МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____
(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«___» _____2025 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувачці вищої освіти Ользі АВРАМЕНКО
1. Тема «Підвищення рівня енергетичної безпеки навчального закладу шляхом впровадження системи комплексного енергозабезпечення»
затверджена наказом по академії № 4801-5/3665 від «06» жовтня 2025 р.
2. Термін здачі закінченої роботи «15» грудня 2025 р.
3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Теоретичні та практичні розробки вітчизняних та зарубіжних авторів за темою роботи, періодичні видання
4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ РОЗВИТКУ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ. ОГЛЯД НОВІТНІХ ТЕХНОЛОГІЙ; РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ КОМПЛЕКСНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ОБ'ЄКТУ; ВИСНОВКИ; ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ
5.Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):
1. Ситуаційний план об'єкту,
2. Однолінійна схема електропостачання,
3. Структурна схема системи комплексного енергопостачання об'єкту,
4. Принципова однолінійна схема системи комплексного електропостачання,
5-7. Графічний матеріал до лабораторно-дослідницької та/або проєктної частини,

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «10» жовтня 2025р.

Керівник _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Ольга АВРАМЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження Проведення аналізу наукової літератури	02.10.25 – 05.10.25	
2	Виконання першого розділу дипломної роботи	06.10.25 – 15.10.25	
3	Виконання другого розділу дипломної роботи	16.10.25 – 29.10.25	
4	Виконання третього розділу дипломної роботи	30.10.25 – 26.11.25	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.25 – 07.12.25	

Студент (ка) _____ Ольга АВРАМЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____ Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – 79 ; рисунків – 10; таблиць – 14;
літературних джерел – 20.

В роботі проведений аналіз останніх тенденцій розвитку технологій комплексного енергозабезпечення. Визначено актуальні напрямки та технології, які мають перспективи впровадження в Україні.

Розроблено проєкт системи комплексного енергозабезпечення ліцею №10 м. Броварів Київської області.

Складена структурна схема системи комплексного енергозабезпечення, проведено аналіз технологічного процесу об’єкту, розраховані очікувані електричні навантаження, складена схема живлення споживачів, розраховані струмові навантаження, обрано апарати захисту та струмоведучі частини, визначені показники надійності роботи системи розподілення електричної енергії.

Проведено ескізе проєктування сонячної фотоелектричної електростанції

СИСТЕМА КОМПЛЕКСНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, СТРУКТУРНА СХЕМА

ABSTRACT

Text pages – 79; drawings – 10; tables – 14; literary sources - 20.

The work analyzes the latest trends in the development of complex energy supply technologies. Current trends and technologies that have prospects for implementation in Ukraine have been identified.

The project of the complex energy supply system of Lyceum No. 10 in Brovary, Kyiv region was developed.

The structural diagram of the complex energy supply system was drawn up, the technological process of the facility was analyzed, the expected electrical loads were calculated, the power supply scheme of consumers was drawn up, the current loads were calculated, protection devices and current-carrying parts were selected, and the reliability indicators of the electrical energy distribution system were determined.

A design sketch of a solar photovoltaic power plant was carried out

COMPLEX POWER SUPPLY SYSTEM, PHOTOELECTRIC POWER PLANT, POWER SUPPLY SYSTEM DESIGN, STRUCTURAL DIAGRAM

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ РОЗВИТКУ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ. ОГЛЯД НОВІТНІХ ТЕХНОЛОГІЙ

1.1 Підвищення ефективності та безпеки експлуатації об’єднаної енергосистеми шляхом технологічної диверсифікації та електрифікації теплопостачання в Україні

1.2 Енерго-економічні показники спільного функціонування та СХС з використанням енергії СЕС і ВЕС на рівні 2030 року

Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ КОМПЛЕКСНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ОБ’ЄКТУ;

2.1 Складання структурної схеми комплексного електропостачання об’єкту

2.2 Характеристика об’єкту проєктування та формування основних параметрів його електрозабезпечення

2.3 Характеристика мікроклімату приміщень навчальних корпусів за умовами електрозабезпечення

2.4 Проєктування електрозабезпечення об’єкту

Висновки до розділу 2

ВИСНОВКИ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Актуальність теми обумовлено тим, що ліцей №10 м. Бровари Київської області передбачено використовувати як пункт незламності, а за умов нестабільної роботи об’єднаних електричних мереж показники надійності і якості електропостачання Броварського ліцею №10 не відповідають нормам для пункту незламності.

З огляду на це стає актуальною робота з підвищення рівня енергетичної безпеки цього навчального закладу шляхом впровадження системи комплексного енергозабезпечення.

В першій аналітичній частині проєкту проведено аналіз тенденцій підвищення ефективності та безпеки експлуатації енергосистем шляхом технологічної диверсифікації та електрифікації теплопостачання в Україні. Розглянуті можливі перспективні технології які можуть бути використані при вирішенні поставленої задачі.

В другій (проєктній) частині роботи було проведено проєктування системи комплексного електропостачання ліцею.

Було розроблено структурну схему такої системи, яка має три джерела живлення та засоби акумулювання електричної енергії. Джерелами живлення є електрична мережа, сонячна фотоелектрична електростанція та дизель-генератор.

На підставі розробленої структурної схеми було проведено проєктування системи електропостачання навчального комплексу. Було розраховано очікувані електричні навантаження, струмові навантаження, обрано апарати захисту та струмоведучі частини, розроблена принципова однолінійна схема.

Було проведено ескізне проєктування фотоелектричної електростанції, розроблена принципова технологічна схема, визначено спосіб встановлення та кількість фотоелектричних модулів, розраховано очікувану річну кількість енергії, яку генерує електростанція.

Відповідно до принципової технологічної схеми електростанції було здійснено підбір елементної бази до якої входить гібридний інвертор, фотоелектричні модулі та блоки акумуляторів. Визначені технічні характеристики вказаного обладнання та його монтажні та встановлювальні схеми.

Розроблена схема підключення силового інвертора до джерел живлення та споживачів.

Розраховані показники надійності системи розподілення електроенергії мережею системи комплексного електропостачання.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ РОЗВИТКУ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ. ОГЛЯД НОВІТНІХ ТЕХНОЛОГІЙ

1.1 Підвищення ефективності та безпеки експлуатації об'єднаної енергосистеми шляхом технологічної диверсифікації та електрифікації теплопостачання в Україні

Навіть за відсутності переконливих доказів вирішального впливу антропогенного чинника на зміну клімату, розвиток і використання відновлюваних джерел енергії, переважно вітрових і сонячних електростанцій, у структурі генеруючих потужностей енергетичних систем продовжує залишатися пріоритетом світової енергетики. Цей процес розвивався досить тривалий час, практично без урахування надзвичайно важливих факторів: ВЕС і СЕС – джерела енергії з нульовою гарантованою потужністю; через свою технологічну природу ВЕС та СЕС не можуть забезпечити нормалізовану стабільність частоти та потужності електроенергії, яку вони постачають до енергосистеми. При цьому відносні потужності ВЕС і СЕС у початковий період їх використання в енергосистемах були незначними, а необхідні обсяги регулюючих потужностей вимушено залучалися з резервів первинного та вторинного регулювання, які передбачені в кожній енергосистемі відповідно до нормативних вимог для стабілізації нормальних і аварійних режимів функціонування енергосистеми. Тобто, для забезпечення стабільної роботи ВЕС і СЕС у складі об'єднаних енергетичних систем залучалися швидкодіючі резервні потужності зовсім для інших цілей. Такий підхід не створював проблем в енергосистемах, поки потужність ВЕС і СЕС була незначною. Згодом, коли їх потужність значно зросла завдяки законам про «зелені» тарифи в багатьох країнах, почалися важкі системні аварії, аж до

відключень (Південна Австралія) і відключення від електропостачання великих регіонів із сумарною потужністю в кілька тисяч мегават (Німеччина та інші країни). При цьому в усьому світі стрімке зростання використання ВЕС і СЕС в інтегрованих енергетичних системах здійснювалося і зараз здійснюється практично без наукового супроводу, методом проб і помилок. МПС України не стала винятком.

Станом на жовтень 2019 року до його складу введено близько 4 тис. МВт потужностей СЕС і близько 750 МВт потужностей ВЕС. Через два роки потужність СЕС і ВЕС досягла близько 6500 МВт і 1500 МВт відповідно. Це означає, що загальна потужність відновлюваних джерел енергії в ОЕС України зросла майже вдвічі. Додаткові швидкісні потужності для стабілізації режимів роботи ОЕС України при використанні в її структурі великих потужностей ВЕС і СЕС, оскільки з прийняттям законів про альтернативні джерела енергії, про ринок електроенергії (законів про «зелений» тариф) практично не запроваджувалися. Доцільно проаналізувати еволюцію енергетичної політики промислово розвинених країн щодо використання ВЕС і СЕС у структурі власних енергетичні системи. Вже на рівні 2000—2010 рр. широкому колу фахівців стало зрозуміло, що зазначені технології, безумовно, конкурентоспроможні лише в енергетичних системах, до складу яких входять потужні гідроелектростанції (Норвегія, Австрія та ін.). Кількість країн з такими можливостями дуже обмежена. Переважна більшість інших повинні враховувати специфіку власної економіки, щоб запобігти втраті конкурентоспроможності, коли мають намір використовувати ці відновлювані джерела енергії. Показово, що Європейський Союз своїми рішеннями ще у 2016 році заборонив надавати будь-які преференції енергетичним технологіям та енергетичним промисловим установкам. Однак пізніше під тиском екологічних лобістських організацій ЄС був змушений змінити це рішення і надав право кожній державі-члену ЄС вирішувати питання преференцій на власний розсуд. Наразі Німеччина,

зокрема, вже виконала свої екологічні зобов'язання, які законодавчо взяла на себе 20 років тому, заплативши при цьому зниженням 2-3% свого валового внутрішнього продукту. Ще до 2016 року Польща змогла законодавчо відмовитися від преференцій, які надала власникам ВЕС і СЕС. Інші члени ЄС і більшість інших країн світу дотримуються у своїх діях позицій, ближчих до енергетичної стратегії Польщі. Через обмеження обсягу статті автори не мають змоги надати більш детальний аналіз іноземних джерел. За потреби рекомендуємо читачам звернутися до публікації [14], де проведено такий аналіз.

За структурою потужності ОЕС України близька до польської енергосистеми, зокрема, не має потужних гідроелектростанцій. Однак, на відміну від Польщі, стратегія України у сфері використання ВЕС і СЕС в енергосистемі є прямо протилежною. Українське енергетичне законодавство звільняє власників ВДЕ від встановлення на своїх електростанціях спеціального дорогого обладнання, яке забезпечує стандартну частоту на вихідних шинах електростанції. Дуже цінною перевагою є також те, що власники ВДЕ звільняються від встановлення дорогих резервних генеруючих потужностей, необхідних для стабільної роботи енергосистеми за відсутності вітру чи сонячної радіації. Відшкодування витрат на ці пільги «зелене» законодавство покладає на енергосистему в особі НЕК «Укрен-ерго», тобто на енергетичний ринок України. Крім того, через дію зазначених законів на енергетичному ринку України функціонує вкрай невдале управління, коли ВЕС і СЕС у комплексі з резервними ТЕС витісняють найбільш ефективні атомні станції з базової зони добового графіка електричних навантажень і, як наслідок, з енергетичного ринку. Такі потужні преференції та чинники, ймовірно, зараз важко знайти в будь-якій країні світу. Результатом такого ставлення держави до власної енергосистеми стало те, що вже в довоєнні часи доходи українського енергоринку не покривали його витрати як у 2020, так і в 2021 роках.З метою виправлення ситуації та покриття дефіциту, що утворився,

Уряд запровадив випуск єврооблігацій та надання українськими банками кредитів Енергоринку України під державні гарантії для погашення заборгованості перед власниками ВДЕ. Крім того, держава гарантувала власникам ВЕС і СЕС доведення встановленої потужності цих ВДЕ до рівня 15 ГВт у 2030 році, що майже вдвічі перевищує фактичне значення 2021 року, при збереженні існуючого менеджменту ОЕС та енергетичного ринку. Таким чином, протягом останніх двох передвоєнних років енергосистема та енергетичний ринок України працювали в умовах прихованого банкрутства.

Досвід Польщі може стати виходом із загрозливої економічної ситуації в енергетичному комплексі України. Проте Уряд уже надав (у 2020 році) та законодавчо закріпив на період до 2030 року всім власникам ВЕС та СЕС, електростанції яких працюють у складі ОЕС України, необґрунтовані та деструктивні преференції, які в нинішніх умовах вже привели енергетичний ринок до ситуації прихованого банкрутства, а в майбутньому загрожують катастрофічними наслідками для всієї економіки країни. Саме тому актуальною проблемою в електроенергетиці України післявоєнного періоду є розробка концептуально іншого підходу до принципів використання енергії ВЕС і СЕС, який би сприяв вирішенню загальнодержавної проблеми забезпечення надійності ОЕС та енергетичної безпеки України. Метою даної роботи є створення принципово нової структури та основ функціонування надвеликої електротермічної системи для виробництва електроенергії та теплової енергетики (мегасистеми), яка об’єднує ОЕС України та системи централізованого теплопостачання шляхом електрифікації теплопостачання за рахунок використання в первинному стані енергії автономних відновлюваних джерел енергії та потужностей атомних електростанцій, що забезпечує надійну технологічність, високі енергоекономічні показники ОЕС, ВДЕ та ЦТП, підвищує енергетичну безпеку та суттєво покращує стан довкілля в країна. Питання та правове забезпечення «зеленої» енергетики в Україні почали розвиватися у 2008 році [1]. У період до 2020 року тарифи на

енергію ВДЕ в Україні в рази перевищували ринкові ціни на електроенергію, отриману за традиційними технологіями [1—5]. Цей фактор був одним із основних, що зумовив надзвичайно високу рентабельність ВДЕ та глибоку збитковість українського ринку електроенергії. Зазначена ситуація призвела до значного збільшення потужностей ВДЕ в структурі ОЕС України [6, 7]. Зважаючи на факт різкого зростання потужностей ВДЕ в період після 2014 року, регуляторні органи почали запроваджувати зниження тарифів на енергію для РЕЗ [8], які пізніше були скасовані в судовому порядку. Нова спроба регулятора знизити «зелені» тарифи [9] також не змінила ситуацію на краще. Через платіжну кризу вже в перші місяці роботи нового ринку електроенергії у 2020 році майже повністю припинилися розрахунки за вироблену енергію за «зеленим» тарифом. Ринок електроенергії фактично перестав виконувати свої зобов'язання та перейшов у стан прихованого банкрутства. Для вирішення загрозливої ситуації Кабмін, Європейсько-українське енергетичне агентство та Українська вітроенергетична асоціація прийняли Меморандум про взаєморозуміння щодо вирішення проблемних питань у сфері відновлюваної енергетики (Меморандум) у 2020 році, де виробники домовилися про добровільне зниження «зеленого» тарифу для діючих СЕС та ВЕС. Держава зобов'язалася забезпечити функціонування нововведеної аукціонної моделі підтримки ВДЕ. Основні положення Меморандуму були законодавчо закріплені [10] з урахуванням особливостей встановлення «зеленого» тарифу в Законі про альтернативні джерела енергії [11]. В результаті реалізації положень Меморандуму встановлені законом фіксовані тарифи для ВЕС станом на 2021 рік були наближені до цін українського ринку електроенергії. Поточні тарифи на електроенергію СЕС були навіть нижчими за ринкові [13]. У публікації [12] наведені прогнозні оцінки встановленої потужності ВЕС і СЕС у складі ОЕС України на період до 2030 року.У поєднанні з даними про тарифи, визначені Меморандумом, це дає можливість проаналізувати енергоекономічну ситуацію, що прогнозується в ОЕС України та її енергетичний ринок на рівні 2030 року. Це

завдання є актуальним як сьогодні, так і у віддаленій перспективі, оскільки вкрай негативні прогнози авторів вже підтверджуються сучасним станом електроенергетичного комплексу України як країни. le, його енергетичну систему та енергетичний ринок зокрема. Це виявилося вже у 2021 році в нераціональному використанні наявних генеруючих потужностей, насамперед високоекономічних атомних генерації, невиправдано високі ціни на електроенергію на внутрішньому ринку, у зв'язку з цим значний імпорт електроенергії з великим надлишком потужностей власної генерації та низка інших негативних явищ. Тому наразі існує нагальна потреба та можливість розробки основних напрямів та заходів щодо підвищення ефективності роботи ОЕС України за умов розміщення в її складі великих обсягів ВДЕ. Ця проблема актуальна не тільки для електроенергетики України, вона не менш важлива для енергетичних комплексів більшості промислово розвинутих країн, які переходять на принципи низьковуглецевого розвитку. Основні труднощі у вирішенні таких проблем полягають у наступному. Наявність нульової гарантованої потужності в РЕЗ зумовлює необхідність використання в структурі ОЕС додаткового специфічного обладнання, яке забезпечує стабільність частоти та потужності, що подається РЕЗ в систему. Для того, щоб сформулювати технологічні вимоги до даного обладнання, необхідний інструментарій для аналізу його функціонування в складі ОЕС.При цьому необхідно було розробити конкретні математичні моделі регулювання частоти та потужності в ОЕС, до складу яких входили математичні блоки, що відображають не тільки характеристики (в першу чергу частоту) ВДЕ та традиційних технологій, але й характеристики зазначеного додаткового технологічного обладнання та взаємозв’язки між усім обладнанням ОЕС, включаючи ВДЕ, додаткове технологічне та традиційне обладнання. Додатковим ускладненням у таких моделях є синтез математичних блоків, які відображають поведінку вітру та сонячного випромінювання як робочого тіла. У великій спеціалізованій літературі, присвяченій ВДЕ, зазвичай досліджуються питання взаємозв’язків та поведінки між окремими

джерелами відновлюваної енергії та додатковим обладнанням зазначеного призначення. Досить детальний аналіз цих публікацій подано в [14]. Аналіз функціонування ВДЕ у складі ОЕС серед відомих авторам публікацій не знайдено.

