дослідження впливу точки підключення відновлюваних джерел енергії в мережі середньої напруги на технологічні втрати електроенергії при змінному навантаженні на прикладі проєкту сонячної електростанції потужністю 30 кВт для КНП «Городищенська міська лікарня №1». За результатами проведених досліджень отримано наступні результати:

1. Проаналізовано технологічні втрати електроенергії в елементах розподільної мережі 10 кВ. Встановлено, що в базовому режимі (без СЕС) втрати в кабельних лініях від підстанції до лікарні при навантаженні 650 кВт становлять 2919 кВт·год/рік, що відповідає 4,5% від переданої електроенергії. Показано, що основні втрати зосереджені в кабельних лініях протяжністю 2 км з перерізом $3 \times 95 \text{ мм}^2$ через значний опір ліній ($R = 0,39 \text{ Ом}$) та струм навантаження ($I = 39,5 \text{ А}$).

2. Обґрунтовано структуру втрат від роботи СЕС з урахуванням втрат в інверторах, від гармонік, від зворотних потоків потужності та від деградації панелей. Загальні втрати в системі з СЕС становлять 186 489 кВт·год/рік (3,73% від виробленої енергії 5 000 000 кВт·год/рік).

3. Описано залежність втрат від режимних параметрів роботи мережі при змінному навантаженні лікарні. Встановлено, що оптимальне розміщення СЕС безпосередньо на даху об'єкта споживання (точка підключення в ГРЩ-0,4 кВ) знижує втрати в кабельних лініях на 60% (з 2919 до 1752 кВт·год/рік) порівняно з базовим режимом завдяки зменшенню струму від централізованої мережі на 40-50%. Доведено, що застосування системи накопичення енергії LUNA2000 з функцією обмеження експорту дозволяє знизити зворотні потоки потужності на 60-70%, що запобігає підвищенню напруги в точці підключення до критичних значень 1,05-1,10 U та додаткових втрат в лініях при зворотному струмі.

4. Розроблено систему автоматичного керування та моніторингу СЕС «Городище-1» з інтеграцією розумного лічильника Easton SDM630MCT через інтерфейс RS-485 для реалізації функції обмеження генерації. Система забезпечує:

- безперервний моніторинг режимних параметрів з точністю $\pm 1\%$;

- керування точкою максимальної потужності (MPPT) з оновленням кожні 5 секунд;
- регулювання коефіцієнта потужності від 0,8 до 1,0 для підтримки напруги в мережі;
- оптимізацію циклів заряду/розряду накопичувача з прогнозуванням навантаження;
- віддалений доступ через хмарну платформу FusionSolar для контролю та аналітики.

5. Обґрунтовано доцільність інтеграції ВДЕ в об'єктах критичної інфраструктури з I категорією надійності електропостачання. Показано, що СЕС потужністю 30 кВт з системою накопичення LUNA2000 виконує роль третього резервного джерела живлення, забезпечуючи:

- зниження залежності від централізованої мережі на 50%;
- можливість автономної роботи в острівному режимі до 8-12 годин при відключенні обох фідерів 10 кВ;
- підхоплення критичного навантаження (операційні, реанімації, апарати ШВЛ) з часом перемикання менше 0,5 секунди.

