

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

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувачка кафедри

_____ Олена БОРИЧЕНКО

«___» червня 2026 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

**на тему: «Розробка індивідуального пункту комплексного
енергозабезпечення багатоквартирного будинку».**

Виконав:

студент III курсу, групи ГЕ-п31

Тараненко Петро Сергійович _____

Керівник:

д.т.н., проф. Волошко Анатолій Васильович _____

Консультанти:

Охорона праці та пожежна безпека д.т.н., проф.Третьякова Л.Д. _____

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

пров. інженер Прокопенко І.Д. _____

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

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

Студент _____

Київ – 2026 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувачка кафедри

_____ Олена БОРИЧЕНКО

«__» _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студенту
Тараненку Петру Сергійовичу

1. Тема проєкту **«Розробка індивідуального пункту комплексного енергозабезпечення багатоквартирного будинку»**,

керівник проєкту *д.т.н., проф. Волошко Анатолій Васильович*, затверджені наказом по університету № 1911-с від 26 травня 2026 року.

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту “10” червня 2026 р.

3. **Вихідні дані до проєкту** Схема електропостачання району міста та цивільного об’єкту

4. **Перелік розділів, які мають бути розроблені**

а) електрична частина: - розробка загальної схеми електропостачання цивільних об’єктів та району міста

б) охорона праці та пожежна безпека: - охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації індивідуального пункту енергозабезпечення

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Схема внутрішньобудинкових електричних мереж багатоповерхової будівлі.
2. Однолінійна схема електропостачання району міста.
3. Схема розташування та підключення сонячних модулів
4. Схема підключення акумуляторних батарей до інверторів та панелей

6. Консультанти розділів проєкту

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

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання дипломного проєкту студентом Тараненком П.С

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розрахунок електричної частини	20.05.-05.06.26	
2	Розрахунок релейної частини	26.05-04.06.26	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	26.05-04.06.26	
4	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	25.05-05.06.26	
5	Розрахунок індивідуального завдання	30.05-03.06.26	
6	Підготовка графічного матеріалу	10.06.-10.06.26	
7	Захист дисертації	22.06.26	

Студент

Керівник проєкту

Тараненко П.С

Волошко А.В

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проекту: Розробка індивідуального пункту комплексного енергозабезпечення багатоквартирного будинку.

Дипломний проект представлений на 97 аркушах машинописного тексту, кількість ілюстрацій – 30, таблиць – 23 , робочих креслень – 4 , список використаних джерел – 16.

Мета проекту: розробка технічних рішень та проектування індивідуального пункту комплексного електрозабезпечення багатоквартирного будинку.

Відповідно до поставленої мети були вирішені такі задачі:

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Охарактеризувати об'єкт дослідження (багатоквартирний будинок) та обґрунтувати концепцію його комплексного електрозабезпечення на базі відновлюваної енергетики.
2. Розробити головну однолінійну електричну схему індивідуального пункту комплексного електрозабезпечення.
3. Оцінка продуктивності системи з точки зору ефективності, надійності та довговічності; аналіз економічної доцільності системи на базі відновлюваних джерел.

Об'єкт дослідження: будівля багатоквартирного багатоповерхового будинку та її системи енергозабезпечення.

В розділі «Охорона праці» виконано аналіз умов праці, аналіз небезпечних факторів, пожежної безпеки, розглянуто засоби та заходи з охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації кабельної лінії.

Ключові слова: енергоспоживання, багатоквартирний житловий будинок, фотоелектричні модулі, проектування, затінення, програмне забезпечення, інсоляція.

ABSTRACT

Diploma project topic: Development of an individual integrated energy supply unit for an apartment building.

The diploma project is presented on 97 pages of printed text, the number of illustrations is - 30, tables – 23, working drawings – 4, list of references – 16.

Project objective: Development of technical solutions and design of an individual integrated power supply unit for an apartment building.

In accordance with the set objective, the following tasks were solved: To achieve the set objective, it is necessary to solve the following tasks:

1. To characterize the object of study (an apartment building) and justify the concept of its integrated power supply based on renewable energy.
2. To develop the main single-line electrical diagram for the individual integrated power supply unit.
3. Assessment of the system's performance in terms of efficiency, reliability, and durability; analysis of the economic feasibility of the system based on renewable sources.

Object of study: A multi-story apartment building and its energy supply systems.

In the "Occupational Health and Safety" section, an analysis of working conditions, hazardous factors, and fire safety was carried out; occupational health and fire safety means and measures during the operation of a cable line were considered.

Keywords: energy consumption, apartment building, photovoltaic modules, design, shading, software, insolation.

					HHIEE.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	8
ЗМН.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ДБН – державні будівельні норми;

ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;

КЗ – коротке замикання, контактне з'єднання;

КРП – компенсація реактивної потужності;

ПЛ – повітряна лінія;

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок;

ЩАО – щит аварійного освітлення;

ЩЗО – щит зовнішнього освітлення.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		9

ЗМІСТ

ВСТУП.....	12
1 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТУ ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ	13
Висновки до розділу 1	18
2. РОЗРАХУНКОВІ НАВАНТАЖЕННЯ ЖИТЛОВОГО БУДИНКУ ТА РАЙОНУ МІСТА	19
2.1 Умови проектування	19
2.2 Розрахунок електричних навантажень громадських будівель	21
2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності.....	24
2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проектування.....	26
2.5 Розрахунок живлячих і розподільних мереж	27
2.6 Вибір комутаційної апаратури	31
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання ..	33
2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ	33
2.7.1.1 Розрахунок трифазного короткого замикання	36
2.7.1.2 Розрахунок однофазного короткого замикання.....	39
2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ	43
2.7.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ.....	46
2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки ..	48
2.8 Релейний захист та автоматика.....	49
2.8.1 Автоматика АВР та АПВ	53
2.9 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проектування.....	55

2.10 Економічні характеристики проєкту	58
Висновки до розділу 2.....	62
3 РОЗРОБКА ІНДИВІДУАЛЬНОГО ПУНКТУ КОМПЛЕКСНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БАГАТОКВАРТИРНОГО БУДИНКУ	63
3.2 Визначення вихідних даних та обмежень для проєктування дахової СЕС	64
3.5 Вибір гібридного інвертора та системи акумулювання енергії.....	71
Висновки до розділу 3	85
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГІБРИДНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	86
4.1 Загальна характеристика об'єкта	86
4.3 Моніторинг стану виробничого середовища за методом Елмері	88
4.4 Оцінювання ризику на робочому місці	89
Висновки до розділу 4	92
ВИСНОВКИ	94
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96

ВСТУП

Сьогодні енергетична галузь України переживає вкрай складний період, зумовлений нестачею об'єктів генерації, масштабними руйнуваннями інфраструктури та систематичними збоями в роботі об'єднаної енергосистеми. В умовах застосування графіків обмеження електропостачання та раптових аварійних знеструмлень, багатоквартирні житлові комплекси опиняються серед найбільш вразливих категорій споживачів. Відсутність напруги в мережі повністю паралізує критичні інженерні комунікації будівель: зупиняється ліфтове господарство, припиняють роботу насосні станції водопостачання та теплових пунктів, деактивуються системи пожежної безпеки й аварійного освітлення. Така ситуація диктує гостру необхідність переходу до децентралізованих моделей живлення та впровадження парадигми «активного споживача» (проз'юмера).

Дієвим механізмом подолання цих викликів є розробка та впровадження локальних гібридних мікромереж на базі відновлюваних джерел. В умовах щільної міської забудови найбільш раціональним і технічно виправданим рішенням є комбінація дахових фотоелектричних станцій (ФЕС) із потужними промисловими масивами накопичення енергії (BESS). Проте для коректної та синхронної роботи цих джерел потрібен спеціалізований координаційний центр — індивідуальний пункт комплексного електрозабезпечення. Він відіграє роль інтелектуального хабу, що поєднує централізовану електромережу, сонячну генерацію та акумуляторні батареї. Подібна архітектура не лише гарантує безперебійне живлення критичної інфраструктури будинку під час блекаутів, але й дає змогу суттєво мінімізувати фінансові витрати у штатному режимі.

З огляду на вищезазначене, проєктування індивідуального пункту електрозабезпечення з інтегрованою даховою сонячною станцією для багатоповерхового будинку є надзвичайно актуальним науково-технічним завданням. Реалізація таких інженерних рішень є стратегічно важливим кроком для підвищення рівня автономності, безпеки та енергетичної стійкості житлового фонду України.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		12

1 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО МЕТИ, ОБ'ЄКТУ ТА ПРЕДМЕТУ ДОСЛІДЖЕННЯ

В умовах системної кризи в енергетичному секторі України, що супроводжується дефіцитом генеруючих потужностей та нестабільністю централізованого електропостачання, житловий фонд великих міст потребує впровадження локальних автономних рішень. Особливо гостро ця проблема постає для висотних будівель, де повне знеструмлення призводить до зупинки критично важливої загальнобудинкової інфраструктури. Належне проектування індивідуального пункту комплексного електрозабезпечення вимагає чіткого визначення методологічних меж дослідження, його мети, конкретного об'єкта.

У своїй роботі я пропоную розробити індивідуальний пункт електрозабезпечення шляхом інтеграції традиційної централізованої електромережі з відновлюваними джерелами енергії — даховою сонячною електростанцією (СЕС) та системою акумуляування енергії (BESS).

Реалізація цієї мети спрямована на:

- підвищення рівня енергетичної автономності та надійності живлення житлового об'єкта;
- гарантоване забезпечення безперебійної роботи споживачів критичної інфраструктури будинку під час аварійних відключень (блекаутів);
- оптимізацію фінансових витрат мешканців на оплату електроенергії за рахунок інтелектуального керування потоками потужності та використання багатотарифного обліку.

Потенційні можливості енергетики, що засновані на використанні безпосередньо сонячного випромінювання, надзвичайно великі. Так використання всього лише 0,0125 % кількості енергії Сонця могло б забезпечити всі сьогоденні потреби світової енергетики, а використання 0,5 % - повністю покрити потреби на перспективу. На жаль, напевно, коли-небудь ці величезні потенційні ресурси вдасться реалізувати у великих масштабах. Потенціал сонячної енергії в Україні є

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	13
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

достатньо високим для широкого впровадження геліосистем як теплоенергетичного, так і фотоелектро енергетичного обладнання практично на всій території. Взагалі територія України є зоною середньої інтенсивності сонячної радіації. Сонячне випромінювання в Україні становить 3500 - 5200 МДж / м² на рік.

Об'єктом дослідження є процеси комплексного електрозабезпечення, локальної генерації, акумулювання та розподілу електричної енергії в багатоквартирному житловому будинку підвищеної поверховості. Конкретним фізичним об'єктом, на прикладі якого виконуються інженерні розрахунки у проєкті, є типовий 16-поверховий житловий будинок на 2 секції (під'їзди), що налічує 128 квартири та обладнаний стаціонарними електричними плитами і загальнобудинковим інженерним устаткуванням (2 ліфти, насосними станціями підкачки води).