У сучасному стані велика кількість досліджень щодо роботи ВДЕ у складі ОЕС виконується Інститутом загальної енергетики НАН України. Де-в використовується набір з кількох математичних моделей з різними функціональними можливостями. Розроблено модельно-програмний комплекс для дослідження спільної роботи ВЕС, СЕС, гідроелектростанції (ГЕС) та акумуляторних батарей (БА) у складі ОЕС України [14, 15]. Вони пройшли різноманітні випробування та застосування на реальних даних. Розроблено модифікацію моделі та програмного комплексу для прогнозування довгострокового розвитку енергосистем з ВЕС з використанням статистичної інформації для підвищення гнучкості енергосистеми [16]. Для оцінки економічної ефективності спільної роботи ВДЕ, СБ та традиційної резервної електростанції за умов забезпечення стабільного рівня потужності розроблено відповідну модель розроблено життєвий цикл такої системи [17]. Для прогнозування довгострокового розвитку структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи з урахуванням динаміки введення та виведення потужностей та зміни їх техніко-економічних показників протягом прогнозного періоду розроблено частково-цілочисельну математичну модель [18].Дослідження та модернізація енергетичних об'єктів, енергоємних технологій і впровадження нових енергоефективних матеріалів базуються, перш за все, на вимірюванні, контролі та діагностиці фізичних характеристик і регулюванні параметрів фізичних процесів. Основою інформаційного забезпечення функціонування систем моніторингу та діагностики є використання математичних моделей фізичних сигналів і полів роботи енергетичних об’єктів, алгоритмів і програм визначення та статистичної оцінки їх

характеристик [19, 20]. Завдяки результатам, наведеним, зокрема, у публікаціях [14—20], дослідники отримали обґрунтовану можливість вибору типів і потужності регуляторів, що забезпечують необхідну стабільність частоти ОЕС, у складі якої працюють РЕЗ того чи іншого характеру. Якщо, наприклад, ВЕС великої потужності входить до складу ОЕС, то стабілізацію частоти в ній може забезпечити тільки СБ або ТЕС великої потужності. Навіть низинні ГЕС можуть забезпечити стабільну роботу ОЕС, яка в основному складається з СЕС. Однак ні в першому, ні в другому випадку ТЕС будь-якої фізичної природи не можуть бути використані для стабілізації частоти в таких ОЕС через їх недостатню швидкодію. При визначенні обсягу та структури використання ВДЕ як складової ОЕС будь-якої країни необхідно враховувати не тільки технологічні можливості та показники регуляторів частоти, які потенційно можуть бути використані в даному випадку, а й енергетично-економічні характеристики як ВДЕ, так і ОЕС в цілому в загальносистемному вимірюванні.

1.1.1 Енергоекономічні показники функціонування сонячних та вітрових електростанцій у складі ОЕС України за фактичними даними 2021 року

Енергоекономічні розрахунки здійснено шляхом системного аналізу встановлених мо дез спільної роботи інтегрованих енергетичних систем, вітрових і сонячних електростанцій (табл. 1.1). При цьому обробка значних обсягів вихідної інформації здійснювалася за великою кількістю різноманітних залежностей і алгоритмів. Результати розрахунків наводяться у вигляді відповідних таблиць, оскільки в такому вигляді різнорідні та численні показники сприймаються найбільш доступно.Для оцінки ефективності як СЕС, так і ВЕС використовувалися модернізовані вугільні ТЕС як резервні та альтернативні електростанції. Таке рішення

пов’язане з тим, що в існуючій структурі ОЕС України ці потужності станом на кінець 2021 року були резервними, мають найменші питомі капіталовкладення та використовують паливо, яке не входить до переліку товарів критичного імпорту немає інші маневрені джерела необхідної потужності в ОЕС України. Методика розрахунків полягає у порівнянні показників економічної ефективності двох структур генеруючих потужностей ОЕС України, а саме її структури, яка сформована відповідно до законів України про «зелений» тариф, та іншої, альтернативної структури, без ВДЕ. Вихідні дані для розрахунку показників СЕС: встановлена потужність СЕС – 6283 МВт; термін експлуатації 25 років; питомі капітальні вкладення 1000 дол./кВт; коефіцієнт використання встановленої потужності (CUIC) – 0,17; тариф на електроенергію СЕС становить 4,35 євроцентів/кВт·год. Резерв електростанцій: встановлена потужність 6283 МВт; питомі капіталовкладення 400 дол./кВт; CUIC (розрахований) становить 0,63; питома витрата палива 0,345 кг.с.е. (вугільний еквівалент); термін служби 35 років; ціна на вугілля – 3274 грн/т; плата за викиди CO2 становить 3 дол. США/т. Вихідні дані для розрахунку показників ВЕС: встановлена потужність ВЕС 1529 МВт; термін служби 25 років; питомі капіталовкладення 1400 дол./кВт; CUIC становить 0,35; тариф на електроенергію ВЕС становить 8,82 євроцентів/кВт·год. Резервні електростанції: встановлена потужність ТЕС 1529 МВт; питомі капіталовкладення 400 дол./кВт; CUIC становить 0,65; питома витрата палива 0,345 кг.у.е.; термін служби 35 років; плата за викиди двоокису вуглецю в розмірі 3 дол. США/т наразі є середньою для країн Європейського Союзу; CUIC для резервної теплоелектростанції (ТЕС) при її роботі разом із СЕС приймати рівним 0,63, оскільки СЕС працює в середньому 11 годин на добу; 1 долар США = 28,8 грн.; 1 € = 32,5 грн.; UAH — це позначення гривні. Тарифи на енергію ВЕС та СЕС застосовуються відповідно до Меморандуму. Основні енергоекономічні

показники роботи СЕС та ВЕС у складі ОЕС в Україні у 2021 році наведені в таблиці 1.

Таблиця 1.1 Енергоекономічні показники роботи сонячних та вітрових електростанцій в енергосистемі України за фактичними даними 2021 р.

No.	Size	Unit measurement	Value
	I Solar power plants		
1	Installed capacity of SPP	MW	6283
2	Production of electricity at SPP	kWh	$7.485 \cdot 10^9$
3	Production of electricity at a reserve TPP	kWh	$27.737 \cdot 10^9$
4	The cost of SPP electricity	USD	$325.6 \cdot 10^6$
5	The cost of electricity of the reserve TPP	USD	$2.617 \cdot 10^9$
6	Gross costs of the SPP owner	USD	$289.6 \cdot 10^6$
7	Gross income of the SPP owner	USD	$325.6 \cdot 10^6$
8	Gross profit of the SPP owner	USD	$36 \cdot 10^6$
9	Net profit of the SPP owner	USD	$28.8 \cdot 10^6$
10	The payback period of the SPP owner's capital	year	10
11	Emissions of CO_2 by reserve TPP	ton	$35.1 \cdot 10^6$
12	**Consumer costs for energy produced by SPP + TPP**		
12.1	The cost of electricity produced by the SPP	USD	$325.6 \cdot 10^6$
12.2	The cost of electricity for SPP reservation	USD	$1.617 \cdot 10^9$
12.3	The cost of electricity for frequency stabilization	USD	$3.368 \cdot 10^9$
12.4	General expenses of the consumer	USD	$5.311 \cdot 10^9$

No.	Size	Unit measurement	Value
13	The total electricity generated by the SPP + TPP complex	kWh	$35.22 \cdot 10^9$
13.1	The cost of electricity produced by the SPP	USD	$325.6 \cdot 10^6$
13.2	The cost of electricity for SPP reservation	USD	$1.617 \cdot 10^9$
13.3	The cost of electricity for frequency stabilization	USD	$3.368 \cdot 10^9$
13.4	General expenses of the consumer	USD	$5.416 \cdot 10^9$
14	The cost price of electricity produced at the SPP + TPP complex	USD/kWh	0.153
15	**An alternative TPP to the SPP + TPP complex**		
15.1	The installed capacity of the alt. TPP	kW	$1.068 \cdot 10^6$
15.2	Fuel consumption	ton	$2.582 \cdot 10^6$
15.3	CO_2 emissions alt. TPP	ton	$9.5 \cdot 10^6$
15.4	Total costs per alt. TPP	USD	$338.1 \cdot 10^6$
15.5	The cost price of energy produced on alt. TPP	USD/ kWh	0.0452

Продовження таблиці 1.1

	II Wind power plants		
16	The installed capacity of the WPP	MW	1529
17	Production of electricity at WPP	kWh	$3.75 \cdot 10^9$
18	Production of electricity at a reserve TPP	kWh	$6.965 \cdot 10^9$
19	The cost of WPP electricity	USD	$330.8 \cdot 10^6$
20	The cost of electricity of the reserve TPP	USD	$657.1 \cdot 10^6$
21	Gross costs of the WPP owner for 1 year of operation	USD	$99.34 \cdot 10^6$
22	Owner's gross income	USD	$330.8 \cdot 10^6$
23	Owner's gross profit	USD	$231.46 \cdot 10^6$
24	Owner's net profit	USD	$185.7 \cdot 10^6$
25	The payback period for the owner's expenses	year	0.536
26	Emissions of CO_2 by reserve TPP	ton	$8.81 \cdot 10^6$
27	**Consumer costs for electricity WPP + TPP**		
27.1	The cost of electricity produced at WPP	USD	$330.8 \cdot 10^6$
27.2	The cost of electricity for the reservation of WPP	USD	$463.6 \cdot 10^6$
27.3	The cost of electricity for frequency stabilization	USD	$1.6876 \cdot 10^9$
27.4	General expenses of the consumer	USD	$2.483 \cdot 10^9$
28	Total electricity produced by the WPP + TPP complex	kWh	$10.72 \cdot 10^9$
29	The cost price of electricity produced at the WPP + TES complex	USD/kWh	0.234
30	**An alternative TPP to the WPP + TPP complex**		
30.1	Production of electricity at alt. TPP	kWh	$3.75 \cdot 10^9$
30.2	The installed capacity of the alternative TPP	kW	$0.535 \cdot 10^6$
30.3	Coal consumption	ton	$1.294 \cdot 10^6$
30.4	CO_2 emissions alt. TPP	ton	$4.744 \cdot 10^6$
30.5	Total costs per alt. TPP for 1 year of operation	USD	$170.5 \cdot 10^6$
30.6	The cost price of electricity alt. TPP	USD/kWh	$43.47 \cdot 10^{-3}$

У таблиці 1.1 обсяги виробництва електроенергії на СЕС (рядок 2) збігаються з обсягами її виробництва на відповідній альтернативній ТЕС для обґрунтованості порівнянь їх енергоекономічних характеристик. Аналогічна умова передбачена і для ТЕС, які є альтернативою ВЕС. Згідно з Меморандумом, тарифи на електроенергію СЕС та ВЕС в Україні законодавчо встановлені на рівні 2030 року – 3,9 та 7,72 євроцентів за 1 кВт/год відповідно. Ці тарифи нижчі за поточні ціни на українському

енергоринку [13]. Це дає підстави стверджувати, що з 2023 року сонячна та вітрова енергетика вже не матиме такого руйнівного впливу на стан енергетичного комплексу країни, демонстрації якого відбулися вже у 2021 році, як видно з табл.1. Це дослідження довело, що такі оцінки та твердження не мають під собою жодних підстав. При цьому для СЕС об'ємом 9947 МВт та для ВЕС об'ємом 5033 МВт використовувався прогноз встановлених потужностей на рівні 2030 р. [12]. Методологія та алгоритми розрахунку енергоекономічних показників цього періоду подібні до тих, що використовуються при розрахунку показників у табл. 1.1. Важливо порівняти релевантні значення для розпізнавання тенденцій і швидкості їх зміни.

1.1.2 Аналіз та коментарі енергоекономічних показників функціонування СЕС та ВЕС у складі ОЕС України за звітами (2021 р.) та прогнозними даними на період до 2030 року

Однак, як свідчать отримані результати (табл. 1), насправді ситуація є прямо протилежною. Справді, в умовах ОЕС України, яка не включає потужні гідроелектростанції, для забезпечення надійної роботи ВДЕ та всієї енергосистеми необхідно використовувати додаткові резервні джерела енергії, серед яких безперечними є вугільні ТЕС, встановлена потужність яких збігається із сумарною встановленою потужністю СЕС та ВЕС.

Через те, що CUIC ВЕС майже вдвічі менше цього показника для резервної ТЕС, а для СЕС — майже вчетверо, викиди CO2 комплексом СЕС + ТЕЦ на рівні 2030 р. складають 55,6 · 106 тонн в екв. Для комплексу ВЕС + ТЕС і альтернативної ТЕС ці показники складають 29 · 106 тонн і 15,6 × × 106 тонн відповідно. Співвідношення цих показників у 2021 році є подібними (табл. 1). Таким чином, завдяки наявності СЕС та ВЕС в ОЕС України викиди CO2 зростуть на 54 млн т у 2030 р., а співвідношення цих викидів на резервній та альтернативній ТЕС становить 2,8. Тобто наведений у цій роботі порівняльний аналіз викидів парникових газів повністю спростовує

викладене політичне обґрунтування доцільності використання СЕС і ВЕС у складі ОЕС країн, які за природними умовами (відсутність можливостей для будівництва потужних ГЕС) подібні до умов України. Використання ВДЕ в ОЕС України не тільки не покращує екологічну ситуацію, а й суттєво її погіршує. Крім того, з точки зору енергозбереження прихильники повсюдного впровадження СЕС і ВЕС у структуру ОЕС аргументують свою позицію тим, що ці джерела енергії не потребують палива.Але при цьому не враховано, що для забезпечення їх роботи необхідно додатково використовувати резервні ТЕС. Так, для резервування СЕС потужністю 9947 МВт (2030 р.) необхідна ТЕС такої ж потужності, яка виробляє 43916 × × 109 кВт·год і споживає 15,15 × 106 т енергетичного вугілля, тоді як для альтернативної ТЕС потрібно лише 5,11 × × 106 т того самого вугілля і вироблятиме таку саму кількість. електроенергії, передбаченої СЕС. Тобто комплекс СЕС + ТЕЦ вимагає майже Закон України про ринок електричної енергії. Цей принцип зобов'язує оператора (диспетчера) енергетичної системи надавати пріоритет у використанні енергії вітровим і сонячним електростанціям. У разі порушення цього принципу власник СЕС чи ВЕС отримує компенсацію від енергетичного ринку України в розмірі упущеної вигоди (вартості невідпущеної енергії). Результати дослідження показують, що зазначений принцип призводить до неприпустимих системних втрат. Дійсно, планується, що на рівні 2030 року комплекси СЕС + ТЕС і ВЕС + ТЕС сумарно вироблять 91 · 109 кВт/год. За нинішнього стану енергетичного законодавства в Україні вся ця енергія має продаватися безальтернативним споживачам. Він генерується цілодобово, тому охоплює частину базової зони графіка електричного навантаження (ГрН), конкуруючи лише з атомними станціями (АЕС). На сьогоднішній день максимальний обсяг виробництва енергії на АЕС за їх робочою потужністю становить 97 · 109 кВт·год, тому ВДЕ разом із резервними ТЕС майже повністю витіснили з ЕЛС найбільш економічні серед усіх традиційних технологій блоки АЕС. Це призводить до великих системних збитків і значного зростання збитковості українського

енергетичного ринку. Спроби Уряду вирівняти ситуацію грошовими засобами протягом 2020—2021 років не увінчалися успіхом, особливо їх використання в період до 2030 року не має сенсу через прогнозоване подвоєння встановлених потужностей ВДЕ. Прогноз енергоекономічної ситуації в ОЕС України на рівні 2030 року показує, що при існуючій структурі управління в ОЕС України ОЕС не зможе функціонувати. Якщо вдвічі збільшити встановлену потужність СЕС і ВЕС із нинішньої до майже 15 млн кВт і зберегти існуючі підходи до їх використання, збитки зростуть до фантастичного показника понад 460 млрд грн. Лише зазначеними грошовими заходами таку ситуацію виправити буде неможливо. Економіка країни просто не зможе компенсувати втрати ОЕС понад 15 мільярдів доларів США щорічно, особливо в післявоєнний період і особливо без розумної відповіді на питання, навіщо це робити. З іншого боку, держава Меморандумом вже надала гарантії власникам СЕС і ВЕС використовувати всю вироблену ними енергію за економічно прийнятними, фіксованими цінами у СКВ на період до 2030 року. Здається, що через низку негативних факторів для меду склалося замкнуте коло, раціональний вихід з якого нереальний. Проте, окрім вкрай негативних явищ, які зараз відбуваються в ОЕС України внаслідок недосконалого управління, спричиненого законами про «зелений» тариф та іншими нормативними документами, які надають необґрунтовані преференції власникам СЕС та ВЕС, в енергетичному секторі України (на відміну від ситуації в переважній більшості індустріально розвинутих країн) є можливість реорганізувати існуюче управління в ОЕС таким чином, щоб надаватися гарантії. з боку держави власникам ВДЕ повністю реалізуються, а господарська діяльність ОЕС стає високорентабельною. Це можна забезпечити шляхом організації нової електротеплоенергетичної системи, що включає ОЕС України та системи централізованого теплопостачання (ЦТП) великих міст із специфічними зв'язками між ними. У країнах, де немає ЦГС, реалізувати такий підхід буде неможливо.