6. Виконано розрахунок системи заземлення обладнання СЕС відповідно до вимог ПУЕ та ДСТУ EN 62305-2:2012. Обґрунтовано використання мідного провідника ПВ-3 перерізом 1×6 мм² для заземлення фотоелектричних модулів та 1×16 мм² для інверторів з приєднанням до існуючого контуру заземлення в електрощитовій. Визначено необхідність перегляду оцінки ризиків ураження блискавкою для будівлі лікарні з урахуванням додаткових конструкцій на даху.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV (зі змінами та доповненнями станом на 2024 рік). Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>
2. Наказ Міністерства енергетики України «Про затвердження Порядку визначення технологічних втрат електричної енергії в електричних мережах» від 21.06.2013 № 399 (зі змінами від 15.11.2018). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1161-13>
3. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). 7-ме видання, перероблене й доповнене. Мінпаливенерго України. Київ: Міністерство енергетики України, 2017. 617 с. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=72758
4. ДБН В.2.2-10:2022 «Заклади охорони здоров'я. Основні положення». Мінрегіонбуд України. Київ, 2022. 54 с. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3079865278767564517
5. ДБН В.2.5-23:2022 «Проектування електрообладнання житлових і громадських будівель». Мінрегіонбуд України. Київ, 2022. 182 с. URL: <https://dreamdim.ua/dbn/dbn-v-2-5-23-2022>
6. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2010, IDT)». Міністерство економіки України. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2015. 32 с.
7. ДСТУ EN 62446-1:2019 «Фотоелектричні системи. Вимоги до випробувань, документації та експлуатаційного обслуговування. Частина 1. Фотоелектричні системи, підключені до мережі (EN 62446-1:2016, IDT)». Міністерство економіки України. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019. 48 с.
8. ДСТУ EN 62305-2:2012 «Захист від блискавки. Частина 2. Управління ризиком (EN 62305-2:2006, IDT; IEC 62305-2:2006, IDT)». Міністерство економіки України. Київ: Держспоживстандарт України, 2012. 76 с.
9. НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Державний комітет України з нагляду за охороною праці. Київ, 1998. 212 с. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98>

10. Кривонос В.Є., Коверя А.С. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі: монографія. Київ: Видавничий центр НУБіП України, 2020. 285 с. ISBN: 978-617-7797-38-6.

11. Денисюк С.П., Базюк Т.М. Технічні та економічні аспекти інтеграції відновлюваних джерел енергії в електроенергетичні системи. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2019. № 2. С. 7-15. DOI: 10.20535/1813-5420.2.2019.182242. URL: <http://energy.journal.kpi.ua/article/view/182242>

12. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І.О. Оптимізація втрат електроенергії в розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2021. № 4. С. 36-42. DOI: 10.31649/1997-9266-2021-157-4-36-42. URL: <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/2563>

13. Huawei Technologies Co., Ltd. SUN2000-10K-MAP0 Smart String Inverter. User Manual. Version 1.2. Shenzhen, China: Huawei Digital Power, 2023. 156 p. URL: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-10KTL-M0.pdf>

14. Huawei Technologies Co., Ltd. LUNA2000 Energy Storage System. Technical Specification. Version 2.0. Shenzhen, China: Huawei Digital Power, 2024. 48 p. URL: <https://solar.huawei.com/en/professionals/all-products/LUNA2000>

15. Znshine Solar Technology Co., Ltd. ZXM7-SH120-450W Shingled Monocrystalline PERC Module. Product Datasheet. Anhui, China: Znshine Solar, 2024. 4 p. URL: <https://znshinesolar.com/product/zxm7-sh120-435-455w/>

16. Eastron Instruments Co., Ltd. SDM630MCT Modbus Three Phase Four Wire Energy Meter. User Manual. Version 1.5. Zhejiang, China: Eastron Europe, 2023. 32 p. URL: <https://www.eastroneurope.com/products/view/sdm630mctv2>

17. Messenger R.A., Abtahi A. Photovoltaic Systems Engineering. 4th edition. Boca Raton, FL: CRC Press, 2017. 528 p. ISBN: 978-1-4987-0613-9. DOI: 10.1201/9781315218397