Предметом дослідження є схеми сумісної інтеграції зовнішньої електричної мережі та дахової сонячної електростанції, технічні параметри гібридного електротехнічного обладнання (фотоелектричних модулів, інверторів, акумуляторних батарей), а також алгоритми і сценарії автоматизованого управління (Energy Management System — EMS) потоками потужності в індивідуальному пункті електрозабезпечення.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		14

1.1 Обґрунтування доцільності та переваг встановлення дахової СЕС у висотних житлових будинках

Впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) безпосередньо в міську інфраструктуру є ключовим інструментом побудови стійких локальних енергосистем (Microgrids). Вибір плоского даху 16-поверхового житлового будинку як майданчика для розгортання фотоелектричної станції (ФЕС) має глибоке технічне та економічне обґрунтування, яке базується на кількох ключових аспектів:

- Ефективне використання невикористовуваного простору
- Дахи багатоповерхівок зазвичай є технологічно «порожніми» зонами
- Встановлення сонячних панелей на плоскій покрівлі загальною площею близько 768 м² дозволяє раціонально використовувати цей простір без відчуження корисних земельних ділянок, що є критично важливим для щільної міської забудови
- Відсутність затінення та максимальна інсоляція

Висота 16-поверхової будівлі (орієнтовно 48–50 метрів) гарантує, що фотоелектричне поле буде повністю захищене від затінення сусідніми об'єктами: деревами, лініями електропередач або малоповерховими спорудами. Це забезпечує максимальний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) та рівномірну генерацію протягом світлового дня.

Однією з головних проблем централізованих мереж є втрати енергії при її транспортуванні від віддалених електростанцій до споживача. Дахова СЕС генерує струм безпосередньо на об'єкті споживання. Енергія передається вертикальними кабельними трасами напряму до індивідуального пункту електрозабезпечення та ГРЩ будинку, що зводить технологічні втрати в кабелях майже до нуля.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	15
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

З'єднавши кілька сонячних елементів послідовно або паралельно, можна регулювати вихідну напругу і струм відповідно до конкретних вимог. Об'єднані сонячні елементи утворюють сонячну панель, а кілька сонячних панелей можна з'єднати для створення сонячної батареї або більшої сонячної енергетичної системи. Принципова схема підключення показана на рисунку 1.1.

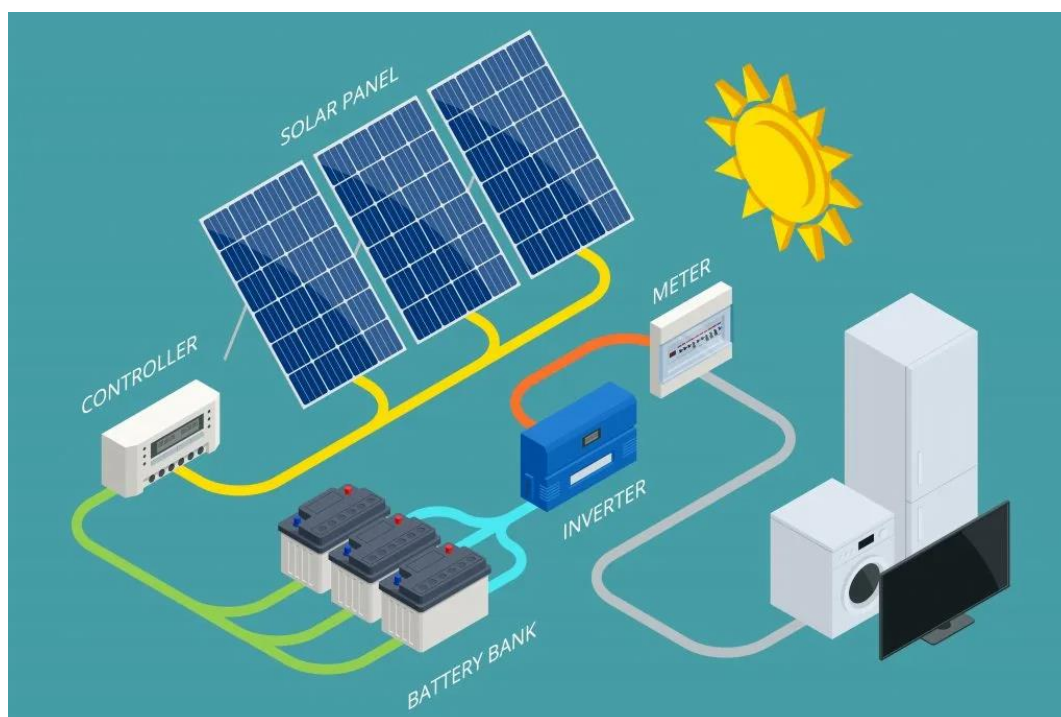


Рисунок 1.1 – Практична реалізація системи на сонячних батареях

Ефективність фотоелектричного ефекту залежить від різноманітних факторів, таких як тип використовуваного напівпровідникового матеріалу, якість сонячних елементів, інтенсивність та довжина хвилі світла, а також температура. Постійні досягнення в області фотоелектричних технологій продовжують підвищувати ефективність та економічність сонячних панелей, роблячи їх виправданим та стійким енергетичним рішенням.

Виробнича ефективність сонячних панелей визначається не лише сонячним випромінюванням та станом та температурою навколишнього середовища, але й кутом падіння сонячної радіації на поверхню панелі.

Протягом дня Сонце зміщується по небу від сходу до заходу, що викликає постійні зміни у куті між сонцем та фіксованою поверхнею панелей.

Це означає, що концентрація потужності на стаціонарному модулі сонячної батареї менша, ніж при прямому сонячному випромінюванні.

З метою стимулювання споживача до використання нетрадиційних та ВДЕ в Україні було введено так званий "зелений" тариф – спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують ВДЕ (сонячна, вітрова, геотермальна енергія, енергія хвиль та припливів, гідроенергія (з установленою потужністю не більше 10 МВт), енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційноочисних станцій, біогазів, газу метану від дегазації вугільних родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів). Величина "зеленого" тарифу установлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги, помноженого на відповідний коефіцієнт "зеленого" тарифу в залежності від потужності та виду джерела енергії.

Недоліки сонячної енергетики включають:

- Залежність від сонячного світла: Сонячні панелі вимагають наявності сонячного світла для ефективного виробництва електроенергії. Похмурі погодні умови та нічний час можуть призвести до зниження продуктивності сонячних систем.

- Великі витрати на початкове обладнання: Встановлення сонячних панелей потребує значних початкових витрат на придбання та монтаж обладнання. Це може бути фінансово витратною операцією для окремих домогосподарств або підприємств.

- Обмежена продуктивність у певних регіонах: Ефективність сонячних систем може бути обмежена в регіонах з обмеженою кількістю сонячного світла або в областях з високою хмарністю.

Висновки до розділу 1

Гібридна система електропостачання на основі дахової сонячної електростанції, інверторів та акумуляторних батарей є ефективним рішенням для забезпечення надійного та економічного електропостачання громадських будівель. Тому що серед всіх відновлюваних джерел енергії самою простою та доступною для використання для власних потреб в міській забудові є сонячна енергетика. З сонячної енергії можливо отримати теплову та електричну енергію.

Перевагою сонячних станцій є їх надійність, невимогливість до обслуговування, доступність, безшумність та екологічність. Вона дозволяє зменшити залежність від зовнішніх мереж, забезпечити резервне живлення у разі аварій, знизити витрати на електроенергію та покращити екологічні показники. Така система відповідає вимогам нормативів і особливо актуальна в умовах сучасної енергетичної ситуації та кліматичних особливостей України.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		18

2. РОЗРАХУНКОВІ НАВАНТАЖЕННЯ ЖИТЛОВОГО БУДИНКУ ТА РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проектування

В таблиці 2.1 представлено дані житлових та громадськибудівель.

Таблиця 2.1 – Дані житлових та громадських будинків

№	Тип об'єкту	Кількість	Позначення	Категорія надійності
1	Житловий будинок, 2 секції, 16 поверхів, 128 квартир з електроплитами	4	Ж.Б.1	II
2	Житловий будинок, 1 секція, 16 поверхів, 64 квартир з електроплитами	3	Ж.Б.2	II
3	Житловий будинок, 1 секція, 9 поверхів, 36 квартир з газовими плитами	7	Ж.Б.3	II
4	Житловий будинок, 3 секції, 9 поверхів, 108 квартир з газовими плитами	2	Ж.Б.4	II
5	Дитячий садок на 1000 дітей	1	Дит. садок	I
6	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну	1	Поліклініка	I
7	Хімчистка на 75 кг речей	1	Хімчистка	III

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

$$P_{ж.б} = p_{кв.пит} \cdot n_{кв} + 0,9 \cdot K_{п.л} \cdot n_{ліф} \cdot p_{л}; \quad (2.1)$$

$$Q_{ж.б} = p_{кв.пит} \cdot n_{кв} \cdot tg\varphi_{кв} + 0,9 \cdot K_{п.л} \cdot n_{ліф} \cdot ptg\varphi_{ліф}, \quad (2.2)$$

де $p_{кв.пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла;

$n_{кв}$ – кількість квартир, які живляться від розглянутого елемента СЕП;

$tg\varphi_{кв}$ – коефіцієнт реактивного навантаження квартир, визначається відповідно до таблиці 2.4 [3];

Таким чином маємо:

один будинок Ж.Б.1 має $n_{\text{КВ}} = 128$ квартир, $p_{\text{Пит.КВ}} = 1,63$ кВт, $\cos\varphi_{\text{КВ}} = 0,98$,
 $\tan\varphi_{\text{КВ}} = 0,20$.

Кількість ліфтових пасажирських установок $n_{\text{Л.Пас}} = 2$, кількість ліфтових
вантажних установок $n_{\text{Л.Вант}} = 2$; $p_{\text{Л.Пас}} = 6$ кВт; $p_{\text{Л.Вант}} = 9$ кВт.

Коефіцієнт попиту для ліфтових установок $k_{\text{П.Л}} = 0,8$. $\cos\varphi_{\text{Л}} = 0,65$; $\tan\varphi_{\text{Л}} = 1,17$;

один будинок Ж.Б.2 має $n_{\text{КВ}} = 64$ квартири, $p_{\text{Пит.КВ}} = 2,06$ кВт, $\cos\varphi_{\text{КВ}} = 0,98$,
 $\tan\varphi_{\text{КВ}} = 0,20$.

Кількість ліфтових пасажирських установок $n_{\text{Л.Пас}} = 1$, кількість ліфтових
вантажних установок $n_{\text{Л.Вант}} = 1$; $p_{\text{Л.Пас}} = 6$ кВт; $p_{\text{Л.Вант}} = 9$ кВт.

Коефіцієнт попиту для ліфтових установок $k_{\text{П.Л}} = 0,9$. $\cos\varphi_{\text{Л}} = 0,65$; $\tan\varphi_{\text{Л}} = 1,17$;

один будинок Ж.Б.3 має $n_{\text{КВ}} = 36$ квартир, $p_{\text{Пит.КВ}} = 1,4$ кВт, $\cos\varphi_{\text{КВ}} = 0,96$,
 $\tan\varphi_{\text{КВ}} = 0,29$.