1.1.3 Комплексне підвищення ефективності функціонування ОЕС України в умовах зростання потужностей ВДЕ в її структурі шляхом організації її зв'язку з системами централізованого теплопостачання

Проводяться дослідження щодо можливостей використання взаємодії ОЕС України та ЦНС великих міст для підвищення енергоекономічних показників обох систем. При цьому актуальними є завдання синтезу математичних моделей для побудови ефективних систем вирішено автоматичне регулювання частоти та потужності (АРЕ) в аварійних режимах, розробку нових структур АРЕ на основі споживачів-регуляторів, нових пікових засобів регулювання електроенергії, ефективніших за гідроакумулюючі електростанції та ін. Водночас актуальними є проблеми синтезу математичних моделей для побудови ефективних систем автоматичного регулювання частоти та потужності (АРЕЧ) в аварійних режимах, розробки нових структур АРЕЧ на основі споживачів-регуляторів, нових засобів регулювання пікової електроенергії, ефективніших за гідроакумулюючі електростанції та ін. У всіх цих розробках основним елементом є електричний теплогенератор (електрокотел або тепловий насос). Накопичений досвід розробки таких систем дозволив науковцям Інституту загальної енергетики НАН України синтезувати надвелику електротеплоенергетичну систему (мегасистему), яка генерує як електричну, так і теплову енергію в об'ємах, не менших за ті, які генерували б ІЕС і КТС в ізольованих режимах. При цьому СЕС і ВЕС, формально (юридично) входячи до складу ОЕС, фізично і функціонально вилучені з її структури і утворюють власну автономну підсистему ОЕС (Система електричного теплопостачання (СТЕС)). Первинна енергія, яка надходить до споживача від генераторної шини СЕС або ВЕС, має у своєму складі широкий діапазон гармонік.В даний час в ОЕС майже всіх країн світу за допомогою набору

перетворювачів домагаються того, що в цьому спектрі залишається тільки одна гармоніка зі стандартною частотою 50 Гц, а перетворена енергія з цією частотою доставляється споживачеві через електричну мережу ОЕС. Альтернативний принцип полягає в тому, щоб залучити споживача, який був би нечутливий до зміни частоти, тобто міг би використовувати електроенергію з частотним спектром, який вона має в своєму початковому вигляді. Таким споживачем є електричний котел. Він може працювати з енергією, яка має одну стандартну гармоніку 50 Гц у спектрі, або приймати енергію з широким спектром, то він генерує тепло на основі принципу суперпозиції, коли теплова енергія кожної гармоніки в спектрі інтегрується. Завдяки такій схемі відпадає дорога стаття витрат на стабілізацію частоти. Проте в сукупності витрат на використання ВДЕ є ще одна дороговартісна стаття витрат – це витрати на резервні джерела енергії. Зазначена проблема вирішується в запропонованій мегасистемі шляхом вибору споживача теплової енергії, що виробляється електрокотлом. Таким ідеальним споживачем є системи централізованого теплопостачання. Конструктивно-експлуатаційною особливістю систем CHSS є те, що для мінімізації загальних витрат в системі в них реалізовано температурний графік з максимальною температурою води 120° і мінімальною 70°С. Це дозволяє організувати охоплення цього графіка таким чином, щоб зона між максимальними і мінімальними температурами 120 °С і 70 °С живилася енергією СЕС і ВЕС, а базова зона до 70 °С енергією АЕС. Цих двох операцій достатньо, щоб при такому управлінні в ОЕС доходи і прибутки власників ВДЕ залишалися такими ж, як гарантовані Меморандумом. Крім того, існує декілька енергоекономічних факторів, які разом із уже згаданими також забезпечують високу рентабельність СХСС.

1.2 Енерго-економічні показники спільного функціонування та СХС з використанням енергії СЕС і ВЕС на рівні 2030 року

Зазначені показники визначено шляхом застосування системного аналізу встановлених електричних, гідравлічних і температурних режимів приєднання до роботи ВЕС, СЕС, ОЕС і СХС за принципово новою, вищезазначена організація їх взаємодії (табл. 2). Вихідні дані для розрахунку енергоекономічних показників: загальна довжина лінії електропередачі ВДЕ – 500 км; питомі витрати на будівництво ЛЕП 1971 × × 103 грн/м; питомі витрати на потужність електричного котла (приєднання) – 2,28 · 103 грн/кВт; ресурс електрокотла 25 років; капіталовкладення на електрокотел – 35 дол./кВт; ККД (е.к.д.) газового котла 0,93; е.с. електрокотла – 0,98; питомі викиди CO2 газового котла становлять 1,622 т/т у.е.; ціна природного газу – 700 доларів США за 1000 м3; тариф на теплову енергію (2021 р.) становить 2047 грн/Гкал. Енергоекономічні показники функціонування ОЕС та ТЕЦ в Україні на базі електричних теплогенераторів з використанням ВДЕ наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2. Енергоекономічні показники спільної роботи ОЕС та ЦЕС України з використанням відновлюваних технологій на рівні 2030 р.

No.	Size	Unit measurement	Value
1	Consumption of thermal energy from CHSS	Gcal	$62 \cdot 10^6$
2	including for hot water supply	Gcal	$18.5 \cdot 10^6$
3	Production of electricity at SPP	kWh	$11.85 \cdot 10^9$
4	Production of electricity at WPP	kWh	$12.34 \cdot 10^9$
5	SPP electricity tariff	€/kWh	$3.9 \cdot 10^{-2}$
6	WPP electricity tariff	€/kWh	$7.72 \cdot 10^{-2}$
7	Payments for CO_2 emissions	USD/t	3
8	Efficiency coefficient of a gas boiler	—	0.93
9	Electric boiler resource	year	25
10	Specific emissions of $CO_2$of a gas boiler	t/t.v.e	1.622

No.	Size	Unit measurement	Value
11	Price on the electricity market: weighted average for the day	UAH/ kWh	2.717
12	of the base zone	UAH/ kWh	0.8
13	The natural gas price	USD/1000m^3	700
14	Tariff for thermal energy	UAH/Gcal	2047
15	Specific costs		
15.1	For the construction of power lines	UAH/m	$1.971 \cdot 10^3$
15.2	For the electric boilers power	UAH/kW	$2.28 \cdot 10^3$
16	Total length of power lines	km	500
17	NPP energy (line 1 × 1.161 × 7/12)/0.98	kWh	$41.7 \cdot 10^9$
18	The NPP electricity cost (line 17 × UAH 0.8)	USD	$1.16 \cdot 10^9$
19	The volume of natural gas substitution (lines 3 + 4 + 17) × 10^{-3} × 130.85 (kg.c.e.)/0.94	m^3	$7.28 \cdot 10^9$
20	Reduction of CO_2 emissions due to natural gas savings line 19 (line 19 × 1.15 × 1.622)	ton	$13.58 \cdot 10^6$
21	Reduction of fees for CO_2 emissions according to line 20	USD	$40.74 \cdot 10^6$
22	The replaced gas cost (line 19 × line 13)	USD	$5.1 \cdot 10^9$

Продовження таблиці 1.2

22	The replaced gas cost (line 19 × line 13)	USD	$5.1 \cdot 10^9$
23	Reduction of CO_2 emissions due to the replacement of the reserve station (line 11 Table 3 + line 26 Table 3)	ton	$84.55 \cdot 10^6$
24	Reduction of fees for CO_2 emissions according to p. 23	USD	$0.254 \cdot 10^9$
25	Overall reduction of CO_2 emissions (line 20 + line 23) in comparison with the scenario in Table 3	ton	$98.13 \cdot 10^6$
26	Costs for the construction and operation of the electric heat supply system		
26.1	New transmission lines (line 15.1 × line 16)	USD	$34.2 \cdot 10^6$
26.2	Installed capacity of electric boilers (line 1 Table 3 + line 16 Table 3 + line 17/(0.8 × 8.76 × 10^3))	MW	$20.93 \cdot 10^6$
26.3	Capital investment for 1 year, taking into account construction, voltage limiters and connection of electric boilers (line 26.1 × 1.112 + line 26.2 × 1.1 × (line 15.2 + 35))/25	USD	$106.64 \cdot 10^6$
26.4	Salary with accruals (1250 persons × 600 USD/month × 12 × 1.24)	USD	$11.16 \cdot 10^6$
26.5	Other costs (materials, etc.) (line 26.3 × 0.02)	USD	$2.13 \cdot 10^6$
26.6	The cost of SPP, WPP and NPP electricity (line 4 Table 3 + line 19 Table 3 + line 18)	USD	$2.762 \cdot 10^9$
26.7	Total EHSS costs (lines 26.3 + 26.4 + 26.5 + 26.6)	USD	$2.937 \cdot 10^9$
27	The thermal energy cost (line 1 × UAH 2047)	USD	$4.407 \cdot 10^9$
28	Gross revenues of EHSS (lines 21 + 22 + 24 + 27)	USD	$9.802 \cdot 10^9$
29	EHSS gross profits (line 28 – line 26.7)	USD	$6.868 \cdot 10^9$
30	EHSS net profit of (line 29 × 0.8)	USD	$5.22 \cdot 10^9$
31	The payback period for EHSS costs (line 26.7 / line 30)	year	0.56

У таблиці 1.2, як і в таблиці 1.1, визначено енергоекономічні показники в єдиних цінах 2021 року для можливості порівняння та аналізу цих показників. Основними перевагами запропонованої мегасистеми порівняно з існуючою структурою ОЕС України є те, що завдяки принципово новому управлінню відпала необхідність використання дорогого обладнання для

стабілізації частоти та резерву потужності в енергосистемі. Ці два чинники зумовлюють нині величезну збитковість українського енергетичного ринку, яка загрожує його знищенням до 2030 року. У новій мегасистемі джерела нестабільності (ВЕС і СЕС) функціонально вилучені зі структури ОЕС, що забезпечує їй можливість працювати в умовах класичного ринку з відповідною прибутковістю. Протягом 2020–2021 років існувала проблема рентабельності ринку внаслідок невдалого управління ним, спричиненого дією пріоритетів ВДЕ, визначених законами про «зелений» тариф. Валові доходи системи електротеплопостачання (стор. 28 табл. 2, 9,8 · 109 дол. США) значно перевищують її витрати (п. 26.7 табл. 2, 2937 дол. США · 109), що гарантує оплату визначеної Меморандумом вартості електроенергії ВЕС та СЕС. Така висока рентабельність ТЕЦ (термін окупності — 0,56 року) зумовлена декількома факторами: високими діючими тарифами на теплову енергію (п. 14 табл. 2); заміщення великих обсягів природного газу (п.19 табл. 2, 7.28 · 109 м3) дешевою енергією АЕС, ВЕС і СЕС; зменшення великих обсягів викидів парникових газів (стор. 25 табл. 2, 98,13 · 106 т). Завдяки запропонованій структурі ТЕЦ АЕС фактично використовуються як резервні джерела теплової енергії, а ринкова вартість енергії АЕС майже в 3,5 рази нижча за вартість енергії ТЕС [13], при цьому ТЕС виконують резервні функції в існуючих структурах ОЕС з великою часткою СЕС і ВЕС. Крім того, немає потреби у великих обсягах резервування потужностей ТЕС, які зараз частково блокують і повністю блокуватимуть використання ефективної енергії АЕС на рівні 2030 року електростанції матимуть вільний доступ до ринку електроенергії. Якщо в опалювальний період буде впроваджено систему EHSS, НАЕК «Енергоатом» віддаватиме в цю систему близько 40% своєї енергії. У неопалювальний період використання енергії АЕС в ЕГЕС знизиться до 12%, що ніяк не вплине на прибутковість цього підприємства, оскільки цей період використовується майже всіма електростанціями як ремонтний майданчик. Крім того, надлишки енергії АЕС легко продаються на українському чи європейському ринках.

Висновки за розділом 1

1. Політичний аргумент прихильників використання СЕС та ВЕС про те, що використання цих відновлюваних джерел енергії призводить до зменшення викидів парникових газів для умов України є хибним. Аналіз демонструє протилежне явище, а саме, зазначені викиди за відсутності ВДЕ в енергоструктурі ОЕС України зменшуються в кілька разів порівняно з варіантами, коли ці ВДЕ в ній присутні. Викиди CO2 комплексами СЕС + ТЕС і ВЕС + ТЕС під час їх експлуатації у складі ОЕС України на рівні 2030 р. становлять 84,5 · 106 т в CO2 екв. При цьому загальні викиди цих газів від альтернативних ТЕС, які виробляють електроенергію такого ж обсягу, як і вироблена СЕС і ВЕС разом, становлять лише 30,6 · 106 тонн. У цьому конкретному випадку альтернативні ТЕС викидають в 2,76 рази менше парникових газів, ніж комплекси ВДЕ + ТЕС. Дуже поширене твердження, що використання ВДЕ не потребує викопного палива, не відповідає дійсності. При цьому не враховується, що функціонування ВДЕ в сучасних умовах ОЕС України неможливе без використання резервних ТЕС. Це груба помилка. На рівні 2030 року споживання вугілля резервними ТЕС прогнозується на рівні 28,83 · 106 т у.е., тоді як на альтернативних ТЕС буде потрібно лише 10,43 · 106 т у.е. Співвідношення цих показників (2,76) строго збігається з відповідним співвідношенням викидів парникових газів, як і повинно бути. Використання ВДЕ у складі ОЕС України зі структура орендної плати не тільки не покращує екологічну ситуацію, а навіть погіршує її в рази. Такий стан характерний для більшості країн, виняток становлять лише багаті на гідроресурси.

2. Безпосередньо перед війною, у 2020—2021 роках, держава здійснила низку грошово-кредитних та організаційних заходів для врегулювання нинішньої загрозливої енергетично-економічної ситуації на енергетичному ринку країни (встановлення більш-менш прийнятних тарифів на енергію ВДЕ; випуск єврооблігацій та надання кредитів для погашення втрат на

енергетичному ринку, спричинених дією «зелених» законів; скорочення темпи зростання нового будівництва СЕС та ВЕС шляхом проведення аукціонів на отримання дозволів на таке будівництво тощо). Однак, незважаючи на ці заходи, загальні втрати енергетичного ринку України у 2021 році склали близько 7 млрд доларів США (табл. 1), що оцінюється як його приховане банкрутство. Енергоекономічний прогноз функціонування ОЕС та енергетичного ринку України на рівні 2030 року показує, що за умови збереження управління енергетичним ринком, визначеного чинним законодавством про «зелений» тариф, щорічні втрати енергоринку зростуть до 15 млрд дол. Це призведе до руйнування енергетичного ринку та потрясінь для всієї економіки країни аж до загрози її дефолту.

3.Основною стратегічною помилкою при формуванні напрямків використання СЕС та ВЕС у складі генеруючих потужностей ОЕС України було одночасне використання мережі ОЕС для передачі енергії як від традиційних джерел енергії, так і від ВДЕ. Такий підхід зумовлює необхідність в умовах об’єднаної енергосистеми забезпечити впровадження в її структуру додаткового дорогого обладнання (резервних джерел енергії та швидкодіючих регуляторів частоти), яке має компенсувати технологічно притаманні ВДЕ нерівномірність генерації електроенергії та нестабільність частоти. У даній роботі встановлено, що дане обладнання спричиняє гіпертрофовані збитки енергетичного ринку України в розмірі 15 · 109 доларів США на рівні 2030 року.

4. Основними перевагами запропонованої мегасистеми в порівнянні з існуючою структурою ОЕС України є те, що завдяки принципово новому управлінню відпала необхідність використання обладнання для стабілізації частоти та резерву потужності в енергосистемі. Саме ці два чинники зумовлюють нині кричущу збитковість українського енергетичного ринку, що загрожує його руйнації на рівні 2030 року. У структурі мегасистеми джерела нестабільності (ВЕС та СЕС) функціонально виведені зі складу ОЕС, що

забезпечує їй можливість працювати в умовах класичного ринку з прийнятною прибутковістю. Протягом 2020—2021 років існувала проблема його рентабельності внаслідок невдалого управління ним, спричиненого дією пріоритетів ВДЕ, визначених законами про «зелений» тариф.