18. Kalogirou S.A. Solar Energy Engineering: Processes and Systems. 3rd edition. London: Academic Press, 2023. 996 p. ISBN: 978-0-323-91298-8. DOI: 10.1016/B978-0-323-91298-8.00001-5
19. Masters G.M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. 2nd edition. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2013. 712 p. ISBN: 978-1-118-14062-8
20. Міжнародне агентство з відновлюваної енергетики (IRENA). Renewable Power Generation Costs in 2023. Abu Dhabi: IRENA, 2024. 148 p. URL: <https://www.irena.org/publications/2024/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
21. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Звіт про результати діяльності. Київ: НКРЕКП, 2024. URL: <https://www.nerc.gov.ua>
22. Міжнародна енергетична агенція (IEA). Solar PV — Analysis and Forecast to 2028. Paris: IEA Publications, 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>
23. Офіційний веб-сайт компанії Huawei Digital Power. FusionSolar Smart PV Management System. URL: <https://solar.huawei.com/en/FusionSolar>
24. Європейський стандарт EN 61727:2015 «Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface». Brussels: CENELEC, 2015. 28 p.
25. IEC 62109-1:2010 «Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements». Geneva: International Electrotechnical Commission, 2010. 78 p. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/6459>.



SMART ENERGY CONTROLLER

SUN2000-5/6/8/10/12K-MAPO



Asymmetric Load
Three-phase asymmetric output
200% overload



Active Safety
AFCI & RSD (with optimizer)
Connector temperature detection



Future Ready
LUNA S0 or S1
Whole home backup (with SmartGuard)