Кількість ліфтових пасажирських установок $n_{\text{Л.Пас}} = 1$, ліфтові вантажні
установки відсутні $n_{\text{Л.Вант}} = 0$; $p_{\text{Л.Пас}} = 6$ кВт.

Коефіцієнт попиту для ліфтових установок $k_{\text{П.Л}} = 1$. $\cos\varphi_{\text{Л}} = 0,65$; $\tan\varphi_{\text{Л}} = 1,17$;

один будинок Ж.Б.4 має $n_{\text{КВ}} = 108$ квартир, $p_{\text{Пит.КВ}} = 0,99$ кВт, $\cos\varphi_{\text{КВ}} = 0,96$,
 $\tan\varphi_{\text{КВ}} = 0,29$.

Кількість ліфтових пасажирських установок $n_{\text{Л.Пас}} = 3$, ліфтові вантажні
установки відсутні $n_{\text{Л.Вант}} = 0$; $p_{\text{Л.Пас}} = 6$ кВт.

Коефіцієнт попиту для ліфтових установок $k_{\text{П.Л}} = 0,8$. $\cos\varphi_{\text{Л}} = 0,65$; $\tan\varphi_{\text{Л}} = 1,17$;

поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну має питоме навантаження
 $p_{\text{Пит}} = 0,15$ кВт на відвід. за зміну; $\cos\varphi = 0,92$; $\tan\varphi = 0,43$;

хімчистка на 75 кг речей має питоме навантаження
 $p_{\text{Пит}} = 0,08$ кВт/кг речей; $\cos\varphi = 0,75$; $\tan\varphi = 0,88$.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		20

Визначимо окрему потужність будинків, та установ:

$$P_{ж.б.1} = 1,63 \cdot 128 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot (2 \cdot 6 + 2 \cdot 9) = 230,24 \text{ кВт};$$

$$Q_{ж.б.1} = 1,63 \cdot 128 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot (2 \cdot 6 + 2 \cdot 9) \cdot 1,17 = 67 \text{ квар};$$

$$P_{ж.б.2} = 2,06 \cdot 64 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot (1 \cdot 6 + 1 \cdot 9) = 144 \text{ кВт};$$

$$Q_{ж.б.2} = 2,06 \cdot 64 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,9 \cdot (1 \cdot 6 + 1 \cdot 9) \cdot 1,17 = 40,58 \text{ квар};$$

$$P_{ж.б.3} = 1,4 \cdot 36 + 0,9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 6 = 55,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{ж.б.3} = 1,4 \cdot 36 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 6 \cdot 1,17 = 20,93 \text{ квар};$$

$$P_{ж.б.4} = 0,99 \cdot 108 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 3 \cdot 6 = 119,88 \text{ кВт};$$

$$Q_{ж.б.4} = 0,99 \cdot 108 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 3 \cdot 6 \cdot 1,17 = 46,17 \text{ квар}.$$

2.2 Розрахунок електричних навантажень громадських будівель

Визначаємо розрахункові навантаження громадських будівель:

$$P_p = P_{\text{пит}} n; \quad (2.3)$$

$$Q_p = P_p t g \varphi_{\text{пит}}; \quad (2.4)$$

$$P_{\text{поліклініка}} = 0,15 \cdot 2000 = 300 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{поліклініка}} = 300 \cdot 0,43 = 129 \text{ квар};$$

$$P_{\text{хімчистка}} = 0,08 \cdot 75 = 6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{хімчистка}} = 6 \cdot 0,88 = 5,28 \text{ квар}.$$

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

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно таблиці 2.1 [4]. Для цивільних установ перерахунок не потрібен.

Розрахунок навантажень на ввід всіх житлових будівель:

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	21
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}
P_{\text{ж.б.1-2}} &= 1,15 \cdot (128 \cdot 4 + 64 \cdot 4) + \\
&+ 0,9 \cdot 0,42 \cdot ((2 \cdot 4 + 1 \cdot 4) \cdot 6 + (2 \cdot 4 + 1 \cdot 4) \cdot 9) = 951,24 \text{ кВт}; \\
Q_{\text{ж.б.1-2}} &= 1,15 \cdot (128 \cdot 4 + 64 \cdot 4) \cdot 0,2 + \\
&+ 0,9 \cdot 0,42 \cdot ((2 \cdot 4 + 1 \cdot 4) \cdot 6 + (2 \cdot 4 + 1 \cdot 4) \cdot 9) \cdot 1,17 = 256,25 \text{ квар}; \\
P_{\text{ж.б.3-4}} &= 0,727 \cdot (36 \cdot 6 + 108 \cdot 2) + 0,9 \cdot 0,48 \cdot (1 \cdot 6 + 3 \cdot 2) \cdot 6 = 345,1 \text{ кВт}; \\
Q_{\text{ж.б.3-4}} &= 0,727 \cdot (36 \cdot 6 + 108 \cdot 2) \cdot 0,29 + \\
&+ 0,9 \cdot 0,48 \cdot (1 \cdot 6 + 3 \cdot 2) \cdot 6 \cdot 1,17 = 127,47 \text{ квар}.
\end{aligned}$$

На рисунку 2.1 наведено схему живлення КЛ номінальною напругою 0,4 кВ від ТП5 і ТП6 житлових і громадських будинків

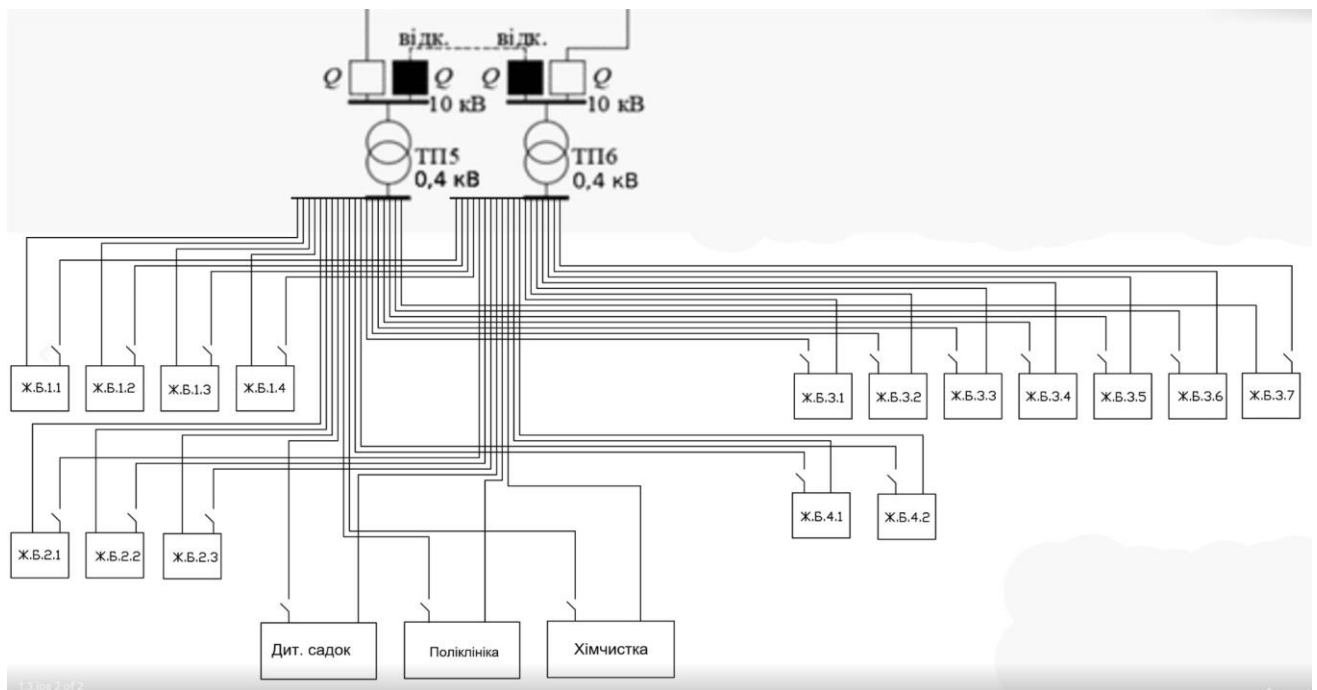


Рисунок 2.1 – Схема живлення КЛ номінальною напругою 0,4 кВ від ТП5 і ТП6 житлових і громадських будинків

При визначенні загального розрахункового навантаження враховують одночасність появи максимумів, беручи до уваги не лише величину навантаження кожного окремого споживача, а й його характер, що встановлюється за допомогою коефіцієнтів участі у максимумі навантаження, що в таблиці 2.1 [4].

Оскільки в нормальному режимі від ТП5 живляться житлові будинки з однаковим характером приготування їжі, то розрахункове навантаження ТП5 складає:

$$P_{\text{ТП5.норм}} = P_{\text{ж.б.1-2}} = 951,24 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП5.норм}} = Q_{\text{ж.б.1-2}} = 256,25 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП5.норм}} = \sqrt{P_{\text{ТП5.норм}}^2 + Q_{\text{ТП5.норм}}^2} = \sqrt{951,24^2 + 256,25^2} = 985,15 \text{ кВА}.$$

В нормальному режимі від ТП5 живляться житлові будинки з газовим їжеприготуванням, поліклініка та хімчистка. Найбільшу частину активної потужності споживають ЖБ, тому визначаємо коефіцієнти участі поліклініки та хімчистки:

$$K_{\text{уч.поліклініка}} = 0,6;$$

$$K_{\text{уч.хімчистка}} = 0,5;$$

$$P_{\text{ТП6.норм}} = 345,17 + 300 \cdot 0,6 + 6 \cdot 0,5 = 528,17 \text{ кВт}.$$

Найбільшу частину реактивної потужності споживає поліклініка, тому визначаємо коефіцієнти участі ЖБ з газовими плитами та хімчистки:

$$K_{\text{уч.ж.б..3-4}} = 0,4;$$

$$K_{\text{уч.хімчистка}} = 0,8;$$

$$Q_{\text{ТП6.норм}} = 129 + 127,47 \cdot 0,4 + 5,28 \cdot 0,8 = 184,21 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП6.норм}} = \sqrt{528,17^2 + 184,21^2} = 559,37 \text{ кВА}.$$

Наступним кроком проводиться розрахунок для післяаварійного режиму. В даному режимі навантаження з ТП6 буде житись з ТП5, та навпаки.