5. Валові доходи системи електротеплопостачання (9,8 · 109 дол. США) значно перевищують (табл. 2) її витрати (2,937 · 109 дол. США), що гарантує оплату визначеної Меморандумом вартості електроенергії ВЕС і СЕС. Така висока рентабельність ТЕЦ зумовлена декількома факторами: високими поточними тарифами на теплову енергію; заміщення великих обсягів природного газу дешевою енергією АЕС, ВЕС та СЕС; скорочення великих обсягів викидів парникових газів.

6.Запропонований підхід переведення ЦТП на використання електричних котлів з комбінованим використанням електроенергії як традиційних, так і відновлюваних джерел замість теплогенераторів на природному газі забезпечує новій системі централізованого теплопостачання високу економічну ефективність із терміном окупності капіталу близько півроку (табл. 2). Це свідчить про те, що тариф на теплову енергію в новій системі ТЕЦ може бути знижений щонайменше в 4 рази порівняно з тарифом, зокрема, який діяв на ЦГС «Укртеплоенерго» у жовтні 2021 року (до стрімкого зростання світових цін на природний газ). Це забезпечить збільшення попиту на тепло, що постачається через ТЕЦ, з подальшим підвищенням ефективності ТЕЦ

7. В результаті реалізації проекту побудувати нові комбіновані споруди ОЕС та ЧЕС в Україні одразу вирішується декілька проблем державного значення: забезпечується повна оплата вартості виробленої електроенергії на СЕС та ВЕС за рахунок доходів системи ЕЕС; потужності СЕС та ВЕС виводяться зі складу ОЕС України, тому в ОЕС зникає проблема стабілізації частоти та потужності, вона отримує можливість працювати в повному обсязі. потужності в ринкових умовах, без фіксованих цін на енергію ВДЕ та

без інших пільг для ВДЕ, що призводить до величезних збитків на енергетичному ринку; завдяки цьому енергетичний ринок України автоматично позбавляється втрат на суму близько 15 млрд доларів США щорічно; економиться 7,28 млрд кубометрів природного газу, що є вагомим внеском в енергетичну безпеку країни; викиди вуглекислого газу скорочуються на понад 98 млн тонн в CO2-еквіваленті, що становить близько 50% усіх викидів в Україні у 2020 році при виробництві теплової та електрична енергія.8. У нинішньому воєнному стані майже всі українські ВЕС і СЕС знищені. У післявоєнний період вони будуть швидко відновлені, оскільки вони (особливо ВЕС) дуже рентабельні і потребують мінімальних капіталовкладень. Тому, щоб запобігти можливим економічним потрясінням в країні, необхідно реалізувати проект реорганізації зеленої енергетики, концептуальні положення якого наведені в цій роботі. Іншого виходу просто немає.

РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ КОМПЛЕКСНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ОБ'ЄКТУ

2.1 Складання структурної схеми системи комплексного енергозабезпечення об'єкту

Складена в проєкті структурна схема наведена на рисунку 2.1

Система містить три джерела живлення (мережа, фотоелектрична електростанція, генератор) та засоби акумулювання енергії.

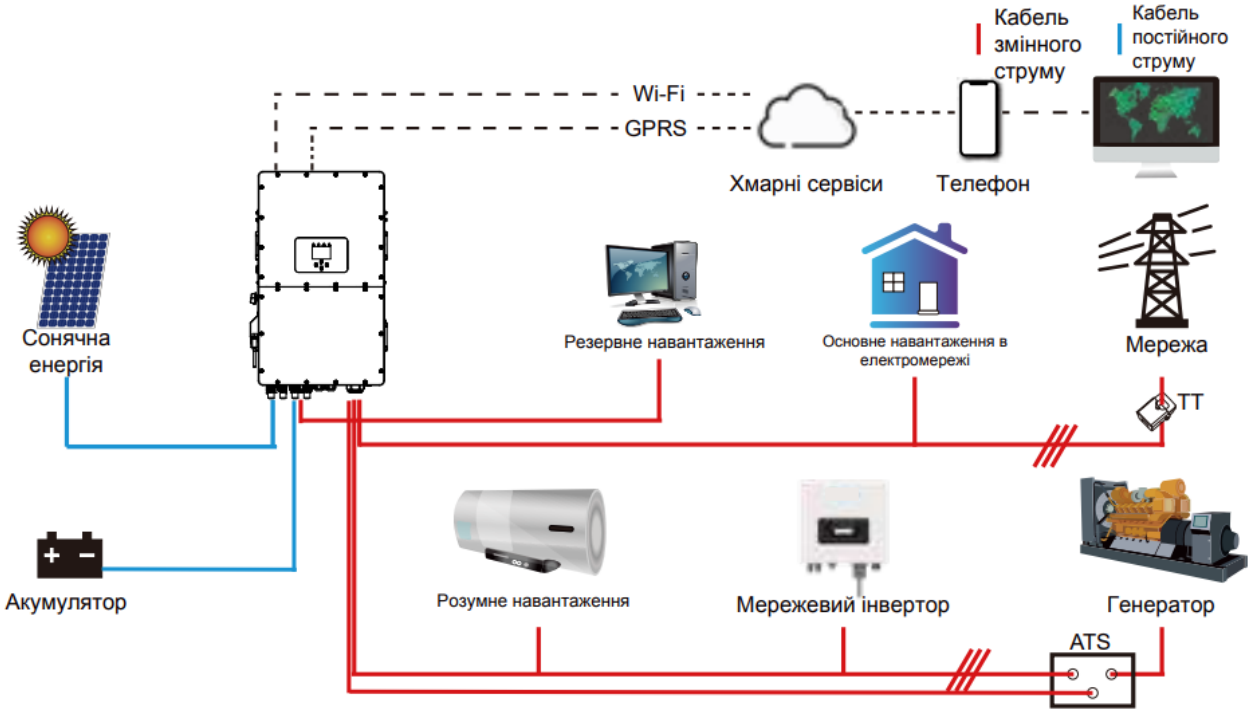


Рис.2.1 Структурна схема системи комплексного енергозабезпечення об'єкту

Перевагами схеми є висока надійність електропостачання споживачів за рахунок застосування трьох джерел живлення.

Окрім цього така системи забезпечує пріоритетне електропостачання об'єкту від фотоелектричної електростанції, що значно здешевлює витрати на енергоносії та зменшує обсяг викидів CO_2 в атмосферу.

В системі застосовується інтелектуальне керування як функція інтегрована в інвертор.

Дане керування можливо здійснювати віддалено через смартфон або комп'ютер.

2.2 Характеристика об’єкту проєктування та формування основних параметрів його електрозабезпечення

Навчальний заклад розташований у місті Бровари Київської області та має чотири триповерхових корпуси. Основним завданням об’єкту є провадження освітньої діяльності на рівні повної загальної середньої освіти.

Площа навчальних корпів складає 3900м^2 , корпуси 1-3 мають довжину 30м та ширину 10 м, висота кожного поверху 3 м, корпус 4 має довжину 20 м та ширину 20 м, висота кожного поверху 3 м. Умови навколишнього середовища в корпусах: вологість 54-55 %, температура +18-22˚, шум 15-25 дБ.

Живлення корпусу відбувається від розподільчої мережі м. Бровари, зокрема від міської трансформаторної підстанції 6 кВ, яка розташована на прилеглій території на відстані 20 м.

До актуальних завдань для реконструкції системи енергозабезпечення відносяться:

- підвищення показників надійності електропостачання;
- забезпечення функціонування об’єкту в режимі пункту незламності у зимовий період;
- оптимізація енергоспоживання об’єкту.

Категорія об’єкта - друга. Споживачі другої категорії - це споживачі, перерва електропостачання яких може спричинити масовий простой робітників та виробничих потужностей, збій в роботі технологічного транспорту та порушення нормальної життєдіяльності великої кількості міських та сільських мешканців. [1] [2]. Аналіз споживачів об’єкту наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Режим роботи, коефіцієнт використання $К_в$, і коефіцієнт потужності cos φ електрообладнання

Назва електрообладнання	Кількість, од.	Коефіцієнт використання, $К_в$	Коефіцієнт потужності, cos φ	Режим роботи
Навчальні кабінети	32	0,2	0,6	Тривалий
Підсобні приміщення	3	0,1	0,65	Короткочасний
Актова зала	1	0,1	0,7	Короткочасний
Викладацькі кабінети	6	0,4	0,7	Тривалий
Кухня - їдальня	1	0,6	0,8	Тривалий

План розташування обладнання площею корпусів наведений в графічній частині проєкту.

2.3 Характеристика мікроклімату приміщень навчальних корпусів за умовами електрозабезпечення

Таблиця 2.2 - Класифікація приміщення об’єкту

Назва приміщення	Категорії			Умови навколишнього середовища
	за вибухонебезпечністю	за пожежонебезпекою	за електробезпекою	
Корпуси 1-3	Б	В	Приміщення без підвищеної небезпеки	Нормальні
Корпус 4	Г	Г	Приміщення без підвищеної небезпеки	Нормальні

Вибухонебезпечна зона класу Б - простір, у якому вибухонебезпечне середовище за нормальних умов експлуатації відсутнє, а якщо воно виникає, то рідко і триває недовго.

Для виробничих ділянок категорія пожежонебезпеки – В.

За електробезпекою - приміщення без підвищеної небезпеки

Приміщення без підвищеної небезпеки це сухі приміщення зі струмонепровідною підлогою, з вологістю не вище 75%.

2.4 Проєктування електрозабезпечення об'єкту

Таблиця 2.3 – Перелік електроприймачів корпусів

Номер за планом	Назва електроспоживачів	Кількість, шт	Потужність, кВт
1	**2**	**4**	**5**
1	Навчальний кабінет	10	7,5
2	Навчальний кабінет	7	15
3	Навчальний кабінет	6	16,7
4	Навчальний кабінет	4	9,22
5	Навчальний кабінет	6	10
6	Актова зала	1	11
7	Викладацькі кабінети	6	6
8	Підсобні приміщення	3	15
9	Кухня-їдальня	1	14,9

Розрахунок електричних навантажень виробничого корпусу, виконується методом упорядкованих діаграм в наступному порядку:

Всі електроприймачі, приєднані до одного довільно обраного вузла (ШР 1), розбиваються на однорідні за режимом роботи групи з однаковими

значеннями коефіцієнта використання Кв і коефіцієнта потужності cosφ, які приймаються за таблицею 1.4.1, і заносимо до таблиць 1.4.1.

Таблиця 2.4 – Характерна група електроприймачів для ШР 1

Характерна група	Коефіцієнт використання, $К_в$	Коефіцієнт активної потужності, cos γ	Коефіцієнт реактивної потужності, tg γ
А (Навчальні кабінети)	0,2	0,6	1,33
Б (Підсобні приміщення)	0,1	0,65	1,1

Визначаємо номінальну потужність кожної характерної групи і по розрахунковому вузлу в цілому. Результати заносимо до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Потужність характерної групи для ШР 1

Характерна група	Кількість одиниць обладнання, од	Сумарна потужність, $Р_н$, кВт
А	14	166,7
Б	1	15
Разом по вузлу	15	181,7

Визначаємо ефективне число електроприймачів $n_{еф}$, шт, за формулою:

$$n_{еф} = \frac{(\sum P_н)^2}{\sum P_н^2}$$

$$\frac{166,7^2}{6 \times 7,5^2 + 7 \times 15^2 + 16,7^2} = 12,68$$

де $Р_н$ – номінальна потужність кожної одиниці обладнання, кВт.

Визначаємо середню активну потужність $Р_{зм}$, кВт, за групами:

$$Р_{змА} = Р_{нА} \times К_{вА}$$

Для групи А

$$166,7 \times 0,2 = 33,34$$

Для групи Б

$$15 \times 0,1 = 1,5$$

де $Р_н$ – номінальна сумарна потужність характерної групи електроприймачів, кВт;

$К_в$ – коефіцієнт використання характерної групи електроприймачів.

Визначаємо середню реактивну потужність $Q_{зм}$, квар. за групами:

$$Q_{змА} = Р_{змА} \times tg\varphi_А$$

Для групи А

$$33,34 \times 1,33 = 44,34$$

Для групи Б

$$1,5 \times 1,17 = 1,76$$

де tgφ - коефіцієнт реактивної потужності характерної групи електроприймачів.

Визначаємо середню повну потужність $S_{зм}$, кВА, за найбільш завантажену зміну за формулою :

$$S_{зм} = \sqrt{\sum P_{зм}^{\ 2} + \sum Q_{зм}^{\ 2}} \qquad (1.4.4)$$

$$\sqrt{33,34^2 + 44,34^2} = 55,48$$

1.4.7 Знаходимо коефіцієнт використання обладнання $К_в$ по розрахунковій групі в цілому за формулою :

$$K_B = \frac{\sum P_{зм}}{\sum P_н}$$

$$\frac{55,48}{181,7} = 0,31$$

де $\sum P_н$ – сумарна номінальна потужність електроприймачів розрахункового вузла.

За значенням коефіцієнта використання $К_В$ і по ефективному числу електроприймачів $n_{еф}$ за функцією «Залежність $К_м = F(n_э, К_в)$» знаходимо коефіцієнт максимума $К_м$ по розрахунковому вузлу. Він дорівнює 1,48.

Визначаємо максимальні навантаження по розрахунковому вузлу.

Знаходимо максимальну активну потужність $Р_м$, кВт, за формулою:

$$Р_м = \sum Р_{зм} \times К_м ,$$

$$55,48 \times 1,48 = 82,11$$

Знаходимо максимальну реактивну потужність $Q_м$, квар, за формулою :

Приймаємо $Q_м = \sum Q_{зм}$, якщо $n_{еф} > 10$ шт

а $Q_м = 1,1 \sum Q_{зм}$, якщо $n_{еф} \leq 10$ шт

(1.5.7)

$$Q_м = 44,34$$

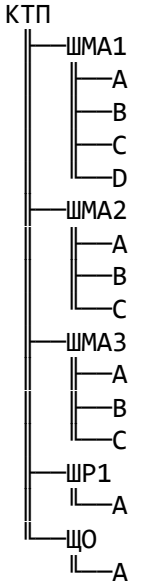
Знаходимо максимальну повну потужність $S_м$, кВА, за формулою:

$$S = \sqrt{P_м^{\,2} + Q_м^{\,2}} ,$$

$$\sqrt{82,11^2 + 44,34^2} = 93,32$$

Розрахунок електричних навантажень для інших вузлів системи електропостачання цеху вузлів регулювання, виконується за допомогою програми "Electric Power Calculator v2.0"

Результати розрахунків зведено в таблицю 2.6



КТП\ШМА1\A

Кіл-ть=1.00	Pminim=166.34	Pmaxim=166.34	Рном =166.34
m=mx/m=1.00	Ки =0.20	CosF =0.60	TangF =1.33
Рзміни=33.27	Qзміни=44.36	Nэфф =1.00	Км =2.64
Рмакс =87.83	Qмакс =48.79	Sмакс =100.47	Імакс =152.65
E_Pn^2=27669.00	Км' =1.10		

КТП\ШМА1\B

Кіл-ть=1.00	Pminim=30.00	Pmaxim=30.00	Рном =30.00
m=mx/m=1.00	Ки =0.10	CosF =0.65	TangF =1.17
Рзміни=3.00	Qзміни=3.51	Nэфф =1.00	Км =3.43
Рмакс =10.29	Qмакс =3.51	Sмакс =10.87	Імакс =16.52
E_Pn^2=900.00	Км' =1.00		

КТП\ШМА1\C

Кіл-во=1.00	Pminim=107.40	Pmaxim=107.40	Рном =107.40
m=mx/m=1.00	Ки =0.17	CosF =0.65	TangF =1.17
Рзміни=18.26	Qзміни=21.35	Nэфф =1.00	Км =2.64
Рмакс =48.20	Qмакс =21.35	Sмакс =52.72	Імакс =80.09
E_Pn^2=11534.76	Км' =1.00		

КТП\ШМА1\D

Кіл-во=1.00	Pminim=2.10	Pmaxim=2.10	Рном =2.10
m=mx/m=1.00	Ки =0.60	CosF =0.80	TangF =0.75
Рзміни=1.26	Qзміни=0.94	Nэфф =1.00	Км =1.46
Рмакс =1.84	Qмакс =1.04	Sмакс =2.11	Імакс =3.21
E_Pn^2=4.41	Км' =1.10		

Всього по КТП\ШМА1

Кіл-ть=4.00	Pminim=2.10	Pmaxim=166.34	Рном =305.84
m=mx/m=79.21	Ки =0.18	CosF =0.62	TangF =1.26
Рзміни=55.79	Qзміни=70.16	Nэфф =2.33	Км =2.64
Рмакс =147.28	Qмакс =70.16	Sмакс =163.13	Імакс =247.85
E_Pn^2=40108.17	Км' =1.00	Іном =380.61	Іпуск =1903.07
Іпик =2081.50			