SUN2000-5/6/8/10/12K-MAP0 Technical Specification

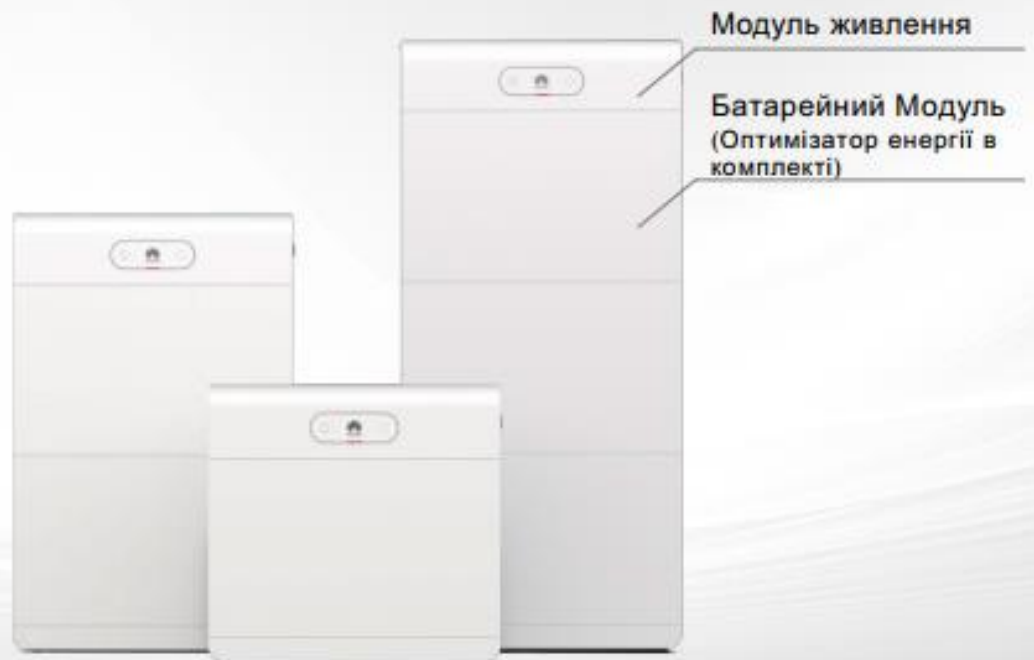
Technical Specification	SUN2000-5K-MAP0	SUN2000-6K-MAP0	SUN2000-8K-MAP0	SUN2000-10K-MAP0	SUN2000-12K-MAP0
Max. efficiency	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%	98.2%
Input (PV)					
Recommended max. PV power	9,000 Wp	11,000 Wp	14,500 Wp	18,000 Wp	22,000 Wp
Max. input voltage ¹	1,100 V				
Operating voltage range ²	160 - 1,000 V				
Startup voltage	160 V				
Rated input voltage	600 V				
Max. input current per MPPT	16 A				
Max. short-circuit current	22 A				
Number of MPP trackers	2				
Max. input per MPP tracker	1				
Input (DC Battery)					
Compatible battery	LUNA2000-5/10/15-S0 / LUNA2000-7/14/21-S1				
Operating voltage range	600 - 980 V				
Max. operating current	20 A				
Max. charging power	12,000 W				
Max. discharging power	5,500 W	6,600 W	8,800 W	11,000 W	12,000 W
Output (On Grid)					
Grid connection	Three-phase				
Rated output power	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W	12,000 W
Max. apparent power	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA	13,200 VA
Rated output voltage	220 V AC/380 V AC, 230 V AC/400 V AC, 240 V AC/415 V AC 3W/N + PE				
Overload capability	110%				
Rated AC grid frequency	50 Hz/60 Hz				
Max. output current	8.3 A	10.0 A	13.3 A	16.7 A	20.2 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging				
Max. total harmonic distortion	< 3%				
Output (Off Grid)					
Compatible backup device	SmartGuard-63A-T0 (3 phase)				
Rated output power	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W	12,000 W
Rated output voltage	220 V AC/380 V AC, 230 V AC/400 V AC, 240 V AC/415 V AC 3W/N + PE				
110% overload	Continuous				
150% overload	5 min (3-phase) / 5 min (Single-phase)			1 min (3-phase) / 5 min (Single-phase)	
200% overload	10 seconds				
Automatic switchover time	< 20 ms (with SmartGuard-63A-T0)				
Protection Feature					
Asymmetric load	Yes, supports 100% three-phase asymmetric load				
Input-side disconnection device	Yes				
Anti-islanding protection	Yes				
DC reverse polarity protection	Yes				
Insulation detection	Yes				
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11				
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11				
Residual current detection	Yes				
AC overcurrent protection	Yes				
AC short-circuit protection	Yes				
AC overvoltage protection	Yes				
Arc fault protection	Yes				
Connector temperature detection	Yes (PV & Battery connectors)				
Ripple receiver control	Yes				
Battery charging from grid	Yes				
General Specification					
Operating temperature range	-25°C - +60°C (-13°F - +140°F)				
Relative operating humidity	0% - 100% RH				
Max. operating altitude	4,000 m				
Cooling	Natural convection				
Noise	< 29 dB				
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar APP				
Communication	RS485; WLAN / Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G/3G/2G via Smart Dongle-4G (Optional); EMMA (Optional)				
Weight (incl. mounting brackets)	21 kg				
Dimensions (incl. mounting brackets)	490 mm x 460 mm x 130 mm				
IP rating	IP66				
Nighttime power	< 5.5 W				
Optimizer Compatibility					
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P				
Safety	EN/IEC62109-1, EN/IEC62109-2				
Grid connection standards	IEC61727, IEC62116, MEA/PEA, G99, Philippine Grid Code Resolution No. 07, NRS 097-2-1, EN50549-1, VDE4105, UTE15-712-1/VFR 2019, UNE217002, NTS631, RD244(UNE217001), PPCS, RDGA, TOR Erzeuger, CEI 0-21:2020-12 V1, C10/C11				

¹ The max. input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage the inverter.

² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter malfunctions.