Таким чином, найбільшу частину активної потужності споживають ЖБ з електричними плитами. Коефіцієнти участі та розрахунок активної потужності:

$$K_{\text{уч.ж.б..3-4}} = 0,9;$$

$$K_{\text{уч.поліклініка}} = 0,7;$$

$$K_{\text{уч.хімчистка}} = 0,7;$$

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	23
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{ТП5.авар} = 951,24 + 345,17 \cdot 0,9 + 300 \cdot 0,7 = 1471,9 \text{ кВт};$$

$$P_{ТП6.авар} = 951,24 + 345,17 \cdot 0,9 + 300 \cdot 0,7 + 6 \cdot 0,7 = 1476,1 \text{ кВт}.$$

Найбільшу частину реактивної потужності споживають ЖБ з електричними плитами. Коефіцієнти участі залишаються ті ж самі. Визначаємо реактивну та повні потужності:

$$Q_{ТП5.авар} = 256,25 + 127,47 \cdot 0,9 + 129 \cdot 0,7 = 461,27 \text{ квар};$$

$$Q_{ТП6.авар} = 256,25 + 127,47 \cdot 0,9 + 129 \cdot 0,7 + 5,28 \cdot 0,7 = 464,97 \text{ квар};$$

$$S_{ТП5.авар} = \sqrt{1471,9^2 + 461,27^2} = 1542,49 \text{ кВА}.$$

$$S_{ТП6.авар} = \sqrt{1476,1^2 + 464,97^2} = 1547,6 \text{ кВА}.$$

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

В таблиці 2.2 наведено дані навантаження трансформаторів.

Таблиця 2.2 – Навантаження трансформаторів

№	P, кВт	Q, квар	S, кВА
ТП1	306,9	248,19	394,7
ТП2	430	80	437,38
ТП3	430	80	437,38
ТП4	240	80	252,98
ТП5 _{нор} м	951,24	256,25	985,15
ТП6 _{нор} м	527,18	184,21	559,37
ТП5 _{авар}	1471,9	461,27	1542,49
ТП6 _{авар}	1476,1	464,97	1547,6

Визначимо номінальні потужності розподільчих трансформаторів:

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	24
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Для ТП1 приймаємо трансформатор ТМ-400/10 У1, з наступними паспортними даними [5]:

$$S_H = 400 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{XX} = 1,05 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K3} = 5,5 \text{ кВт};$$

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

$$U_{K3} = 4,5\%.$$

$$\Delta S = \sqrt{\left((\Delta P_{(XX)} + \Delta P_{(K3)})^2 + (S_H(I_{(XX)})/100 + (S/S_H)^2 \cdot S_H(U_{(K3)}^2)/100)\right)} \quad (2.5)$$

$$\Delta S = \sqrt{(1,05 + 5,5)^2 + \left(400 \frac{2,1}{100} + \left(\frac{394,7}{400}\right)^2 \cdot 400 \frac{4,5}{100}\right)^2} = 87,51 \text{ кВА}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S + \Delta S < 1,4 \cdot S_H; \quad (2.6)$$

$$394,7 + 87,51 < 1,4 \cdot 400;$$

$$482,21 < 560.$$

Вибір трансформатора для інших ТП проводиться аналогічно. Отримані результати розрахунків заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Вибір номінальних потужностей та трансформаторів

№	Марка трансформатора	S_H , кВА	$S + \Delta S$, кВА	$1,4 \cdot S_H$, кВА
ТП1	ТМ-400/10 У1	400	482,21	560
ТП2	ТМ-630/10 У1	630	542,24	882
ТП3	ТМ-630/10 У1	630	542,24	882
ТП4	ТМ-400/10 У1	400	294,3	560
ТП5авар	ТМ-1600/10 У1	1600	2013,6	2240
ТП6авар	ТМ-1600/10 У1	1600	2021,7	2240

2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проєктування

Розрахуємо навантаження на шині 10 кВ центра живлення в аварійному режимі. Під'єднані навантаження по лініям наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Розраховані навантаження в аварійному режимі під'єднані до центру живлення 10кВ

Назва приєднання	P, кВт	Q, квар
Л5,6	4357,36	1887,15
Л7	670	0
S ₁	42000	4000
S ₂	38000	4000

Розрахуємо загальну активну та реактивну потужність:

$$P_{\text{сум}} = P_{\text{Л5,6}} + P_{\text{Л7}} + P_{\text{S1}} + P_{\text{S2}}, \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{сум}} = Q_{\text{Л5,6}} + Q_{\text{Л7}} + Q_{\text{S1}} + Q_{\text{S2}}, \quad (2.8)$$

$$P_{\text{сум}} = 4357,36 + 670 + 42000 + 38000 = 85027,36 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{сум}} = 1887,15 + 4000 + 4000 = 9887,15 \text{ квар}$$

Розрахуємо загальну повну потужність:

$$S = \sqrt{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2}, \quad (2.9)$$

$$S = \sqrt{85027,36^2 + 9887,15^2} = 85600,2 \text{ кВА}$$

2.5 Розрахунок живлячих і розподільних мереж

Вибір перерізу ліній низької напруги

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

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

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

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

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{пер}},$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки

(у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

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

K_2 – коригуючий коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів. Приймаємо $K_2 = 0,8$ для чотирьох Ж.Б.1, а також чотирьох Ж.Б.2; $K_2 = 0,65$ для шести Ж.Б.3; $K_2 = 0,9$ для двох Ж.Б.4; $K_2 = 0,9$ для поліклініки та хімчистки;

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	27
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

$K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ, $K_{пер} = 1,35$.

Розглянемо тільки післяаварійний режим роботи, так як в цьому режимі навантаження більше, тому якщо КЛ пройде перевірку у післяаварійному режимі, то і пройде в нормальному режимі.

Довжини всіх ділянок лінії низької напруги наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5. – Дані ліній низької напруги

Об'єкт	L, км	I _р , А	Марка кабелю	I _{доп} , А	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	$\Delta U \leq 10\%$
Ж.Б.1.1	0,05	320,47	АВВГ 5□240	330	0,125	0,0587	0,899
Ж.Б.1.2	0,05	320,47	АВВГ 5□240	330	0,125	0,0587	0,899
Ж.Б.1.3	0,05	320,47	АВВГ 5□240	330	0,125	0,0587	0,899
Ж.Б.1.4	0,05	320,47	АВВГ 5□240	330	0,125	0,0587	0,899
Ж.Б.2.1	0,06	215,94	АВВГ 5□120	224	0,253	0,0602	1,897
Ж.Б.2.2	0,06	215,94	АВВГ 5□120	224	0,253	0,0602	1,897
Ж.Б.2.3	0,06	215,94	АВВГ 5□120	224	0,253	0,0602	1,897
Ж.Б.2.4	0,06	215,94	АВВГ 5□120	224	0,253	0,0602	1,897
Ж.Б.3.1	0,07	86,02	АВВГ 5□35	113	0,868	0,0637	3,723
Ж.Б.3.2	0,07	86,02	АВВГ 5□35	113	0,868	0,0637	3,723
Ж.Б.3.3	0,07	86,02	АВВГ 5□35	113	0,868	0,0637	3,723
Ж.Б.3.4	0,07	86,02	АВВГ 5□35	113	0,868	0,0637	3,723
Ж.Б.3.5	0,07	86,02	АВВГ 5□35	113	0,868	0,0637	3,723
Ж.Б.3.6	0,07	86,02	АВВГ 5□35	113	0,868	0,0637	3,723
Ж.Б.4.1	0,08	185,42	АВВГ 5□70	166	0,443	0,0612	3,38
Ж.Б.4.2	0,08	185,42	АВВГ 5□70	166	0,443	0,0612	3,38
Поліклініка	0,09	471,35	ВВГ 5□240	435	0,0754	-	0,914
Хімчистка	0,06	11,54	ВВГ 5□1	19,5	18,1	-	6,445

Проведемо розрахунок на прикладі Ж.Б.1.1:

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

$$I_{p.Ж.Б.1.1} = \frac{\sqrt{P_{Ж.Б.1.1}^2 + Q_{Ж.Б.1.1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.10)$$

$$I_{p.Ж.Б.1.1} = \frac{\sqrt{230,24^2 + 67^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 346,11 \text{ А} \quad (2.11)$$

З каталогу обираємо найближче більше значення перерізу за наступної умови:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{p.Ж.Б.1.1}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер}}; \quad (2.12)$$

$$I_{доп} \geq \frac{346,11}{1 \cdot 0,8 \cdot 1,35};$$

$$I_{доп} \geq 320,47 \text{ А}$$

Таким чином з таблиці 2.5 [4] обрано КЛ марки АВВГ 4*240 із алюмінієвими Жилами ($r_0 = 0,125 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,0587 \text{ Ом/км}$; $I_{доп} = 330 \text{ А}$).

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

$$\Delta U_{Ж.Б.1.1} = \frac{P_{Ж.Б.1.1} \cdot r_0 \cdot L_{Ж.Б.1.1}}{10 \cdot U_H^2}; \quad (2.12)$$

$$\Delta U_{Ж.Б.1.1} = \frac{230,24 \cdot 0,125 \cdot 0,05}{10 \cdot 0,4^2} = 0,899\%.$$

В післяаварійному режимі припустима втрата напруги становить не більше 10%.

$$10\% \geq 0,899\% - \text{умова виконується.}$$

Для інших об'єктів розрахунок проводимо аналогічно та результати зводимо до таблиці 2.6.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	29
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір перерізу ліній розподільної мережі 10 Кв і ліній живлення

Визначимо перерізи кабельних ліній 10 кВ Л1–Л6 для роботи в післяаварійному режимі. При цьому передбачаємо, що перерізи парних ліній є однаковими: Л1 = Л2, Л3 = Л4, Л5 = Л6. Для розрахунків приймаємо максимальні можливі навантаження на кожній ділянці мережі.

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

$$S_{Л1.2}^{п/а} = K_{см} \cdot \sum_i^n S_{ТПi}, \quad (2.13)$$

де $K_{см}$ – коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторів, який обирається з таблиці 9.

$$\begin{aligned} S_{Л1.2} &= 0,85 \cdot \sqrt{(306,9 + 430 + 430 + 240)^2 + (248,19 + 80 + 80 + 80)^2} \\ &= 967,98 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

Визначаємо розрахункове струмове навантаження:

$$\begin{aligned} I_{Л1.2} &= \frac{S_{Л1.2}}{\sqrt{3}U_n}, \\ I_{Л1.2} &= \frac{967,98}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55,9 \end{aligned} \quad (2.14)$$

Обираєм з каталогу найближче більше значення перерізу за умовою:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{Л1.2}}{K_1 K_2 K_{пер}} \geq \frac{55,9}{1 \cdot 1 \cdot 1,3} \geq 45,3 \text{ А.}$$

Отже, обрали АПвП 3×35, $I_{доп} = 119 \text{ А}$.

Для Л3,4 та Л5,6 проводимо розрахунок аналогічно та заносимо отримані значення перерізів ліній 10кВ у таблицю 2.6.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	30
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 - Вибір перерізу ліній в післяаварійному режимі напругою 10кВ

	S, кВА	ТП, що живляться	I, А	Марка	I _{доп} , А
Л1,2	1020,54	ТП1–4	58,92	АПвП 3х35	119
Л3,4	3015,67	ТП5-6	174,1	АПвП 3х50	140
Л5,6	4036,19	ТП1–6	233	АПвП 3х95	203

2.6 Вибір комутаційної апаратури

Вибір всіх комутаційних апаратів, які використовуються у електричних мережах здійснюється згідно: номінальної напруги, струму мережі, типу мережі (однофазна, трифазна, постійний струм), режиму роботи мережі (комутаційна апаратура повинна витримувати навантаження яке можливе при перенавантаженні, при КЗ), умов експлуатації (залежно від місця де буде розташована апаратура вибирається її клас волого- та пилозахисту IP).