КТП\ШМА2\A

Кіл-ть=1.00	Pminim=108.42	Pmaxim=108.42	Рном =108.42
m=mx/m=1.00	Ки =0.20	CosF =0.60	TangF =1.33
Рзміни=21.68	Qзміни=28.91	Nэфф =1.00	Км =2.64
Рмакс =57.25	Qмакс =31.80	Sмакс =65.49	Імакс =99.50

```
        E_Pn^2=11754.90   Км'   =1.10

КТП\ШМА2\В
        Кіл-ть=1.00       Pminim=32.80      Pmaxim=32.80      Рном  =32.80
        m=mx/m=1.00       Ки    =0.10       CosF  =0.65       TangF =1.17
        Рзміни=3.28       Qзміни=3.83       Nэфф  =1.00       Км    =3.43
        Рмакс =11.25      Qмакс =3.83       Sмакс =11.89      Імакс =18.06
        E_Pn^2=1075.84    Км'   =1.00
КТП\ШМА2\С
        Кіл-ть=1.00       Pminim=214.90     Pmaxim=214.90     Рном  =214.90
        m=mx/m=1.00       Ки    =0.17       CosF  =0.65       TangF =1.17
        Рзміни=36.53      Qзміни=42.71      Nэфф  =1.00       Км    =2.64
        Рмакс =96.45      Qмакс =42.71      Sмакс =105.48     Імакс =160.26
        E_Pn^2=46182.01   Км'   =1.00
--------------------
Всього по КТП\ШМА2
        Кіл-ть=3.00       Pminim=32.80      Pmaxim=214.90     Рном  =356.12
        m=mx/m=6.55       Ки    =0.17       CosF  =0.63       TangF =1.23
        Рзміни=61.50      Qзміни=75.46      Nэфф  =2.15       Км    =2.64
        Рмакс =162.35     Qмакс =75.46      Sмакс =179.03     Імакс =272.01
        E_Pn^2=59012.75   Км'   =1.00       Іном  =491.73     Іпуск =2458.64
        Іпик  =2645.73
--------------------------------------------------------------------------------
КТП\ШМА3\А
        Кіл-ть=1.00       Pminim=158.20     Pmaxim=158.20     Рном  =158.20
        m=mx/m=1.00       Ки    =0.20       CosF  =0.60       TangF =1.33
        Рзміни=31.64      Qзміни=42.19      Nэфф  =1.00       Км    =2.64
        Рмакс =83.53      Qмакс =46.41      Sмакс =95.55      Імакс =145.18
        E_Pn^2=25027.24   Км'   =1.10
КТП\ШМА3\В
        Кіл-ть=1.00       Pminim=16.40      Pmaxim=16.40      Рном  =16.40
        m=mx/m=1.00       Ки    =0.10       CosF  =0.65       TangF =1.17
        Рзміни=1.64       Qзміни=1.92       Nэфф  =1.00       Км    =3.43
        Рмакс =5.63       Qмакс =1.92       Sмакс =5.94       Імакс =9.03
        E_Pn^2=268.96     Км'   =1.00
КТП\ШМА3\С
        Кіл-ть=1.00       Pminim=1.70       Pmaxim=1.70       Рном  =1.70
        m=mx/m=1.00       Ки    =0.60       CosF  =0.80       TangF =0.75
        Рзміни=1.02       Qзміни=0.76       Nэфф  =1.00       Км    =1.46
        Рмакс =1.49       Qмакс =0.84       Sмакс =1.71       Імакс =2.60
        E_Pn^2=2.89       Км'   =1.10
--------------------
Всього по КТП\ШМА3
        Кіл-ть=3.00       Pminim=1.70       Pmaxim=158.20     Рном  =176.30
        m=mx/m=93.06      Ки    =0.19       CosF  =0.61       TangF =1.31
        Рзміни=34.30      Qзміни=44.87      Nэфф  =1.23       Км    =2.64
        Рмакс =90.55      Qмакс =44.87      Sмакс =101.06     Імакс =153.54
        E_Pn^2=25299.09   Км'   =1.00       Іном  =361.99     Іпуск =1809.94
        Іпик  =1893.06
--------------------------------------------------------------------------------
КТП\ШР1\А
        Кіл-ть=1.00       Pminim=42.40      Pmaxim=42.40      Рном  =42.40
        m=mx/m=1.00       Ки    =0.20       CosF  =0.60       TangF =1.33
        Рзміни=8.48       Qзміни=11.31      Nэфф  =1.00       Км    =2.64
        Рмакс =22.39      Qмакс =12.44      Sмакс =25.61      Імакс =38.91
        E_Pn^2=1797.76    Км'   =1.10
--------------------
```

```
Всього по КТР\ШР1
        Кіл-ть=1.00       Pminim=42.40      Pmaxim=42.40      Рном  =42.40
        m=mx/m=1.00       Ки    =0.20       CosF  =0.60       TangF =1.33
        Рзміни=8.48       Qзміни=11.31      Nэфф  =1.00       Км    =2.64
        Рмакс =22.39      Qмакс =12.44      Smакс =25.61      Імакс =38.91
        E_Pn^2=1797.76    Км'   =1.10       Іном  =97.02      Іпуск =485.09
        Іпик  =504.60
--------------------------------------------------------------------------------
--------------------
Всього по КТП
        Кіл-ть=12.00      Pminim=1.70       Pmaxim=214.90     Рном  =906.79
        m=mx/m=126.41     Ки    =0.20       CosF  =0.66       TangF =1.15
        Рзміни=182.27     Qзміни=209.09     Nэфф  =6.48       Км    =1.80
        Рмакс =328.09     Qмакс =230.00     Smакс =400.68     Імакс =608.77
        E_Pn^2=126900.54  Км'   =1.10       Іном  =491.73     Іпуск =2458.64
        Іпик  =2968.56
--------------------------------------------------------------------------------

Розрахунки виконані за допомогою програми "Electric Power Calculator v2.0"
```

Таблиця 2.6 Розрахунок електричних навантажень виробничого корпусу

Назва вузла	Назва електроприймачів	Кількість електроприймачів, n, шт.	Номінальна потужність, кВт			Коефіцієнт використання, $K_в$	Коефіцієнт активної потужності, cos φ	Коефіцієнт реактивної потужності, tg φ	Середньозмінна потужність		Ефективне число, $n_{еф}$, шт.	Коефіцієнт максимуму $K_м$	Максимальна потужність			Розрахунковий струм Iм, А
			мінімальна, P_{min}, кВт	максимальна, P_{max}, кВт	сумарна $P_н$, кВт				Середня активна потужність $P_{зм}$, кВт	Середня реактивна потужність $Q_{зм}$, квар			Максимальна активна потужність $P_м$, кВт	Максимальна реактивна потужність $Q_м$, квар	Максимальна повна потужність $S_м$, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШРА-1	Група А															
	Навчальні кабінети	6	7,5		45	0,2	0,6	1,33	9	11,97						
	Навчальні кабінети	7	15		105	0,2	0,6	1,33	21	27,93						
	Навчальні кабінети	1	16,7		16,7	0,2	0,6	1,33	3,34	4,44						
		14	7,5	16,7	166,7	0,2	0,6	1,33	33,34	44,34	12,68	1,60	53,34	70,95	88,76	128,27
	Група Б															
	Підсобне приміщення	1	15	15	15	0,1	0,65	1,17	1,5	1,76	1,00	3,00	4,50	5,27	6,93	10,01
Разом по вузлу		29			181,7				34,84	46,10			57,84	76,21	95,69	138,28
ШРА-2	Група А															

	Навчальні кабінети	5	7,5		37,5	0,2	0,6	1,33	7,5	9,98						
	Навчальні кабінети	2	16,7		33,4	0,2	0,6	1,33	6,68	8,88						
	Навчальні кабінети	4	10		40	0,2	0,6	1,33	8	10,64						
		11	7,5	16,7	110,9	0,2	0,6	1,33	22,18	29,50	9,93	1,75	38,82	51,62	64,59	93,34
	Група Б															
	Підсобне приміщення	1	15	15	15	0,1	0,65	1,17	1,5	1,76	1,00	3,00	4,50	5,27	6,93	10,01
Разом по вузлу		23			125,9				23,68	31,25			43,32	56,89	71,51	103,34
ШРА-3	Група А															
	Навчальні кабінети	4	9,22		36,88	0,2	0,6	1,33	7,376	9,81						
	Навчальні кабінети	4	16,7		66,8	0,2	0,6	1,33	13,36	17,77						
		8	9,22	16,7	103,68	0,2	0,6	1,33	20,74	27,58	7,38	2,10	43,55	57,92	72,46	104,71
	Група Б															
	Підсобне приміщення	1	15	15	15	0,1	0,65	1,17	1,5	1,76	1,00	3,00	4,50	5,27	6,93	10,01
	Група В															
	Актова зала	1	11	11	11	0,1	0,7	1,02	1,1	1,12	1,00	1,00	1,10	1,12	1,57	2,27
Разом по вузлу		10			129,68				23,34	30,456			49,15	64,3	80,957	116,99
ШР1	Група А															
	Викладацькі кабінети	6	6	6	36	0,4	0,7	1,02	14,4	14,69	6,00	1,40	20,16	20,56	28,80	41,61
	Група Б															
	Кухня - їдальня	1	14,9		14,9	0,6	0,8	0,75	8,94	6,71	1,00	1,50	13,41	10,06	16,76	24,22
Разом по вузлу		7			50,9				23,34	21,393			33,57	30,6	45,56	65,838
Разом по об’єкту		69			488,18				105,2	129,2			183,9	228	293,72	424,45

2.5 Вибір електрощитового (розподільчого) обладнання та визначення місць його встановлення.

Визначаємо максимальний струм для живлення лінії $I_{м.л}$, А, який визначається за формулою

$$I_{м.л} = \frac{S_M}{\sqrt{3} \bullet U_H}$$

де $S_м$ – повна потужність всіх електроприймачів, що підключені до лінії, кВА;
$U_н$ - номінальна напруга живлення, $U_н$ = 0,4 кВ.

Для ШМА1: $I_{м.л}$ =95,69 /√3 • 0,4 = 138,28

Для ШМА2: $I_{м.л}$ =71,51 /√3 • 0,4 = 103,34

Для ШМА3: $I_{м.л}$ =80,96 /√3 • 0,4 =117

Для ШР1: $I_{м.л}$ =45,56/√3 • 0,4 = 65,8

Номінальний струм автоматичного вимикача не повинен перевищувати номінальний струм розчеплювача:

$$I_{н.а.} \geq I_{н.р},$$

де $I_{н.а}$ – струм автоматичного вимикача, А;

$I_{н.р}$ – номінальний струм розчеплювача для обраного автоматичного вимикача. А.

$$I_{н.р} \geq 1,1 \times I_м,$$

Для ШМА1:

$$I_{н.р} \geq 1,1 \times 138,28$$

$$I_{н.р} \geq 152,1$$

Для ШМА2:

$$I_{н.р} \geq 1,1 \times 103,34$$

$$I_{н.р} \geq 113,67$$

Для ШМА 3:

$$I_{н.р} \geq 1,1 \times 117$$

$$I_{н.р} \geq 128,7$$

Для ШР 1:

$$I_{н.р} \geq 1,1 \times 65,8$$

$$I_{н.р} \geq 72,38$$

Результати розрахунків та вибору кабелю, захисної апаратури для живлення всіх інших ліній заносимо до таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати розрахунків та вибору кабелю та захисної апаратури для живлення всіх ліній

Назва траси	Тип розподільчої шини (шафи)	Максимальний струм для живлення лінії $I_{м.л}$, А,	Номінальний струм розчеплювача $I_{н.р}$, А	Марка та переріз кабелю, мм^2	Захисний апарат		
					Тип автомата	Номінальний струм $I_н$, А	Струм розчеплювача $I_р$., А
ШРА1	KSA400 ED45010	138,28	152,1	АВВГ 3×50+1×25	А3736ФУЗ	160	160
ШРА2	KSA630 ED4206	103,34	113,67	АВВГ 3×35+1×15	А3763ФУЗ.	160	125
ШРА 3	KSA400 ED45010	117	128,7	АВВГ 3×35+1×15	А3723ФУЗ.	160	160
ШР 1	AT/U	65,84	72,38	АВВГ 3×16+1×10	А3716ФУЗ	100	80

Таблиця 2.8 – Вибір електрощитового (розподільчого) обладнання

Назва обладнання	Пункт розподільчий	Пункт розподільчий	Пункт розподільчий
Місце встановлення	Електрощитова	Електрощитова	Електрощитова
Тип	KSA400ED45010	KSA630ED4206	KSA400ED45010
Конструктивне виконання	навісний	навісний	навісний
Номінальний струм, А	400	400	400
Кількість фідерних ліній трифазних/однофазних	-/4	-/4	-/4
Захисна апаратура	Автоматичні вимикачі	Автоматичні вимикачі	Автоматичні вимикачі
Ступінь захисту	IP55	IP55	IP55
Кліматичне виконання і категорія розміщення	У3	У3	У3
Розміри	600x400x200	600x400x200	600x400x200
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продовження таблиці 2.8

Назва обладнання	Місце встановлення	Тип	Конструктивне виконання	Номінальний струм, А	кількість фідерних ліній трифазних/однофазних	Захисна апаратура	Ступінь захисту	Кліматичне виконання і категорія розміщення	Розміри
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пункт розподільчий	Електрощитова	АТ/U	підлоговий	125	-/4	Автоматичні вимикачі	IP43	У3	600x400x200

1.4.4 Вибір апаратів захисту та управління.

Автоматичний вимикач — це контактний комутаційний апарат, що спроможний вмикати, проводити та вимикати струм навантаження, коли електричне коло в робочому стані, а також вмикати, проводити протягом певного встановленого часу і вимикати аварійний струм в електричному колі. Автоматичний вимикач призначено для нечастих вмикань/вимикань (хоча автоматичні вимикачі провідних фірм, можуть мати комутаційну витривалість до 20 000 циклів увімкнено/вимкнено, а модульні вимикачі навантаження — до 100 000 циклів і працювати за температури від -30 до +60 °C та вологості 95 %), а також для захисту кабелів та кінцевих споживачів від перевантаження і короткого замикання. Автоматичні вимикачі можуть мати додаткові незалежні від струму навантаження, розчіплювачі з додатковими контактами сигналізації або моторні приводи, для віддаленого керування вимикачем. [4]

Розрахунок електричних мереж та вибір автоматичних вимикачів виконується для напівавтоматичного-круглошліфувального верстата в наступному порядку:

Визначаємо номінальний струм електроспоживача (на прикладі навчального кабінету) $I_н$, А, за формулою

$$I_н = \frac{P_н}{\sqrt{3}U_н \cos\varphi\eta}$$

$$\frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,6 \cdot 0,86} = 28$$

де $P_н$ – номінальна потужність споживача, кВт;

$U_н$ – номінальна напруга, $U_н$ = 0,4 кВ;

cosφ – коефіцієнт потужності;

η – коефіцієнт корисної дії (ККД).

1.4.2 Визначаємо пусковий струм електроспоживача $I_п$, А, за формулою

$$I_п = К_п \cdot I_н$$

$$7,5 \times 28 = 210$$

де $К_п$ – кратність пускового струму.

1.4.3 Визначаємо номінальний струм розчеплювача автоматичного вимикача $I_{н.р.}$, А, за умови

$$I_{н.р} \geq 1,1 \cdot I_{роб}$$

$$1,1 \times 28 \geq 29,8$$

де $I_{роб}$ – робочий струм лінії, приймається рівним номінальному струму споживача $I_{роб} = I_н$.

1.4.4 За таблицею 11 "Технічні дані атоматичних вимикачів серії АЕ" вибираємо автоматичний вимикач типу АЕ2046 зі струмом розчеплювача $I_{н.р.ст}$ 40 (струм номінальний розчеплювача стандартний).

1.4.5 Знаходимо розрахунковий струм спрацювання $I_{спр.р}$, А, автоматичного вимикача обраного типу за умовою

$$I_{спр.р} \geq 1,25 \cdot I_п \qquad (1.4.4)$$

$$210 \times 1,25 \geq 262,5$$

де $I_п$ – пусковий струм двигуна електроспоживача, А.

1.4.6 Визначаємо каталожне значення струму спрацювання $I_{спр.кат.}$, А, за формулою

$$I_{спр.кат.} = К_р \cdot I_{н.р.ст}$$

$$12 \times 40 = 480$$

де $К_р$ – кратність струму спрацювання. Вибирається в залежності від типу автоматичного вимикача за таблицею 11 "Технічні дані атоматичних вимикачів серії АЕ";

$I_{н.р.ст}$ – струм номінальний розчеплювача стандартний

Розрахунковий струм спрацювання не повинен перевищувати значення струму за каталогом

$$I_{спр.р} \leq I_{спр.кат}$$

$$262,5 \leq 480$$

За значенням розрахованого номінального струму споживача за каталогами продукції обираємо марку проводу АПВ та переріз 6мм^2 для підключення електроспоживача до мережі живлення.