РОЗУМНА СТРИНГОВА УСТАНОВКА ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ

LUNA2000-7/14/21-S1



Гнучка сміність

6,9 кВт·год на акумуляторний модуль
Масштабування від 6,9 кВт·год до 20,7
кВт·год на групу
Макс. 4 групи по 82,8 кВт·год для
інвертора⁴



Максимальний спектр використання

Від -20 °C до +55°C робоча
температура
Макс. 10,5кВт потужність заряджання
та розряджання на групу
Надтиха робота



Більше корисної енергії

Архітектура Модуль+, вбудований
енергооптимізатор
Надовгий термін служби
100% Глибина розряду



Простий монтаж

Безкабельне з'єднання між модулями
Горизонтальна конструкція
регулювання
Швидке введення в експлуатацію



5-шаровий захист

На рівні комірки, на
електричному рівні, на
структурному рівні
Активний захист, аварійний захист



Естетично привабливий дизайн

«Дихаючий» дисплей
Шовковистий дизайн
Простий та безмежний

LUNA2000-7/14/21-S1
Технічна специфікація

LUNA2000-21-S1

LUNA2000-7-S1



LUNA2000-14-S1



Продуктивність			
Модель живлення	LUNA2000-10KW-C1		
Кількість модулів живлення	1		
Акумуляторний модуль	LUNA2000-7-E1		
Ємність акумуляторного модуля	6,9 кВт·год		
Кількість акумуляторних модулів	1	2	3
Корисна енергія акумулятора ¹	6,9 кВт·год	13,8 кВт·год	20,7 кВт·год
Максимальна потужність зарядки та розрядки	3,5 кВт	7 кВт	10,5 кВт
Діапазон робочої напруги (в однофазній системі)	350 - 560 В		
Діапазон робочої напруги (в трифазній)	600 - 980 В		
Ком'юнікація			
Дисплей	SOC Індикатор, LED Індикатор		
Зв'язок ²	RS485/FE/CAN		
Загальні дані			
Розміри (ШxВxГ)	590 мм x 255 мм x 510 мм	590 мм x 255 мм x 870 мм	590 мм x 255 мм x 1230 мм
Вага (в т.ч. кріплення)	80 кг	148 кг	216 кг
Розміри модуля живлення (ШxВxГ)	590 мм x 255 мм x 130 мм		
Вага модуля живлення	10 кг		
Розміри модуля акумулятора (ШxВxГ)	590 мм x 255 мм x 360 мм		
Вага акумуляторного модуля ³	68 кг		
Монтаж	Встановлення на підлогу (Стандартно), Настінне кріплення (Опційно)		
Робочий діапазон температур ⁴	-20°C до +55°C (-4°F до +131°F)		
Макс. робоча висота ⁵	4,000 м (13,123 фут.) (Зниження потужності починаючи з 2,000 м)		
Середовище ⁶	Відкритий простір / У приміщенні		
Робоча відносна вологість	5% - 95%		
Тип охолодження	Природна конвекція		
Ступінь захисту	IP 66		
Рівень шуму	≤ 29 дБ ⁷		
Технологія елементів	Літій-калієво-фосфат (LiFePO ₄)		
Можливість масштабування ⁸	Макс. 4 у паралельному з'єднанні		
Сумісні інвертори ⁹	SUN2000-12/15/17/20/25K-MB0, SUN2000-3/4/5/6/8/10K-TL-M1 SUN2000-8/10K-LC0, SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6K-TL-L1		
Стандарти відповідності (більше інформації за запитом)			
Сертифікати	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3, ISO13849, REACH, RoHS		
Замовлення та доставка			
Доступно для замовлення ¹⁰	LUNA2000-7-E1, LUNA2000-10KW-C1, Настінне кріплення для LUNA2000-7/14/21-S1		

1. Указано використання 100% глибиною розряду (DoD), 0,1 С заряд і розряд при 25 °C, на початку експлуатації.

2. Співвідношення між даною системою або системою живлення енергії паралельно сумарно, час запуску менше 10 с при навантаженні. Будь-яка додаткова інформація в наших місцях менеджера по продукту Huawei.

3. Вага акумуляторного модуля залежить від фактичної версії, з дотриманням 67%.

4. На висоту понад 50 м може змінити температуру. Будь-яка, зверніться до країни виробника вихідні потужності для отримання додаткової інформації.