Вибір апаратури живлячої мережі

Номінальні параметри (I , U) вибраного пристрою повинні відповідати розрахунковим значенням в нормальному і післяаварійному режимах та КЗ.

Під виборі ми порівнюємо оціночну вартість з даними каталогу .
Тому для забезпечення надійності та безперервності роботи розрахункове значення повинно бути нижче допустимого значення (за каталогом).

Електропостачання розподільчого пункту (РП) від джерела живлення (ДЖ) здійснюється двома ПЛ. Два ТДТН-35000/10 живлять РП.

Кожен з трансформаторів живиться через повітряні лінії.

На стороні високої напруги (ВН) кожного трансформатора є два

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	31
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

автоматичних вимикача типу ABB VD4-36.3.

На кожному трансформаторі встановлено два автоматичні вимикачі типу ABB VD4-12 від середньої напруги.

На стороні низької напруги трансформатора також встановлений автоматичний вимикач типу ABB Emax 2.

2.6.2 Вибір апаратури розподільної мережі

Розподільна мережа охоплює РП 10 кВ і поділяється на 2 ділянки. Ці секції з'єднані між собою за допомогою АВР, який виконано у вигляді з'єднання від двох роз'єднувачів типу Schneider GSec 10kV, 630 А та автоматичного силового вимикача ABB VD4-12 16/31.5.

Кожна секція обладнана вимірювальним трансформатором напруги (ТН) типу ЗНОЛП-10-3УХЛ2. Захист включає автоматичний вимикач типу ABB VD4-12 400 А.

До першої та другої секцій шин РП 10 кВ приєднано по три кабельних ліній КЛ.

Для захисту кожної КЛ використовуються два роз'єднувачі РЛНД- 10/630 і один автоматичний вимикач ABB VD4-12.

Кожна лінія має фіксовану кількість споживачів, і кожен трансформатор споживачів захищений автоматичним вимикачем типу РЛК

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

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ

Побудова розрахункової схеми та розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Випадкове або навмисне, не передбачене нормальним режимом роботи, електричне з'єднання фаз (полюсів) струмоведучих кіл електроустановки між собою або з землею, при якому струми різко зростають, перевищуючи найбільш допустимий струм усталеного режиму, в колах, що примикають до місця виникнення цього з'єднання, називається коротким замиканням чи замиканням у випадках з'єднання з землею однієї фази (полюса) електроустановки, елементи якої працюють з ізольованою або резонансно заземленою нейтраллю.

В умовах експлуатації СЕП [4] серед основних причин виникнення перехідних процесів [16] – це переважно короткі замикання, які суттєво порушують нормальний режим роботи електроустановок. Тому при проектуванні СЕП короткі замикання розглядають як характерні збурення, що зумовлюють перехідні електромагнітні процеси.

Мета досліджень і розрахунків перехідних процесів в тому, щоб, з'ясувавши особливості роботи та якісно нові властивості при кількісних змінах у СЕП [4], навчитися передбачати перебіг та вірогідність перехідних процесів і керувати ними. Дослідження та розрахунки перехідних процесів – необхідні умови вирішення багатьох завдань, що виникають при проектуванні та експлуатації СЕП. Зокрема, для вибору принципів дії і настроювання автоматичних пристроїв протиаварійного керування, аналізу електромеханічних перехідних процесів з метою визначення умов стійкості електричного навантаження та розробки заходів для забезпечення безперервної роботи промислових підприємств у різних режимах СЕП [4]. На основі досліджень і розрахунків перехідних процесів вирішуються найважливіші питання проектування, спорудження та експлуатації СЕП [4].

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	33
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

З урахуванням перехідного процесу повинні бути забезпечені зміни параметрів режиму СЕП, за якими якісні показники електропостачання споживачів істотно б не знижувалися. Тому таке важливе значення мають зменшення тривалості перехідного процесу, вилучення можливості виникнення нових перехідних процесів, завершення перебігу перехідного процесу достатньо надійним режимом. При аналітичних дослідженнях перехідних процесів використовують метод перетворення координат, комплексні величини для опису миттєвих значень змінних, метод симетричних складових, схеми заміщення для різних режимів СЕП та ін. Застосовують також графоаналітичний метод подання перехідних процесів. Для розв'язку складних завдань та здійснення традиційних розрахунків перехідних процесів широко використовують обчислювальну техніку.

Розрахунки струмів КЗ необхідні для:

- З'ясування умов роботи споживачів при можливих КЗ та знаходження допустимості того чи іншого режиму;
- Вибору електричних апаратів електроустановок по умовам термічної та електродинамічної стійкості;
- Проектування і настройка засобів релейного захисту та автоматики СЕП;
- З'ясування впливу струмів КЗ на лінії зв'язку;
- Вибір розрядників;
- Аналізу аварій в електроустаткуванні.

В цьому розділі розглядаються такі питання як розрахунок параметрів схеми заміщення та її еквівалентування, розрахунки надперехідного струму трифазного КЗ, розподіл струму КЗ, визначення надлишкових напруг, розрахунки струмів КЗ застосовуючи методи розрахункових та типових кривих, розрахунок несиметричного КЗ.

Зобразим розрахункову схему (рис. 2.2). Розрахункова схема – це спрощена однолінійна схема із позначенням всіх елементів електричної установки: джерел живлення (електричні станції, генератори), які беруть участь у підживленні. точки КЗ і елементів мережі (ЛЕП, трансформаторів, реакторів), які зв’язують джерела живлення із точками КЗ, – а також параметрів всіх згаданих вище елементів, необхідних для розрахунку.

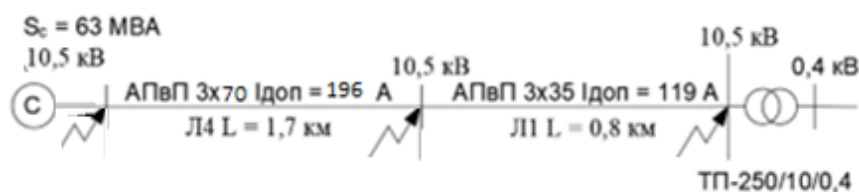


Рисунок 2.2– Розрахункова схема.

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

Таблиця 2.7 містить параметри схеми .

Таблиця 2.7 – Параметри елементів схеми

Позначення на РС	Кабельні та повітряна лінії марки АПвП				
	Марка та переріз кабелю	L, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{\text{доп}}$, А
Л4	АПвП 3х50	1,7	0,641	0,104	140
Л1	АПвП 3х35	0,8	0,868	0,109	119

В розрахунках цього розділу орієнтуватимемось на вибрані за довідником дані [16]. Після складання розрахункової схеми складають спрощену схему заміщення, де кожен елемент РС представлений своєю схемою заміщення в індуктивних опорах.

Побудова спрощеної загальної схеми заміщення і розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Схема заміщення (СЗ) - це електрична схема, яка відповідає за структурою РС і в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними. СЗ складається для однієї фази як сукупність СЗ її окремих елементів, зв'язаних між собою в тій же послідовності, що і на РС (рис 2.3 – рис.2.13).

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

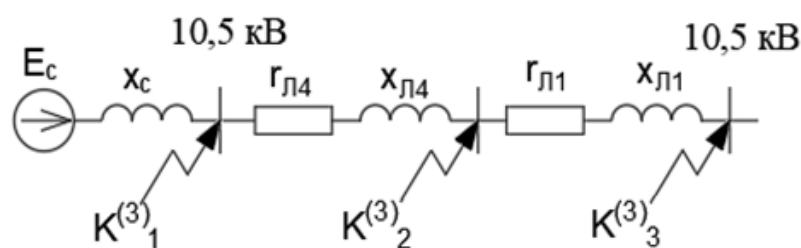


Рисунок 2.3 – Загальна схема заміщення

2.7.1.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Відповідно до таблиці 2.7 визначаємо параметри елементів схеми заміщення.

$$U_{\phi} = 10,5 \text{ кВ}$$

Енергосистеми:

$$S_c = 4200 \text{ МВА}$$

$$x_c = x_c'' \cdot \frac{U_c^2}{S_c} = 2.1 \cdot \frac{10.5^2}{4200} = 0.055 \text{ Ом}$$

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		36

$$E_c = \frac{U_6}{\sqrt{3}} = \frac{10.5}{\sqrt{3}} = 6.06 \text{ кВ}$$

Кабельні лінії КЛ4 та КЛ1:

$$r_{Л5} = r_{0Л5} \cdot L_{Л5} = 0.32 \cdot 1.4 = 0.448 \text{ Ом}$$

$$x_{Л5} = x_{0Л5} \cdot L_{Л5} = 0.103 \cdot 1.4 = 0.144 \text{ Ом}$$

$$r_{Л1} = r_{0Л1} \cdot L_{Л1} = 0.868 \cdot 0.9 = 0.781 \text{ Ом}$$

$$x_{Л1} = x_{0Л1} \cdot L_{Л1} = 0.095 \cdot 0.9 = 0.0855 \text{ Ом}$$

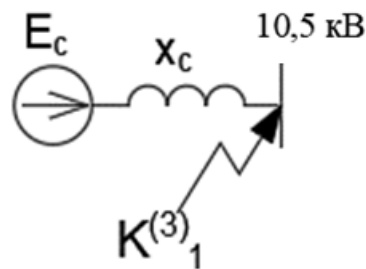


Рисунок 2.4 – Еквівалентна схема заміщення для точки $K_1^{(3)}$

$$r_{рез} = 0$$

$$x_{рез} = x_c = 0.055 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез} = \sqrt{r_{рез}^2 + x_{рез}^2} = 0.055 \text{ Ом}$$

Струм КЗ:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{рез}} = \frac{6.06}{0.055} = 110.18 \text{ кА}$$

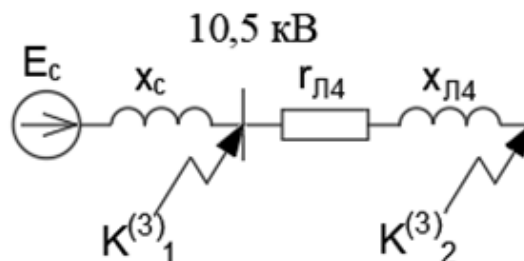


Рисунок 2.5 – еквівалентна схема заміщення для точки $K_2^{(3)}$

$$r_{рез} = r_{Л5} = 0.448 \text{ Ом}$$

$$x_{рез} = x_c + x_{Л5} = 0.055 + 0.144 = 0.199 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{0.448^2 + 0.199^2} = \sqrt{0.2007 + 0.0396} = 0.490 \text{ Ом}$$

Струм КЗ:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{\text{рез}}} = \frac{6.062}{0.490} = 12.37 \text{ кА}$$

Визначаємо інші електричні характеристики точки $K_3^{(3)}$.