Розрахунок і вибір перерізу монтажного проводу типу і струму розчеплювача автоматичного вимикача для інших електроспоживачів дільниці №2 виконується аналогічно за допомогою комп'ютерної програми. Результати заносимо до таблиці 2.9

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку і вибір перерізу монтажного проводу та типу і струму розчеплювача автоматичного вимикача для інших електроспоживачів виробничого корпусу

Номінальна потужність в кВт	Номінальний струм Іа, А	Пусковий струм, Іп, А	Розрахунковий струм розчеплювача Ін.р., А	Розрахований струм спрацювання, А	Вибір проводу		Тип автомата	Номінальний струм автомата, Іном.а, А	Струм розчепл., $I_{р.}$, А
					Марка	Кількість і переріз жил			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
7,5	21,0	157,5	173,28	196,91	АПВ	3х2,5	АЕ 2046	63	31,5
8,85	21,2	159,3	175,26	199,16	АПВ	3х2,5	АЕ 2046	63	31,5
9,22	25,8	193,7	213,02	242,07	АПВ	3х4	АЕ 2046	63	31,5
10	28,0	210,0	231,05	262,55	АПВ	3х4	АЕ 2046	63	31,5
11	26,4	198,0	217,84	247,55	АПВ	3х4	АЕ 2046	63	31,5
14,9	31,3	234,7	258,19	293,40	АПВ	3х4	АЕ 2046	63	31,5
15	36,0	270,1	297,06	337,57	АПВ	3х6	АЕ 2046	63	40
15	42,0	315,1	346,57	393,83	АПВ	3х6	АЕ 2046	63	63
16,7	46,8	350,8	385,85	438,46	АПВ	3х10	АЕ 2046	63	63

Визначення типу кабелів (шин) та способів прокладання електропроводки.

За розрахунковими даними обираємо тип шинопроводу KSA400ED45010 (ШРА 1) на номінальний струм 400 А, він пролягає у лотках які кріпляться на кронштейнах до стіни і живить 15 верстатів, які підключені проводом марки АПВ перерізом від 2,5мм^2 до 10мм^2 прокладеним у металевій трубі діаметром від 20мм до 50мм. В якості захисної апаратури обираємо автоматичний вимикач типу А3726ФУЗ. До ввідного розподільчого пристрою підключений кабелем АВВГ з перерізом 3×50+1×16мм^2.

За розрахунковими даними обираємо тип шинопроводу KSA400ED4206 (ШРА 2) на номінальний струм 630 А, він пролягає у лотках які кріпляться на кронштейнах до стіни і живить 12 верстатів, які підключені проводом марки АПВ перерізом від 2,5мм^2 до 10мм^2 прокладеним у металевій трубі діаметром від 20мм до 50мм. В якості захисної апаратури обираємо автоматичний вимикач типу А3763ФУЗ. До ввідного розподільчого пристрою підключений кабелем АВВГ з перерізом 3×35+1×10 мм^2.

За розрахунковими даними обираємо тип шинопроводу KSA400ED45010 (ШРА 3) на номінальний струм 400 А, він пролягає у лотках які кріпляться на кронштейнах до стіни і живить 10 верстатів, які підключені проводом марки АПВ перерізом від 2,5мм^2 до 10мм^2 прокладеним у металевій трубі діаметром від 20мм до 32мм. В якості захисної апаратури обираємо автоматичний вимикач типу А3716ФУЗ. До ввідного розподільчого пристрою підключений кабелем АВВГ з перерізом 3×35+1×10 мм^2.

За розрахунковими даними обираємо тип розподільчої шафи AT/U (ШР 1) на номінальний струм 125 А, вона кріпиться до підлоги біля стіни. Живить 7 верстатів, які підключені проводом марки АПВ перерізом від 2,5мм^2 до 10мм^2 прокладеним у металевій трубі діаметром 20мм. В якості захисної апаратури обираємо автоматичний вимикач типу А3716ФУЗ. До розподільчого пристрою підключений кабелем АВВГ з перерізом 3×16+1×6 мм^2.

Розрахунок показників надійності і безвідмовності системи електрозабезпечення

Таблиця 2.10 – Розрахункова елементна таблиця

Позначення елемента на електросхемі чи на електромеханічній схемі	Назва елемента	Назва супутніх елементів	Кількість супутніх елементів	Примітка
ШРА 1	Розподільчий шинопровід	Автоматичний вимикач	15	-
		Гвинтове з’єднання	30	
		Кабелі	15	
		Рубильник	1	
ШРА 2	Розподільчий шинопровід	Автоматичний вимикач	12	-
		Гвинтове з’єднання	24	
		Кабелі	7	
		Рубильник	1	
ШРА 3	Розподільчий шинопровід	Автоматичний вимикач	10	-
		Гвинтове з’єднання	20	
		Кабелі	3	
		Рубильник	1	
РШ 1	Розподільчий шафа	Автоматичний вимикач	7	-
		Гвинтове з’єднання	14	
		Кабелі	18	
		Рубильник	1	

Таблиця 2.11 – Таблиця результатів розрахунків параметрів надійності

Назва елемента	Кількість елементів в системі, n_i	Інтенсивність (потік) відмов елементів, λ_2 1/год	Середній наробіток до відмови елемента, T_n, год	Імовірність безвідмовної роботи елемента в інтервалі часу, Pn (t,τ)
1	2	3	4	5
Автоматичний вимикач	44	$1,05x10^{-5}$	95238	0,984
Кабелі	43	$0,1x10^{-5}$	1000000	0,985
Гвинтове з’єднання	88	$0,12x10^{-5}$	833333	0,998
Рубильник	4	$1 x10^{-5}$	1000000	0,985

Розраховуємо показники надійності (безвідмовності) розподільчого щита та шинопроводу.

1. Наробіток до відмови.

ШРА 1: T=(15/95238+30/833333+15/1000000+1/1000000)^(0-1) = 2095 год

ШРА 2: T=(15/95238+30/833333+20/1000000+1/1000000)^(0-1) = 1628 год

ШРА 3: T=(13/95238+26/833333+2/1000000+1/1000000)^(0-1) = 1330 год

ШР 1: T= (7/95238+42/833333+3,2/1000000+1/1000000)^(0-1) = 1093 год

$$T_{сер} =(2662+2145+1707+1281)/4=1537$$

ШРА 1: P(t,τ) - P(1500)=0,984^(15)×0,985^(30)×0,998^(15)×0,985^(1)=0,57 або 57%

За результатами розрахунку показників надійності системи електроприводу отримано наступні дані:

Наробіток до відмови становить 1537 год.

Імовірність безвідмовної роботи системи в інтервалі часу від 0 до 1500 годин експлуатації становить 57%

Висновки: Дані розрахунку дають можливість стверджувати, що, як мінімум, 57% систем електроприводу з 100 в інтервалі часу від 0 до 1500 годин будуть працювати без відмов.

ШРА 2: P(t,τ) - P(1500)=0,984^(12)×0,985^(24)×0,998^(7)×0,985^(1)=0,53 або 53%

За результатами розрахунку показників надійності системи електроприводу отримано наступні дані:

Наробіток до відмови становить 1628 год.

Імовірність безвідмовної роботи системи в інтервалі часу від 0 до 1500

годин експлуатації становить 53%

Висновки: Дані розрахунку дають можливість стверджувати, що, як мінімум, 53% систем електроприводу з 100 в інтервалі часу від 0 до 1500 годин будуть працювати без відмов.

ШРА 3: P(t,τ) - P(1500)=0,984^(10)×0,985^(20)×0,998^(3)×0,985^(1)=0,73 або 73%

За результатами розрахунку показників надійності системи електроприводу отримано наступні дані:

Наробіток до відмови становить 1330 год.

Імовірність безвідмовної роботи системи в інтервалі часу від 0 до 1500

годин експлуатації становить 73%

Висновки: Дані розрахунку дають можливість стверджувати, що, як мінімум, 73% систем електроприводу з 100 в інтервалі часу від 0 до 1500 годин будуть працювати без відмов.

ШР 1: P(t,τ) - P(1500)=0,984^(7)×0,985^(18)×0,998^(14)×0,985^(1)=0,78 або 78%

За результатами розрахунку показників надійності системи електроприводу отримано наступні дані:

Наробіток до відмови становить 1093 год.

Імовірність безвідмовної роботи системи в інтервалі часу від 0 до 1500

годин експлуатації становить 78%

Висновки: Дані розрахунку дають можливість стверджувати, що, як мінімум, 78% систем електроприводу з 100 в інтервалі часу від 0 до 1500 годин будуть працювати без відмов. [7]

2.4. Проєктування фотоелектричної електростанції

Аналіз вихідних даних на проєктування фотоелектричної електростанції

Вихідні умови на проєктування фотоелектричної електростанції для системи комплексного електропостачання Броварського ліцею №10 відповідно до технічного завдання наведено в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 Вихідні дані на проєктування фотоелектричної електростанції

Показник	Вимога	Од.вим	Кількісний показник
Розташування об’єкту	Київська обл., м.Бровари, вул. Степана Бендери 17Б		50.522012887960564, 30.79832349925441
Тип електростанції за видом підключення до зовнішніх та внутрішніх мереж	Гібридна, під власне споживання	---	---
Бажана встановлена потужність фотоелектричних модулів		кВт	30
Бажана ємність засобів акумулювання енергії		кВт * год	40
Бажаний діапазон максимальної генерації електричної енергії		год.	09:00 – 14:00
Кліматичні умови району	м. Бровари, Київської обл.		
Бажаний річний обсяг згенерованої електричної енергії	Під власне споживання	кВт*год	30000

Відповідно до план-карти об’єкту та бажаного часу максимального навантаження визначимо максимально можливу кількість панелей фотоелектричних модулів, які розташовуються на східній та південній

частині скатної покрівлі. Визначення кількості фотоелектричних модулів відбувається на підставі проєктування їх розміщення по покрівлі об’єкту (рис. 2. 2)

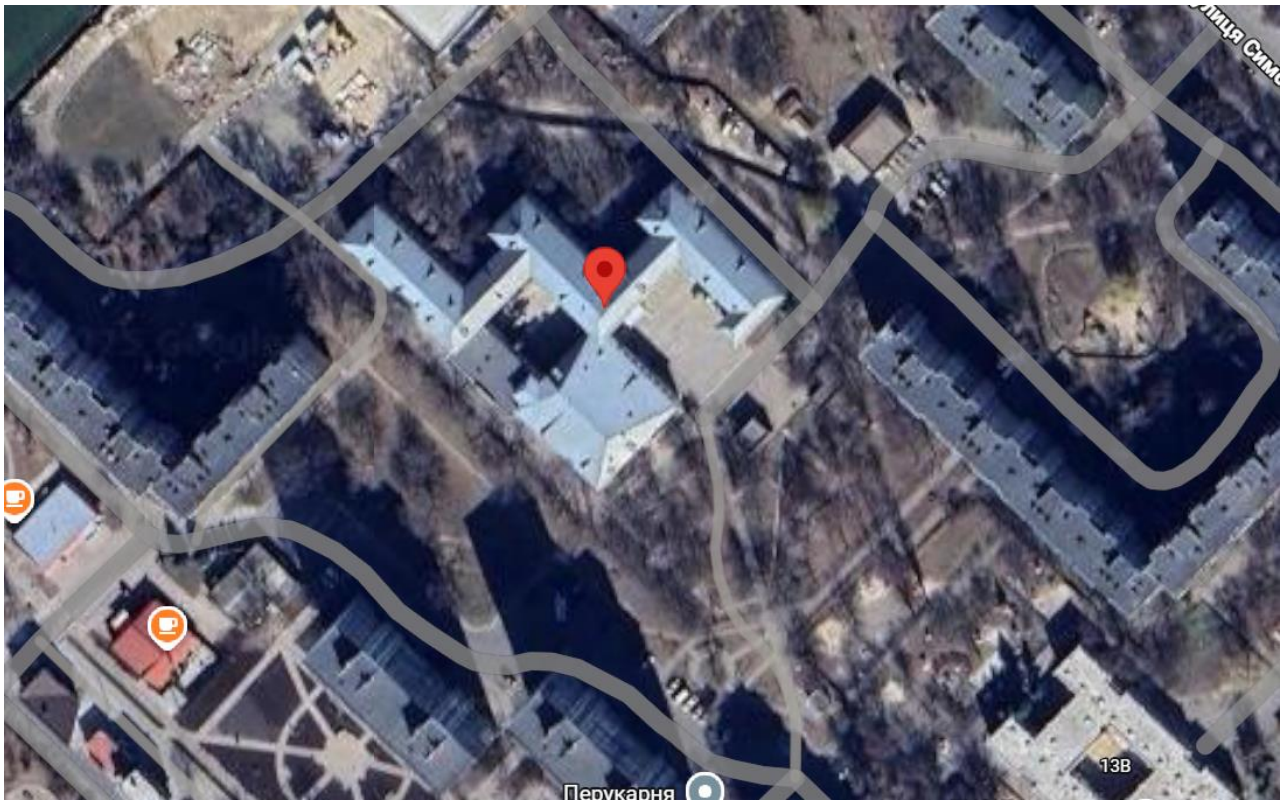


Рис. 2.2 План-карта об’єкту

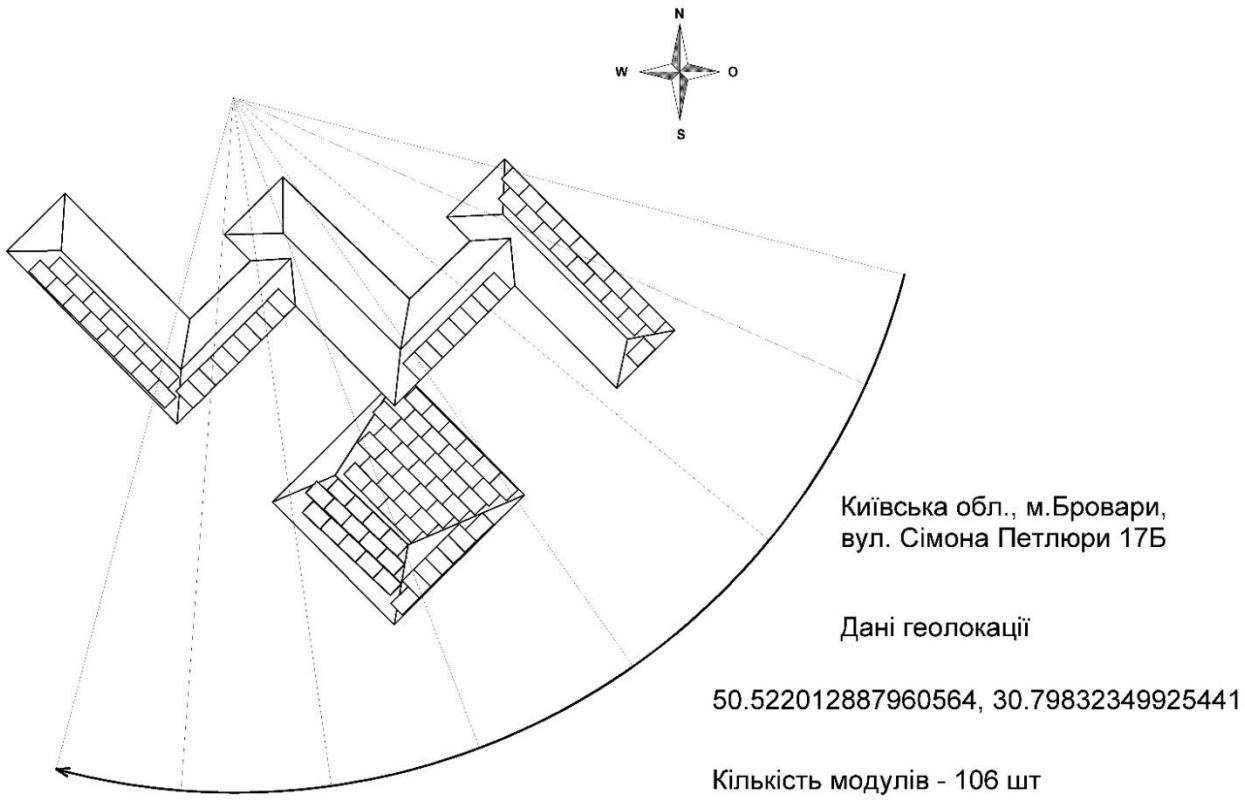


Рис. 2.3 План розміщення фотоелектричних модулів на покрівлі об’єкту

Відповідно до плану розміщення фотоелектричних модулів маємо такі базові показники сонячної електростанції (таблиця 2.12)

Таблиця 2.12 Базові показники сонячної електростанції

Показник	Одиниця виміру	Значення
Кількість фотоелектричних модулів	шт.	106
Тип фотоелектричних модулів	---	Монокристалічні
Встановлена потужність одиниці фотоелектричного модулю	кВт	0,44
Загальна встановлена потужність електростанції	кВт	46,64

Визначимо очікувану річну генерацію електростанції за формулою:

$$W = P \times H \times PH,$$

де P – сумарна встановлена потужність фотоелектричних модулів, кВт

Н – середньорічна сонячна інсоляція у вибраному кліматичному регіоні, кВт*год/м^2

РН – коефіцієнт продуктивності роботи електростанції, в.о.

Результати розрахунків наведені в таблиці 2.4.3.