5. На висоту понад 50 м може змінити висоту над рівнем моря. Будь-яка, зверніться до країни виробника вихідні потужності для отримання додаткової інформації.

6. Рекомендується встановлювати на відкритому повітрі. Для встановлення в приміщенні встановлення зверніться до місця для користувача для отримання інструкцій.

7. Дані отримані в лабораторії Huawei, з умов тестування - частота 1 м і повна робоча напруга.

8. Лише SUN2000-12/15/17/20/25K-MB0 встановлює 4 системи з'єднання енергії в паралельній роботі.

9. Детальну інформацію про країни сумісності з SUN2000-8/10K-LC0 та SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6K-TL-L1 отримайте у місцевого менеджера з продуктів Huawei для отримання додаткової версії.

10. Модуль живлення та акумуляторні модулі системи зберігають захищеність даних в мобільній мережі.

Застереження: попередні значення вимірені внутрішньою лабораторією Huawei у певному середовищі. Фактичні значення можуть відрізнитися залежно від продуктів, версії програмного забезпечення, умов використання та факторів навколишнього середовища.



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

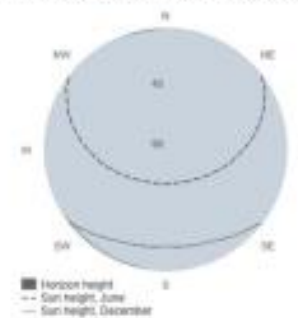
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 48.530,35.874
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV technology: Crystalline Silicon (original)
 PV installed: 48.8 kWp
 System loss: 14 %

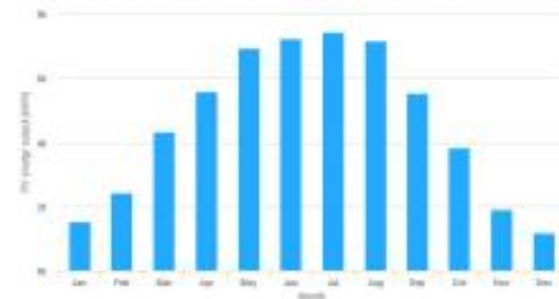
Simulation outputs

Slope angle: 20 °
 Azimuth angle: -8 °
 Yearly PV energy production: 55037.77 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1436.51 kWh/m²
 Year-to-year variability: 2186.17 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.07 %
 Spectral effects: 1.08 %
 Temperature and low irradiance: -6.46 %
 Total loss: -21.17 %

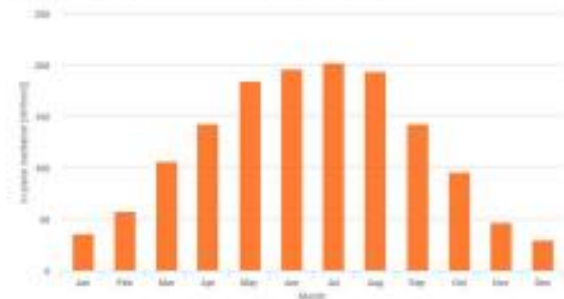
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	1521.2	36.1	390.0
February	2418.3	57.7	527.5
March	4341.7	106.0	842.0
April	5583.2	143.3	845.1
May	6922.7	184.3	626.1
June	7232.4	196.4	483.8
July	7426.3	202.6	346.4
August	7153.0	194.3	528.3
September	5524.6	143.6	702.5
October	3833.7	95.8	726.9
November	1899.9	46.8	380.0
December	1180.8	29.6	289.2

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission ensures this website is accessible to persons with disabilities and provides alternative formats. Our goal is to ensure that all information and services are available to all citizens, regardless of their abilities. For more information, please visit <http://ec.europa.eu/europeaccess/>.

In our goal to enhance digitalisation, we strive to ensure that our services are accessible to all citizens, regardless of their abilities. For more information, please visit <http://ec.europa.eu/europeaccess/>.

PVGIS ©European Union, 2001-2025.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/09/09