Визначаємо сталу затухання аперіодичної складової:

$$T_{aK2} = \frac{x_{\text{рез}}}{314 \cdot r_{\text{рез}}} = \frac{0.199}{314 \cdot 0.448} = 0.0014 \text{ с}$$

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

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

$$k_{yK2} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_{aK2}}} \approx 1.0 \text{ (через мале значення } T_a)$$

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

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot k_{yK2} \cdot I_{K2}^{(3)} = 1.41 \cdot 1.0 \cdot 12.37 = 17.44 \text{ кА}$$

$$I_{dK2} = I_{K2}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{yK2} - 1)^2} = 12.37 \text{ кА}$$

де i_{yK3} - ударне значення струму;

i_{dK3} - найбільше діюче значення повного струму.

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

$$B_{K2} = \left(I_{K2}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{aK2}) = 12.37^2 \cdot (0.18 + 0.0014) = 27.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де $t_{\text{відкл}} = t_3 + t_{\text{вимик}}$ час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

Проводимо аналогічний розрахунок для всіх точок КЗ та зводимо результати у таблицю 2.8.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	38
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8 – результати розрахунку КЗ

Точка КЗ	$x_{\Sigma i}$	$r_{\Sigma i}$	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уді}$	$i_{уді}$, кА	$I_{ді}$, кА	$B_{кі}$, кА ² ·с
К1	0,55	0	110,22	-	-	-	-	-
К2	0,199	0,448	12,37	0,0014	1,0	17,44	12,37	27,75
К3	0,297	1,229	4,80	0,00077	1,0	6,77	4,80	4,16

2.7.1.2 Розрахунок однофазного короткого замикання

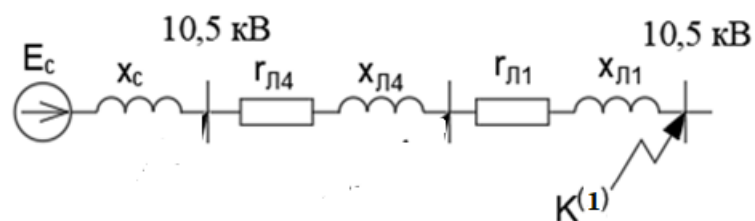


Рисунок 2.6 – Схема однофазного короткого замикання

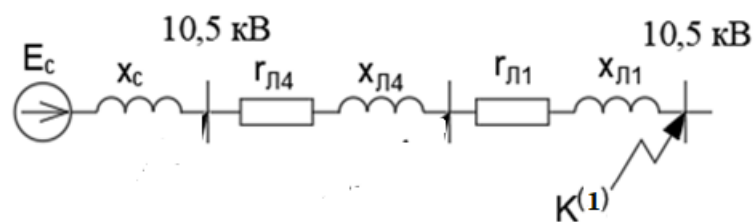


Рисунок 2.7 – Пряма схема заміщення

$$r_{1рез} = r_{л1} + r_{л4}$$

$$x_{1рез} = x_c + x_{л1} + x_{л4},$$

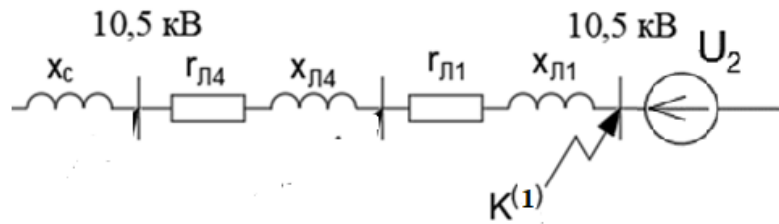


Рисунок 2.8 – Зворотня схема заміщення

$$r_{2рез} = r_{пл1} + r_{пл4} ,$$

$$x_{2рез} = x_{пл1} + x_{пл4} ,$$

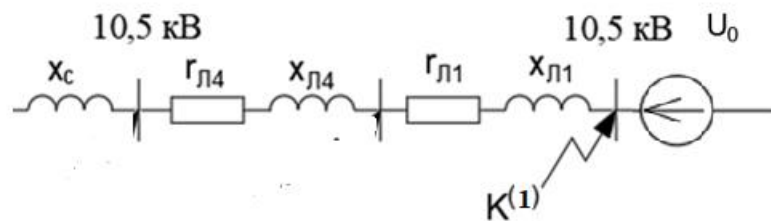


Рисунок 2.9 – Нульова схема заміщення

$$r_{пл0} = 3,5 \cdot r_{пл} ,$$

$$x_{пл0} = 3,5 \cdot x_{пл}$$

$$I_{кз}^{(1)} = 18 \text{ кА}$$

$$x_{c0} = \frac{3 \cdot E_c}{I_{кз}^{(1)}} - (x_{c1} + x_{c2}) = \frac{3 \cdot 6.062}{17} - (0.055 + 0.055) = 1.070 - 0.110$$

$$= 0.960 \text{ Ом}$$

$$r_{0рез} = 3.5 \cdot r_{1рез} = 3.5 \cdot 1.229 = 4.301 \text{ Ом}$$

$$x_{0рез} = x_{c0} + 3.5 \cdot x_{л5} + 3.5 \cdot x_{л1} = 0.960 + 3.5 \cdot 0.144 + 3.5 \cdot 0.098 = 1.807 \text{ Ом}$$

Тепер знаходимо струм КЗ в точці \$K^{(1)}\$

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_c}{\sqrt{(2 \cdot r_{1рез} + r_{0рез})^2 + (2 \cdot x_{1рез} + x_{0рез})^2}}$$

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{3 \cdot 6.062}{\sqrt{(2 \cdot 1.229 + 4.301)^2 + (2 \cdot 0.297 + 1.807)^2}} = \frac{18.186}{\sqrt{6.759^2 + 2.401^2}}$$

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{18.186}{\sqrt{45.68 + 5.76}} = \frac{18.186}{7.17} = 2.54 \text{ кА}$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_{aK(1)} = \frac{2 \cdot x_{1рез} + x_{0рез}}{314 \cdot (2 \cdot r_{1рез} + r_{0рез})} = \frac{2.401}{314 \cdot 6.759} = 0.0011 \text{ с}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт при однофазному КЗ:

$$k_{уд(1)} = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.0011}} \approx 1.0$$

Розраховуємо ударний струм при однофазному КЗ:

$$i_{уд(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд(1)} \cdot I_{КЗ}^{(1)} = 1.41 \cdot 1.0 \cdot 2.54 = 3.58 \text{ кА}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повного струму короткого замикання:

$$I_{д(1)} = I_{КЗ}^{(1)} = 2.54 \text{ кА}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{К(1)} = \left(I_{КЗ}^{(1)}\right)^2 \cdot (t_{відімк} + T_{aK(1)}) = 2.54^2 \cdot (0.18 + 0.0011) = 1.17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

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

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

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

Таблиця 2.9 – Результати розрахунків для точки К1

Точка КЗ	$x_{\Sigma}^{(1)}$	$r_{\Sigma}^{(1)}$	$I_{КЗ}^{(1)}$, кА	$T_{ak}^{(1)}$, с	$k_{уд}^{(1)}$	$i_{уд}^{(1)}$, кА	$I_{д}^{(1)}$, кА	$B_{К}^{(1)}$, кА ² ·с
К ⁽¹⁾	2,401	6,759	2,54	0,0011	1,0	3,58	2,54	1,17

2.7.1.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки;

Вибір комутаційних апаратів за умовами нормального режиму проведено в розділі 2.6 таблиця 2.10.

Таблиця 2.10 Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
10 кВ	Вимикач ВР2-10/1600-31,5У3	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	7,665 кА 3,962 кА	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	2,983 кА ² с	1200 кА ² с
10 кВ	Роз'єднувач РВ3-10/630У2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	7,665кА 3,962 кА	52 кА 20 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	2,983кА ² с	1200 кА ² с

Перевірка перерізу провідників

Перевірка проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} < F$$

де F – переріз вибраного кабелю, мм²;

F_{min} – мінімально допустимий переріз по умові термічної стійкості, мм².

Величину F_{min} розраховуємо за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}.$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ,

$$C = 75 \text{ А} \cdot \text{с} / \text{мм}^2$$

Для ПЛ1:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{27,75} \cdot 10^3}{75} = \frac{5,268 \cdot 1000}{75} = \frac{5268}{75} = 70,24 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунків наводимо у таблиці 2.14.

Таблиця 2.11 – Перевірка перерізів ПЛ і КЛ.

Ділянка	$F_{\text{поч}},$	$B_k,$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$F_{\min}, \text{мм}^2$	$F_{\text{об}}, \text{мм}^2$
ПЛ 1	95	27,75	70,24	95
ПЛ4	35	4,16	27,20	35

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

Розрахунок трифазного короткого замикання:

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

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

Вихідні дані:

Визначення параметрів трансформатора (ТМ-400/10/0,4):

$$S_h = 400 \text{ кВА},$$

$$U_{hb} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$U_{hh} = 0,4 \text{ кВ},$$

$$\Delta P_{K3} = 5,5 \text{ кВт},$$

$$U_k = 4,5\%.$$

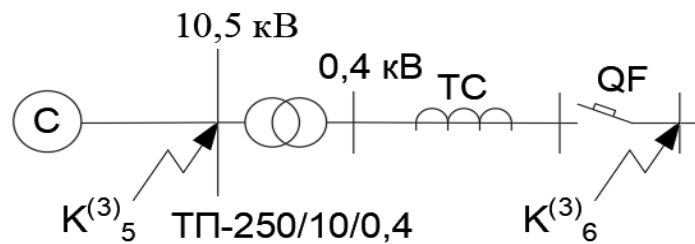


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема замыщення

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{HH}^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_{HB}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{1,732 \cdot 4,80 \cdot 10,5} = 1,83 \text{ мОм}$$

Опори трансформатора:

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

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{HH}^2 \cdot 10^6}{S_H} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{400} = 18,0 \text{ мОм}$$

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{18,0^2 - 5,5^2} = 17,14 \text{ мОм}$$

Опори шин:

$$r_{ш} = 0,2 \text{ мОм},$$

$$x_{ш} = 0,15 \text{ мОм}.$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$r_{б.к} = 0,012 \text{ мОм},$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точці

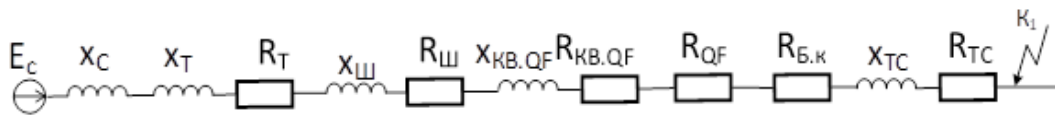


Рисунок 2.11 – Схема заміщення

Еквалентуємо СЗ:

$$x_1 = x_c + x_T + x_{КВ.QF} + x_{ш} + x_{TC} = 1,83 + 17,14 + 0,5 + 0,15 + 0,1 = 19,72 \text{ мОм}$$

$$r_1 = r_T + r_{ш} + r_{Б.К} + r_{КВ.QF} + r_{QF} + r_{TC} = 5,5 + 0,2 + 0,012 + 0,7 + 0,4 + 0,15 = 6,96 \text{ мОм}$$

$$Z_1 = \sqrt{r_1^2 + x_1^2} = \sqrt{6,96^2 + 19,72^2} = 20,91 \text{ мОм}$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_4^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_1} = \frac{1,05 \cdot 400}{1,732 \cdot 20,91} = 11,60 \text{ кА}$$