Таблиця 2.13 Визначення очікуваної річної генерації сонячної фотоелектричної електростанції, яка проєктується

Сумарна встановлена потужність фотоелектричних модулів	Середньорічна сонячна інсоляція	Коефіцієнт продуктивності	Річна генерація електричної енергії СЕС
P	H	PH	W
кВт	кВт*год/м^2	в.о.	кВт*год
42,4	1200	0,75	38160

Визначення елементної бази сонячної електростанції

Перелік основних елементів сонячної електростанції, що проєктується відповідає принциповій технологічній схемі сонячної електростанції (рис. 2.4) та наведено в таблиці 2.14.

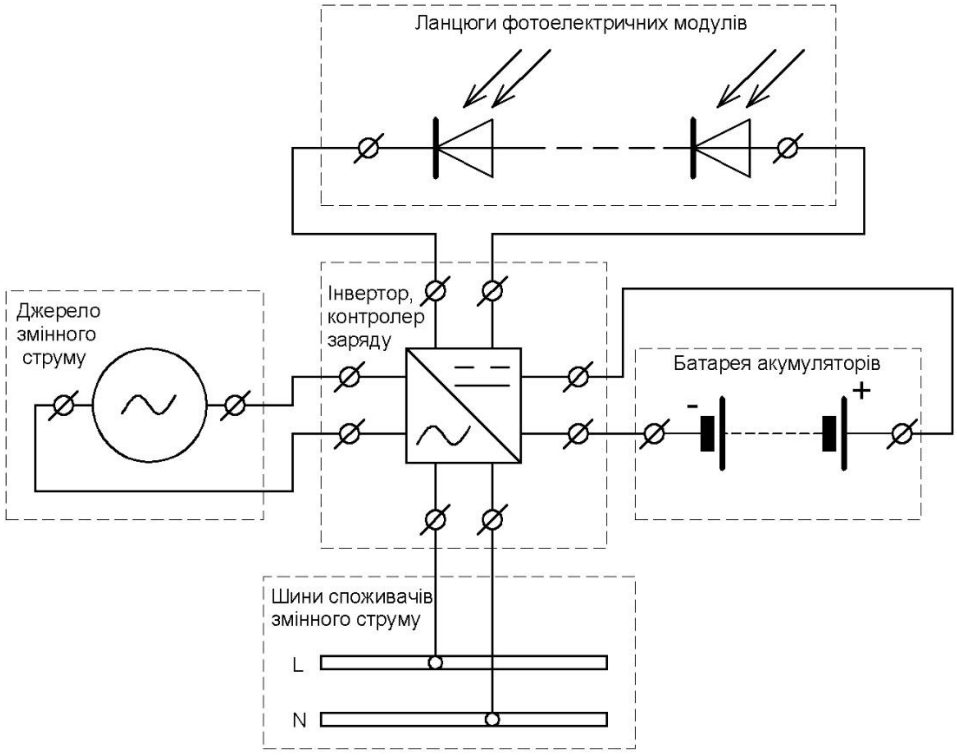


Рис. 2.4 Принципова технологічна схема сонячної фотоелектричної електростанції яка проєктується

Таблиця 2.14 Перелік елементної бази сонячної електростанції яка проєктується

Елемент	Тип	Посилання	Виробник
Інвертор	Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4	https://solar-markets.com.ua/hibrydnyi-soniachnyi-invertor-deye-sun-50k-sg01hp3-eu-bm3/?gad_source=1&gad_campaignid=20821923076&gbraid=0AAAAAqhHZHIX85LuUrYMbs2xjNNWiCdEf&gclid=Cj0KCQiAgP_JBhD-ARIsANpEMxwISWolAPIZ6DbOvZL6rO0Lp68vfJlzzpAhhrhyyrhCevWMq8sgBLAaAv6VEALw_wcB	Китай
Фотоелектричні модулі	Longi Solar LR5-54HTH-440M	https://vinur.com.ua/ua/products/solnechnie-batarei/komplektuyushie/solnechnye-paneli/lr5-54hth-440m	Китай
Акумуляторні блоки	Dyness B4850	https://magazzilla.com.ua/ua/p2343188942-akkumulyatornyj-blok-kvt.html?source=merchant_center&gad_source=1&gad_campaignid=21673251561&gbraid=0AAAAAqdLhGZNJkJzTaUR2VsfuoQqdrGTG&gclid=Cj0KCQiAo4TKBhDRARIsAGW29beKch3mjbOhf-joXrsAHnUaD0GgIw89Qp0Usmu4Bsn5V7uvB_6af2EaAtK-EALw_wcB	Китай

Таблиця 2.15 Технічні характеристики інвертора

Бренд	DEYE
Країна реєстрації бренду	Китай
Вид інвертора	Гібридний
Кількість фаз	Трифазний
Кількість трекерів MPPT	3 шт.
Кількість підключень вхідних стрінгів	6 шт.
Номінальна потужність інвертора, кВт	50
Вихідна частота	50/60 Гц
Сумісні акумулятори	Літій-іонний, свинцево-кислотний
Клас захисту	IP65
Особливості інвертора	Вимикач DC, Захист від режиму "острова", Захист від надлишкового струму AC, Захист від КЗ AC, Захист від надлишкової напруги

	AC, Захист від зворотної полярності DC, Захист від перенапруг DC, Захист від перенапруг AC, Блок моніторингу струмів витоку, Захист від виникнення дуги, Дистанційне керування потужністю, Вбудований Anti-PID, Робота з генератором
Зовнішнє підключення	Wi-Fi, порт загального призначення
Гарантійний термін, міс	60

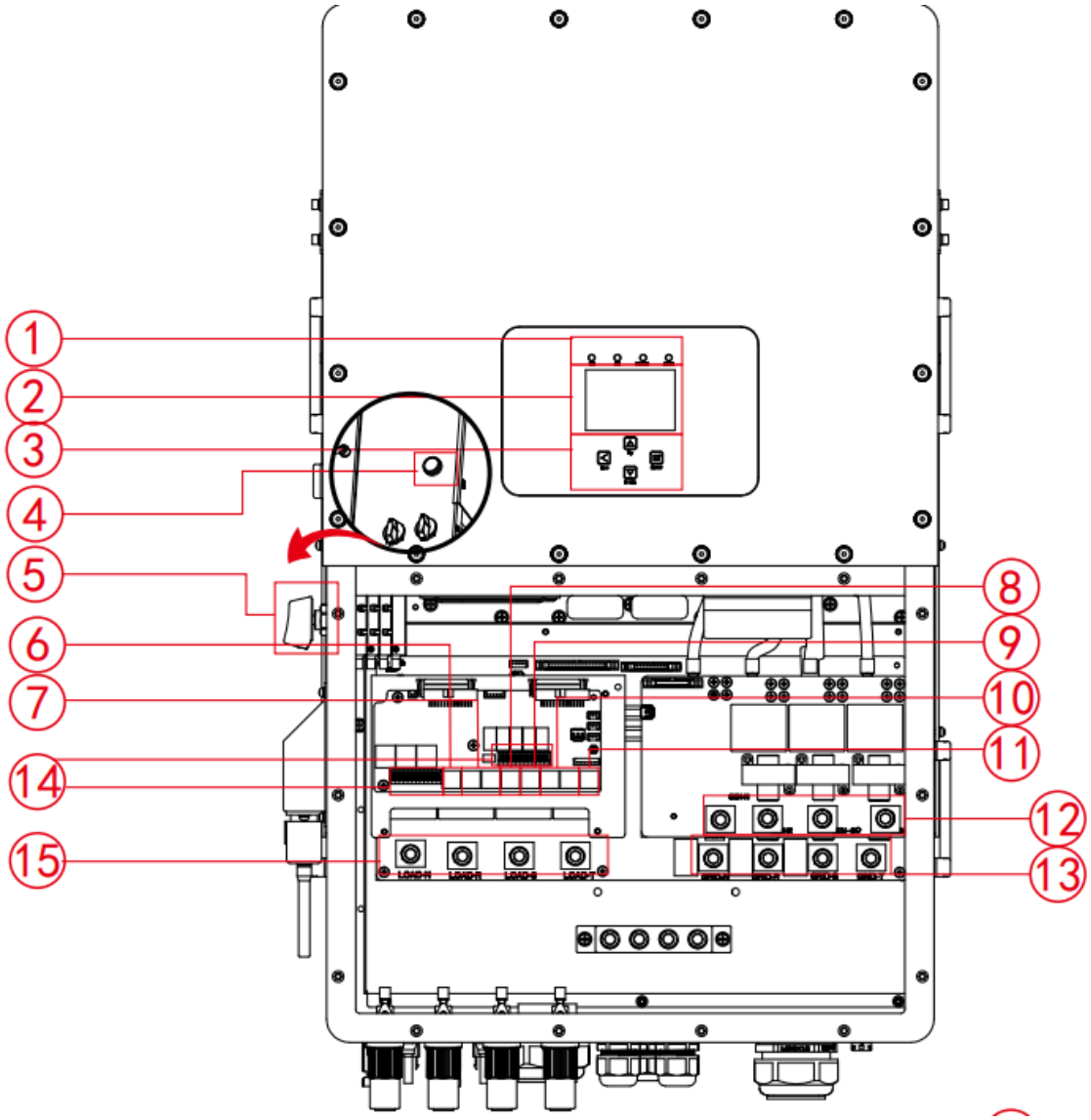


Рис. 2.5 Конструкція інвертора

1. Індикатори інвертора; 2. РК-дисплей; 3. Функціональні кнопки; 4. Кнопка увімкнення/вимкнення живлення; 5. Перемикач постійного струму; 6. Порт для підключення лічильника; 7. Паралельний порт; 8. CAN порт; 9. Порт DRM; 10. Порт BMS; 11. Порт RS485; 12. Вхід генератора; 13. Мережа; 14. Функціональний порт; 15. Навантаження;

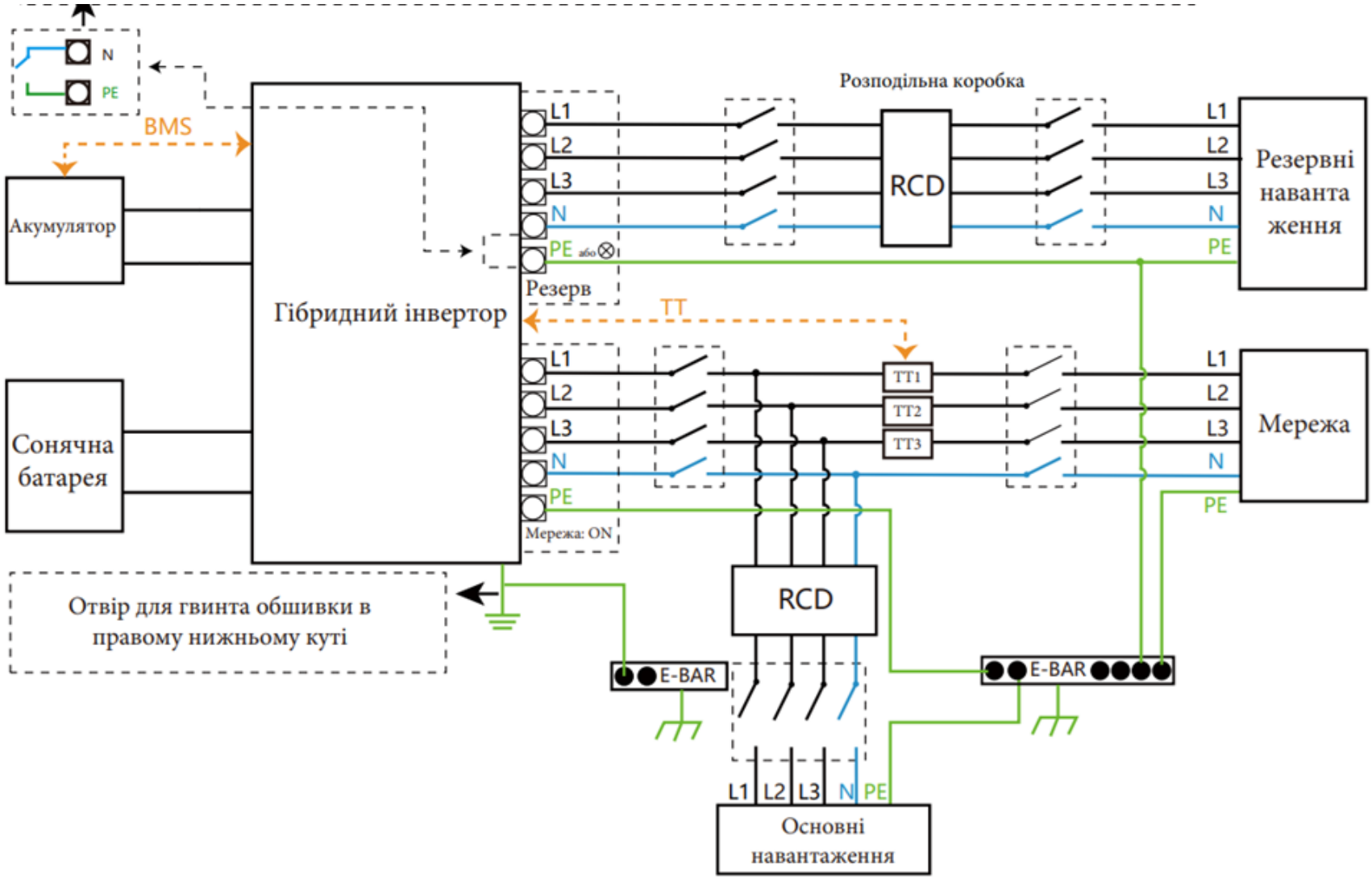


Рис. 2.6 Схема підключення інвертора до мережі та споживачів

Таблиця 2.15 Технічні характеристики фотоелектричних модулів

Mechanical Parameters

Cell Orientation	108 (6×18)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², ±1200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	20.8kg
Dimension	1722×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 216pcs per 20' GP / 936pcs per 40' HC

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.290%/°C

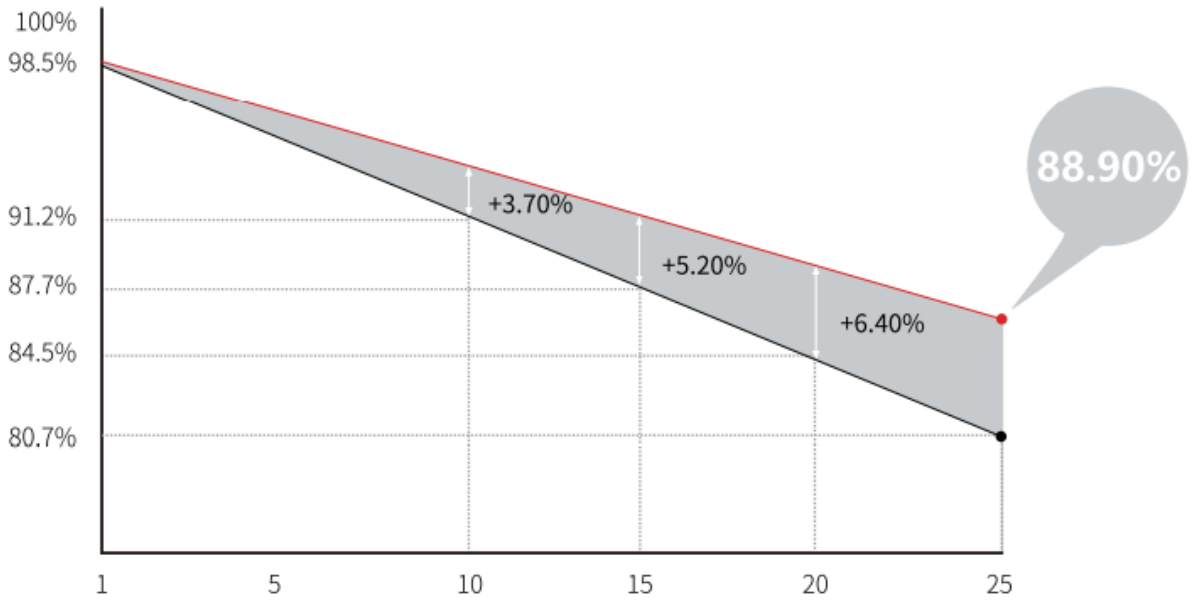


Рис. 2.7 Динаміка деградації фотоелектричний панелей

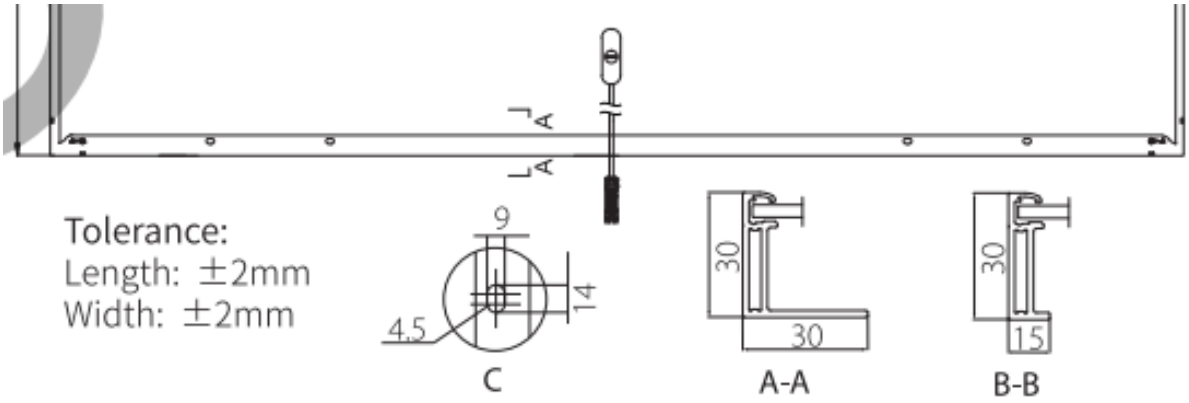


Рис. 2.8 Монтажні кріплення фотоелектричної панелі

Таблиця 2.16 Технічні характеристики акумуляторних блоків

Item	B4850 Parameter value
Nominal Voltage(V)	48
Work Voltage Range(V)	42~54
Nominal Capacity(Ah)	50
Nominal Energy(kWh)	2.4
Nominal Power(kW)	0.7
Max Power(kW)	2.4
1S Peak Power(kW)	2.64
1S Peak Current(A)	55
Charging Current(A)	25
Discharge Current(A)	25