Розрахунок постійної часу згасання апериодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{a4}^{(3)} = \frac{x_1}{314 \cdot r_1} = \frac{19,72}{314 \cdot 6,96} = 0,009 \text{ с}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к4}^{(3)} = \left(I_4^{(3)}\right)^2 \cdot \left(t_{відімк} + T_{a4}^{(3)}\right) = 11,60^2 \cdot (0,18 + 0,009) = 25,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик},$$

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

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

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{уд4}^{(3)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,009}} = 1,33$$

$$i_{уд4}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд4}^{(3)} \cdot I_4^{(3)} = 1,41 \cdot 1,33 \cdot 11,60 = 21,75 \text{ кА}$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$I_{y4}^{(3)} = I_4^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд4}^{(3)} - 1)^2} = 11,60 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (0,33)^2} = 12,80 \text{ кА}$$

2.7.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ

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

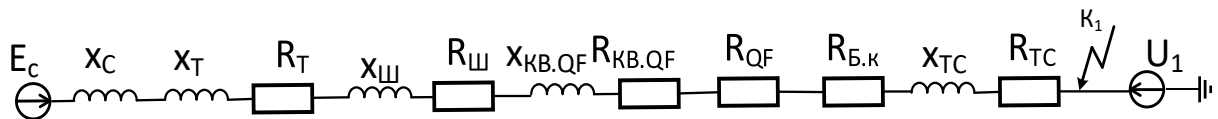


Рисунок 2.12 – СЗ прямої послідовності

$$x_1 = x_c + x_T + x_{КВ.SF} + x_{ш} + x_{TC},$$

$$r_1 = r_{ш} + 4 \cdot r_{Б.к} + r_{КВ.SF} + r_T + r_{КСF} + r_{TC},$$

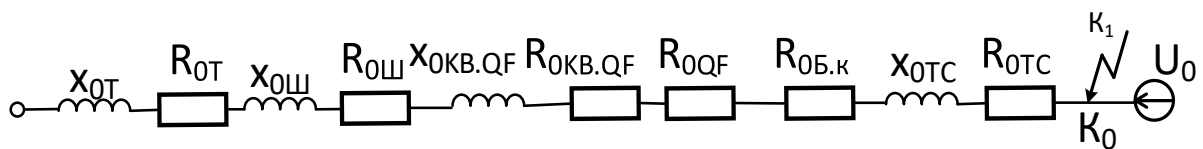


Рисунок 2.13 – Схема заміщення нульової послідовності

Опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш0} = 8,5 \cdot x_{ш} = 8,5 \cdot 0,15 = 1,275 \text{ мОм}$$

$$r_{ш0} = 10 \cdot r_{ш} = 10 \cdot 0,2 = 2,0 \text{ мОм}$$

Розрахунок еквівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для $K_4^{(1)}$:

$$x_0 = x_{T0} + x_{КВ.QF} + x_{ш0} + x_{TC} = 17,14 + 0,5 + 1,275 + 0,1 = 19,01 \text{ мОм}$$

$$r_0 = r_{T0} + r_{Б.к} + r_{QF} + r_{КВ.QF} + r_{ш0} + r_{TC} = 5,5 + 0,012 + 0,4 + 0,7 + 2,0 + 0,15 = 8,76 \text{ мОм}$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

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

$$I_4^{(1)} = \frac{1,05 \cdot 400 \cdot 1,732}{\sqrt{(2 \cdot 6,96 + 8,76)^2 + (2 \cdot 19,72 + 19,01)^2}}$$

$$I_4^{(1)} = \frac{727,4}{\sqrt{22,68^2 + 58,45^2}} = \frac{727,4}{62,70} = 11,60 \text{ кА}$$

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

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{a4}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_0}{2\pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_0)} = \frac{58,45}{314 \cdot 22,68} = 0,0082 \text{ с}$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{уд4}^{(1)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0082}} = 1,295$$

Розрахунок ударного струму для $K_6^{(1)}$:

$$i_{уд4}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,295 \cdot 11,60 = 21,24 \text{ кА}$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{y4}^{(3)} = I_4^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд4}^{(3)} - 1)^2} = 11,60 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,33 - 1)^2} = 12,80 \text{ кА}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к4}^{(1)} = (I_4^{(1)})^2 \cdot (t_{відімк} + T_{a4}^{(1)}) = 11,60^2 \cdot (0,18 + 0,0082) = 25,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик},$$

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

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

2.7.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та

ВИСНОВКИ

Дані комутаційного апарату та умови перевірки занесені в таблицю 2.12

Таблиця 2.12 – Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	Автоматичний вимикач АВН203с 250А (30кА)	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	21,75 кА8 11,60 кА	60кА 30 кА
		Тепловий імпульс	$B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	25,43 кА ² ·с	1200кА ² · с

З таблиці 2.12 можна побачити що обраний апарат відповідає вимогам та підходить для даного випадку.

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

2.8 Релейний захист та автоматика

Загальні вимоги до РЗА в мережах 10/0,4 кВ

Система релейного захисту та автоматики прокатного цеху розробляється відповідно до вимог ПУЕ [2]

«Рекомендації щодо виконання РЗА мереж 6–35 кВ». До релейного захисту в мережах 10/0,4 кВ висуваються такі основні вимоги:

- селективність – захист повинен відключати тільки пошкоджений елемент;
- чутливість – захист повинен спрацьовувати при всіх видах к.з. в зоні захисту ($k_{ch} \geq 1,5$ для основного захисту, $k_{ch} \geq 1,2$ для резервного);
- швидкодія – час відключення к.з. повинен забезпечувати термічну стійкість обладнання;
- надійність – захист повинен спрацьовувати при к.з. і не спрацьовувати в нормальному режимі.

Захист трансформаторів 10/0,4 кВ

Для захисту силових трансформаторів ТМН-6300/10 передбачається комплекс захистів:

- МСЗ (максимальний струмовий захист) – основний захист від зовнішніх к.з. та перевантажень;
- захист від перевантаження – для сигналізації при тривалому перевантаженні;
- газовий захист – від внутрішніх пошкоджень (коротке замикання між витками, пробій ізоляції тощо);
- захист від однофазних к.з. на землю – у мережі з ізольованою нейтраллю.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	49
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок уставок МСЗ трансформатора ТМН-6300/10:

Визначення первинного струму спрацювання МСЗ:

$$I_{\text{сп. МСЗ}} \geq k_n \cdot k_{\text{сп}} \cdot I_{\text{ном. тр}} / k_p \quad (2.15)$$

де $k_n = 1,1$ – коефіцієнт надійності;

$k_{\text{сп}} = 3,0$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів при відновленні напруги;

$k_p = 1,0$ – коефіцієнт повернення реле;

$$I_{\text{ном. тр}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_n) = 6300 / (1,732 \cdot 10) = 363,8 \quad (2.16)$$

A – номінальний струм трансформатора на стороні 10 кВ.

$$I_{\text{сп. МСЗ}} \geq 1,1 \cdot 3,0 \cdot 363,8 / 1,0 = 1200,5 \text{ A} \quad (2.17)$$

приймаємо $I_{\text{сп. МСЗ}} = 1250 \text{ A}$.

Визначення струму спрацювання реле (трансформатори струму 1600/5):

$$\begin{aligned} I_{\text{сп. реле}} &= I_{\text{сп. МСЗ}} \cdot n_{\text{сх}} / (k_{\text{тт}}) = 1250 \cdot 1 / (1600/5) = 1250 / 320 \\ &= 3,91 \text{ A} \rightarrow \text{приймаємо } I_{\text{сп. реле}} = 4,0 \text{ A.} \end{aligned} \quad (2.18)$$

Перевірка чутливості МСЗ при к.з. в кінці захищеної зони (точка КЗ, двофазне к.з.):

$$I_{\text{к2. КЗ}} = (\sqrt{3}/2) \cdot I_{\text{к3"}. \text{КЗ}} = 0,866 \cdot 16368 = 14175 \text{ A}; \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} k_{\text{ч}} &= I_{\text{к2. КЗ}} / I_{\text{сп. МСЗ}} = 14175 / 1250 = 11,3 \gg k_{\text{ч. мін}} \\ &= 1,5 - \text{умова виконана.} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Витримка часу МСЗ:

МСЗ трансформатора повинен мати витримку часу більшу, ніж захисти на виходах 0,4 кВ, для забезпечення селективності:

$$t_{\text{МСЗ. тр}} = t_{\text{МСЗ. ГРЩ}} + \Delta t = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с.} \quad (2.21)$$

Газовий захист трансформатора:

Сигнальна ступінь (попереджувальне реле): при незначному газоутворенні, реагує на зниження рівня масла або повільне газоутворення – сигнал;

Відключаюча ступінь (відключаюче реле): при інтенсивному газоутворенні, різкому кидку масла – відключення трансформатора без витримки часу.

Тип захисного реле: РГТЗТ-66 (газотермічний захист), або аналог BF80Q3.

Розрахунок захисту від перевантаження:

$$\begin{aligned} I_{\text{сп. пер}} &= k_n \cdot I_{\text{ном. тр}} / (k_p \cdot k_{\text{тт}}) = \\ &= 1,05 \cdot 363,8 / (1,0 \cdot 320) \\ &= 1,194 \text{ А} \rightarrow I_{\text{сп. реле}} = 1,2 \text{ А}; \end{aligned} \quad (2.22)$$

$t_{\text{пер}} = 9 \text{ с}$ (з витримкою часу для уникнення хибного спрацювання при пускових режимах). (2.13)

Зведені уставки захистів трансформатора ТМН-6300/10 наведені у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Уставки релейного захисту трансформатора ТМН-6300/10

Вид захисту	Ісп.пер, А	Ісп.реле, А	t _{сп} , с	k _ч	k _{тт}	Дія	Тип реле
МСЗ від к.з.	1250	4,0	0,8	11,3	320	Відключ.	РТ-40
Захист від перевант.	381,9	1,2	9,0	—	320	Сигнал	РТ-40
Газовий захист	—	—	0	—	—	Відключ.	РГТЗТ- 66
Температурний захист	—	—	—	—	—	Сигнал	ТЕМ-01

Захист кабельних ліній 10 кВ

Для кабельних ліній 10 кВ від РП цеху до ЦТП застосовується максимальний струмовий захист з незалежною або залежною витримкою часу.