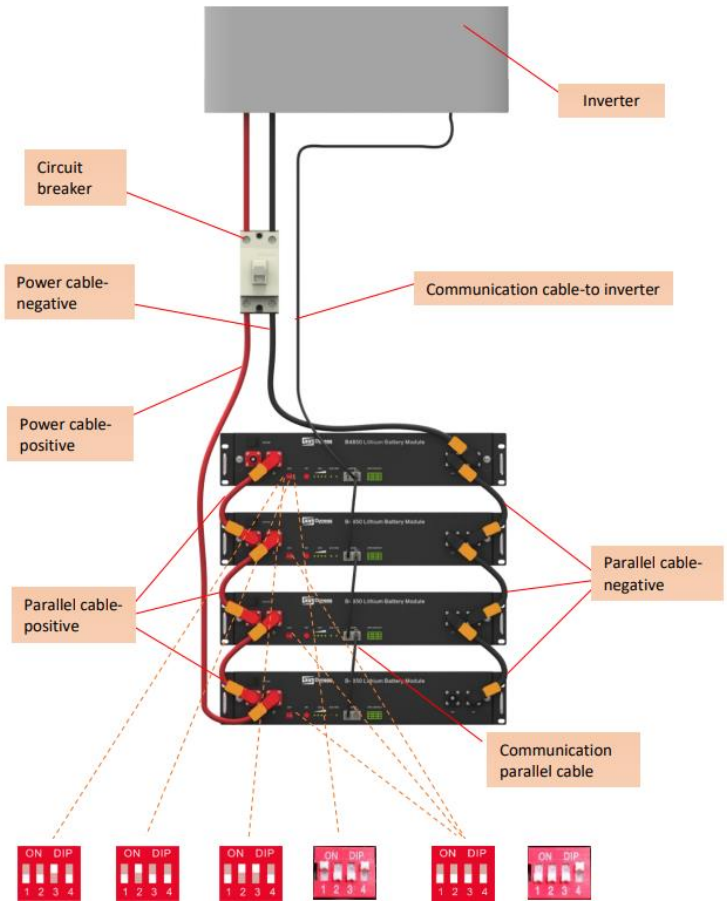
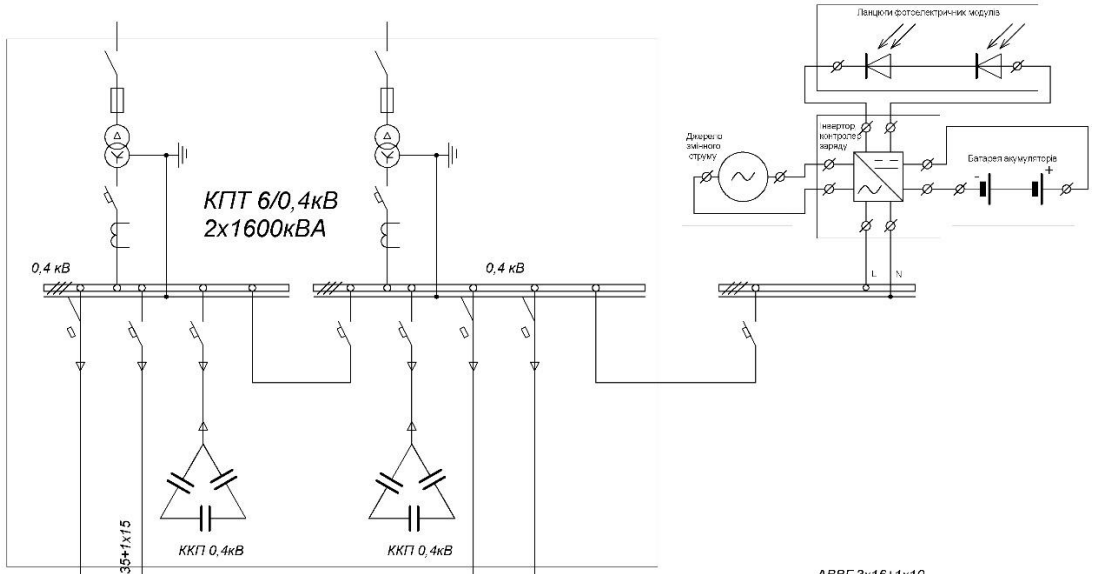


Рис. 2.9 Схема підключення акумуляторних блоків

2.5 Складання принципової однолінійної схеми системи комплексного електропостачання об’єкту

Спроєктована однолінійна схема системи комплексного енергозабезпечення представлена на рис.2.10

Схема живлення споживачів – магістральна, резервне живлення забезпечується по фазі L1 від інвертора, який керує режимами роботи фотоелектричних модулів, дизель-генератора та акумуляторних батарей.



АВВГ 3х35+1х15

АВВГ 3х50 +1х25

АВВГ 3х16+1х10

АВВГ 3х35+1х15

ШРА - 3 KSA400ED45010

АЕ2046-63А Струм розчеплювача	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	63	63	63	63	40
АПВ перетин проводу	3х4	3х4	3х4	3х4	3х4	3х10	3х10	3х10	3х10	3х6
Назва споживача	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Актова зала	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Побутові приміщення
Поз.	4	4	6	4	4	3	3	3	3	7
Рн, кВт	9,22	9,22	11	9,22	9,22	16,7	16,7	16,7	16,7	15

ШР - 1 АТ/U

АЕ2046-63А Струм розчеплювача							
АПВ перетин проводу							
Назва споживача	Виховницький кабінет	Виховницький кабінет	Виховницький кабінет	Виховницький кабінет	Виховницький кабінет	Виховницький кабінет	Кухня-їдальня
Поз.	8	8	8	8	8	8	9
Рн, кВт	8,85	8,85	8,85	8,85	8,85	8,85	14,9

ШРА - 1 KSA400ED45010

АЕ2046-63А Струм розчеплювача	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	63	63	63	63	63	63	63	40
АПВ перетин проводу	3х2,5	3х2,5	3х2,5	3х2,5	3х2,5	3х2,5	3х6	3х6	3х6	3х6	3х6	3х6	3х10	3х6
Назва споживача	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Побутові приміщення
Поз.	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	5	7
Рн, кВт	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	15	15	15	15	15	15	15	10	15

ШРА - 2 KSA400ED45010

АЕ2046-63А Струм розчеплювача	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	63	63	31,5	31,5	31,5	31,5	40		
АПВ перетин проводу	3х2,5	3х2,5	3х2,5	3х2,5	3х2,5	3х10	3х10	3х6	3х6	3х6	3х6	3х6		
Назва споживача	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Начальний кабінет	Побутові приміщення		
Поз.	1	1	1	1	1	3	3	5	5	5	5	7		
Рн, кВт	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	16,7	16,7	10	10	10	10	15		

Висновки за розділом 2

У другому розділі роботи проведено ескізне проєктування системи комплексного енергозабезпечення ліцею №10 м. Бровари Київської області. Спроєктовано структурну схему системи комплексного енергозабезпечення, проведене проєктування системи електропостачання ліцею з використанням трьох джерел живлення: електрична мережа, фотоелектрична сонячна електростанція та дизель генератор. Проведено проєктування фотоелектричної електростанції. Визначено показники надійності роботи системи розподілу електроенергії .

ВИСНОВКИ

В роботі проведено аналіз останніх тенденцій розвитку технологій комплексного енергозабезпечення та визначені актуальні технології, які можуть бути впроваджені в Україні.

В проєктній частині було проведено ескізне проєктування системи комплексного енергозабезпечення ліцею №10 м. Бровари Київської області, який має функцію пункту незламності та потребує посилення надійності електропостачання споживачів.

Було прийнято рішення впровадити додаткові засоби генерації, такі як фотоелектрична електростанція та дизель-генераторна установка та впровадити систему накопичення електроенергії на базі батареї хімічних акумуляторів.

Розраховано показники надійності роботи системи розподілення електроенергії до електроприймачів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. On amendments to some laws of Ukraine regarding the establishment of a “green” tariff: Law of Ukraine of 25.09.2008 No. 601-VI. The Official Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine. 2009. 27 March. (No.13). p. 446. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/601-17#Text (Last accessed: 20.04.2023)[in Ukrainian].

2. On Electricity Market: Law of Ukraine of 13.04.2017 No 2019-VIII. The Official Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine. 2017. 14 July.(No. 27—28). p. 312. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/en/2019-19#Text (Last accessed: 20.04.2023).

3. Regarding the approval of retail electricity tariffs for January 2009, taking into account the marginal levels of tariffs dur-ing the gradual transition to the formation of unified retail tariffs for consumers on the territory of Ukraine: Resolution of the National Electricity Regulatory Commission of Ukraine of 23.12.2008 No. 1440. URL: https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v1440227-08#Text (Last accessed: 20.04.2023) [in Ukrainian].

4. Renewable energy in Ukraine with a “green” tariff. A guide for investors. IFC Advisory Program in Europe and Central Asia. 2012. URL:https://saee.gov.ua/documents/green-tariff.pdf (Last accessed: 20.04.2023) [in Ukrainian].

5. On amendments to the Law of Ukraine “On Electricity” regarding stimulation of electricity production from alternative energy sources: Law of Ukraine of 20.11.2012 No. 5485-VI. The Official Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine. 2013. 20 December. (No. 51). p. 2718. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5485-17#Text (Last accessed: 20.04.2023) [in Ukrainian].

6. Installed capacity of the IPS of Ukraine values as 12/2020. URL: https://ua.energy/installed-capacity-of-the-ips-of-ukraine/ (Last accessed: 20.04.2023)

7. National Renewable Energy Action Plan until 2020: Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine of 1.10.2014 No. 902-p. Government courier. 2014. 15 October. (No. 190). URL: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D 1%80 (Last accessed: 20.04.2023) [in Ukrainian].

8. Marina Gritsyshyna. (2020). Shcho ne taki z zelenym taryfom? Yurydychna Hazeta. URL: https://yur-gazeta.com/pub-lications/practice/energetichne-pravo/shcho-ne-tak-iz-zelenim-tarifom.html (Last accessed: 19.11.2022).

9. On amendments to some laws of Ukraine regarding the provision of competitive conditions for the production of elec-tricity from alternative energy sources: Law of Ukraine of 04.06.2015 No. 514-VIII. The Official Bulletin of the Verkhov-na Rada of Ukraine. 2015. 14 August. (No. 33). p. 1664. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/514-19#Text (Last ac cessed: 20.04.2023)[in Ukrainian].

10. On amendments to some laws of Ukraine regarding the improvement of the conditions for supporting the production of electricity from alternative energy sources: Law of Ukraine of 21.07.2020 No 810-IX.The Official Bulletin of the Verkhov-na Rada of Ukraine. 2020.

11 December. (No. 50). p. 5. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text (Last accessed: 20.04.2023) [in Ukrainian].11. On Alternative Energy Sources: Law of Ukraine of 20.02.2003 No. 555-IV. The Official Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine. 2003. 13 June. (No. 24). URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/en/555-15?lang=en#Text (Last acces-sed: 20.04.2023).

12. On the national action plan for the development of renewable energy for the period until 2030: Project Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine. URL:

https://saee.gov.ua/sites/default/files/blocks/02_Proekt_NPDVE-10.01.2022.docx (Last accessed: 20.04.2023).

13. Accents of DAM and IDM December 2021 Reviews. JSC “Market operator”. URL: https://www.oree.com.ua/index.php/web/10317 (Last accessed: 19.11.2022).

14. Kulyk, M., Zgurovets, O. (2020). Modeling of power systems with wind, solar power plants and energy storage. In: Ba-bak, V., Isaienko, V., Zaporozhets, A. (Eds.). Systems, Decision and Control in Energy I. Studies in Systems, Decision and Control. V. 298. P. 231—245. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_15.

15. Zgurovets, O., Kulyk, M. (2021). Comparative analysis and recommendations for the use of frequency regulation tech-nologies in integrated power systems with a large share of wind power plants. In: Babak, V., Isaienko, V., Zaporozhets, A. (Eds.) Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control. Vol. 346. P. 81—99. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_5.

16. Nechaieva, T. P. (2021). Accounting for use of energy storage systems in the model of the long-term power system develop ment forecasting. The Problems of General Energy, 3(66), 14—22. https://doi.org/10.15407/pge2021.03.014 [in Ukrai nian].

17. Nechaieva, T. P. (2019). Assessment of the joint work of battery energy storage systems with power plants on renewable energy sources. The Problems of General Energy, 3(58), 11—16. https://doi.org/10.15407/pge2019.03.011 [in Ukrainian].

18. Nechaieva, T. P. (2018). Model and structure of the long-term development of generating capacities of a power system with regard for the commissioning and decommis-sioning dynamics of capacities and changing their technical-and-eco-nomic indices. The Problems of General Energy, 3(54), 5—9. https://doi.org/10.15407/pge2018.03.005 [in Ukrainian].

19. Babak, V. P., Babak, S. V., Eremenko, V. S., Kuts, Y. V., ..., Zaporozhets, A. O. (2021). Problems and Features of Measure-ments. In: Models and Measures in Measurements and Monitoring. Studies in Systems, Decision and Control. Vol. 360. P. 1—31. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-70783-5_1

20. Babak, V. P., Babak, S. V., Eremenko, V. S., Kuts, Y. V., ..., Zaporozhets, A. O. (2021). Models and Measures for the Diag no sis of Electric Power Equipment. In: Models and Measures in Measurements and Monitoring. Studies in Systems, De cision and Control, Springer, Cham. Vol. 360. P. 99—126. https://doi.org/10.1007/978-3-030-70783-5_4.

ВІДГУК

наукового керівника кваліфікаційної дипломної роботи
“другого (магістерського)” рівня вищої освіти

виконаного на тему: «Підвищення рівня енергетичної безпеки навчального закладу шляхом впровадження системи комплексного енергозабезпечення»

здобувачка Ольга АВРАМЕНКО

Робота виконана у повному обсязі та згідно завдання. Усі висновки та проєктні рішенні прийняті на підставі відповідного аналізу, моделювання та розрахунків.

Тема роботи є актуальною та відповідає поточному стану в енергетичній галузі України. Результати роботи можуть бути використані під час подальшого проєктування та впровадження системи комплексного енергозабезпечення Броварського ліцею №10

Під час роботи над проєктною частиною роботи здобувачка вміло та коректно використовувала навчальну, наукову, нормативну та довідникову літературу, а також інформацію електронних ресурсів та каталогів виробників електротехнічного обладнання.

Робота є завершеною, а її авторка заслуговує на ступень магістра та загальну оцінку «відмінно»

Керівник кваліфікаційної
дипломної роботи:
к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну дипломну роботу
“другого (магістерського)” рівня вищої освіти

виконаного на тему: «Підвищення рівня енергетичної безпеки навчального закладу шляхом впровадження системи комплексного енергозабезпечення»
здобувачка Ольга АВРАМЕНКО

Робота Ольги Авраменко на тему «Підвищення рівня енергетичної безпеки навчального закладу шляхом впровадження системи комплексного енергозабезпечення» виконана відповідно до завдання та є закінченою працею.

Робота є актуальною та відповідає нагальним потребам енергетичної галузі нашої країни.

В роботі проведено аналіз останніх тенденцій розвитку технологій комплексного енергозабезпечення та визначені актуальні технології, які можуть бути впроваджені в Україні. В проєктній частині було проведено ескізне проєктування системи комплексного енергозабезпечення ліцею №10 м. Бровари Київської області, який має функцію пункту незламності та потребує посилення надійності електропостачання споживачів. Було прийнято рішення впровадити додаткові засоби генерації, такі як фотоелектрична електростанція та дизель-генераторна установка та впровадити систему накопичення електроенергії на базі батареї хімічних акумуляторів.

Розраховано показники надійності роботи системи розподілення електроенергії до електроприймачів.

По роботі є таке зауваження:
При виборі обладнання для проєктування фотоелектричної електростанції бажано було б зробити порівняльний техніко-економічний аналіз обладнання різних виробників.

Рецензент:
к.т.н., доцент Андрій МЕЗЕРЯ