Розрахунок уставок МСЗ лінії РП → ЦТП-1:

$$I_{\text{сп. МСЗ. лін}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{max. лін}} / k_{\text{п}} = 1,2 \cdot 1091 / 1,0 = 1309 \text{ А} \\ \rightarrow I_{\text{сп. МСЗ}} = 1400 \text{ А.} \quad (2.23)$$

$$I_{\text{сп. реле. лін}} = 1400 / (1600/5) = 4,375 \text{ А} \rightarrow \text{приймаємо } 4,5 \text{ А.} \quad (2.24)$$

$$k_{\text{ч. лін}} = I_{\text{к2. КЗ}} / I_{\text{сп. МСЗ. лін}} = 14175 / 1400 = 10,1 \\ > 1,5 - \text{умова виконана.} \quad (2.25)$$

$$t_{\text{МСЗ. лін}} = t_{\text{МСЗ. тр}} - \Delta t = 0,8 - 0,5 = 0,3 \text{ с.} \quad (2.26)$$

Для захисту від однофазних замикань на землю в мережі з ізолюваною нейтраллю 10 кВ застосовується захист нульової послідовності (ЗНП). Уставка:

$$I_{\text{сп. ЗНП}} = (1,2 - 1,5) \cdot I_{\text{емн. собств. лін}}, \quad (2.27)$$

де $I_{\text{емн. собств}}$ – ємнісний струм власної лінії. Для кабелю АСБ-10 3×185, l = 50 м:

$$I_{\text{емн}} = 3,14 \cdot 10 \cdot 0,05 \cdot 0,77 = 1,21 \text{ А.}$$

$$\text{Уставка: } I_{\text{сп. ЗНП}} = 1,5 \cdot 1,21 = 1,8 \text{ А.}$$

$$\text{Час: } t_{\text{ЗНП}} = 0,5 \text{ с (сигнал), } 1,0 \text{ с (відключення).}$$

2.8.1 Автоматика АВР та АПВ

На секційному вимикачі ГРЩ 0,4 кВ кожної ЦТП встановлюється пристрій автоматичного введення резерву (АВР). Принцип дії:

- при зникненні напруги на одній секції шин (відключення вимикача ввідного) через витримку часу $t_{ABP} = 0,5-1,0$ с вмикається секційний вимикач;
- після відновлення напруги секційний вимикач відключається автоматично (для рівноправних секцій) або вручну;
- пристрій АВР реалізується на базі мікропроцесорного реле типу БМРЗ- ТМ-АВР або SEPAM Series 40.

Вимоги до АВР: час спрацювання не більше 1,0 с; блокування при к.з. на секції; контроль наявності живлення на обох секціях.

На вводах 10 кВ РП цеху передбачається пристрій АПВ (автоматичного повторного включення) однократної дії: при відключенні вводу від дії МСЗ (кроме к.з.) виконується одна спроба АПВ через час $t_{APB} = 0,5$ с. Тип: мікропроцесорне реле SEPAM Series 20.

Зведена відомість пристроїв РЗА прокатного цеху наведена у табл. 2.14.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

Таблиця 2.14 – Зведена відомість пристроїв РЗА

№	Об'єкт захисту	Вид захисту	I _{сп} , А	t _{сп} , с	к _ч	Дія	Тип реле
1	Введення 10 кВ в РП (2шт.)	МСЗ	1600	1,3	15,6	Відкл.	SEPAМ S20
2	Введення 10 кВ в РП (2шт.)	АПВ	—	0,5	—	Вмик.	SEPAМ S20
3	Лінія РП→ЦТ П (6шт.)	МСЗ	1400	0,3	10,1	Відкл.	РТ- 40+РВМ- 12
4	Лінія РП→ЦТ П (6шт.)	ЗНП (земля 10кВ)	1,8	0,5/1,0	—	Сигн./Відкл.	РТЗ-51
5	Тр-р ТМН- 6300 (6шт.)	МСЗ	1250	0,8	11,3	Відкл.	РТ-40
6	Тр-р ТМН- 6300 (6шт.)	Від перевантаж.	382	9,0	—	Сигнал	РТ-40
7	Тр-р ТМН- 6300 (6шт.)	Газовий	—	0 / сигн.	—	Відкл./Сигн.	РТТЗТ-66
8	ГРЩ 0,4 кВ (4 секц.)	АВР	—	0,5– 1,0	—	Вмик.СВ	БМРЗ-АВР

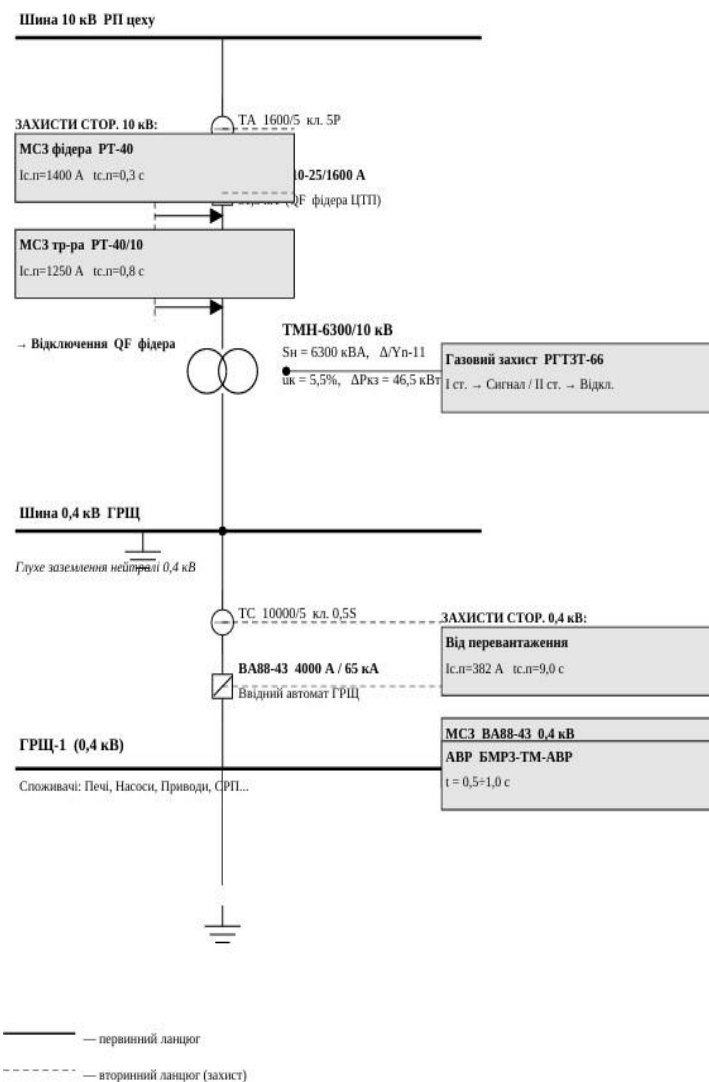


Рисунок 2.14 - Принципова схема захисту трансформатора 10/0,4 кВ

На вводах 10 кВ РП цеху передбачається пристрій АПВ (автоматичного повторного включення) однократної дії: при відключенні вводу від дії МСЗ (кроме к.з.) виконується одна спроба АПВ через час $t_{АПВ} = 0,5$ с. Тип: мікропроцесорне реле SEPAM Series 20.

2.9 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проєктування

Вимоги до організації обліку та контролю якості електроенергії на об'єкті проєктування регламентуються державними будівельними нормами (зокрема, розділом 11 ДБН В.2.5-23:2010), главою 1.5 ПУЕ [2], відповідними розділами

НПАОП 40.1-1.32 та чинними правилами роздрібного ринку електричної енергії. Важливою умовою для приміщень цивільного призначення є обмеження рівня шуму від встановлених засобів обліку, який не повинен перевищувати 30 дБА

Розміщення розрахункових засобів обліку

Розрахункові прилади обліку монтуються на межі експлуатаційної відповідальності між електропередавальною організацією та споживачем. Як правило, їх розташовують на ввідно-розподільних пристроях (ВРП), головних розподільних щитах (ГРЩ), на стороні нижчої напруги силових трансформаторів (ТП), а також безпосередньо на вводах у квартири. У багатоквартирних будинках встановлюється по одному однофазному або трифазному лічильнику на кожную квартиру.

Для індивідуальних житлових будинків та котеджів засоби обліку доцільно встановлювати на зовнішніх конструкціях (фасадах, опорах) для полегшення доступу персоналу енергопостачальника. Однак, за умови інтеграції лічильників в автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), допускається їх розміщення всередині будівель. Якщо громадські приміщення вбудовані або прибудовані до житлового будинку, вони в обов'язковому порядку забезпечуються індивідуальними розрахунковими лічильниками на своїх вводах, незалежно від того, звідки вони живляться. Обов'язковою умовою для всіх засобів обліку є забезпечення вільного доступу для контролю споживання.

Облік при суміщеному живленні

У випадках, коли від одного загального вводу живиться кілька споживачів з різним адміністративно-господарським підпорядкуванням, допускається монтаж спільного розрахункового лічильника для основного абонента та окремих приладів обліку для субспоживачів. Лінії живлення до таких засобів обліку мають бути

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	56
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

надійно захищені від механічних пошкоджень та прокладатися з можливістю їхньої безперешкодної заміни.

Вимоги до комутаційних та захисних апаратів Для групи лічильників, що розміщені в одній спільній шафі в житловому будинку, дозволяється встановлювати єдиний комутаційний апарат, який розраховується на сумарне навантаження підключених квартир. Після кожного лічильника прямого включення обов'язково має бути передбачений апарат захисту. Його розміщують якомога ближче до засобу обліку (максимальна довжина електропроводки до апарата захисту — не більше 10 метрів). Якщо відхідна лінія після лічильника розділяється на кілька груп, кожна з яких має свій автомат, загальний захисний апарат ставити не обов'язково.

Контроль якості електричної енергії

Показники якості електричної енергії в системах електропостачання повинні відповідати встановленим стандартам (ГОСТ 13109). Порядок взаємодії між постачальником і споживачем у разі відхилення цих параметрів від нормативних або договірних значень визначається правилами користування електроенергією. Контрольні вимірювання якості під час підключення нових або експлуатації існуючих об'єктів здійснюються спеціалізованими організаціями, що мають відповідні повноваження.

За результатами перевірки складається акт про якість електричної енергії, який підписують замовник та представник вимірювальної організації. В документі фіксується винуватець погіршення якості електроенергії, якому цей акт і надсилається.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	57
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Сторона, відповідальна за відхилення, зобов'язана усунути причини порушення, після чого проводиться обов'язковий повторний контроль. Якщо проблему не вирішено, подальше врегулювання ситуації відбувається згідно з чинним законодавством

2.10 Економічні характеристики проєкту

Порядок приєднання до електричних мереж

Порядок приєднання до електричних мереж Питання приєднання споживачів до електричних мереж оператора системи розподілу регулюються такими базовими нормативними документами:

- Закон України «Про ринок електричної енергії» [1];
- Кодекс системи розподілу, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14.03.2018 № 310 [7];
- Правила охорони електричних мереж, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.1997р. № 209. [8]

Згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії», приєднання електроустановки означає надання замовнику послуги від оператора системи передачі або оператора системи розподілу для створення технічної можливості передачі або прийняття електроенергії необхідного обсягу у місце приєднання. Це включає підключення до мереж передачі або розподілу електроенергії з дотриманням відповідних показників якості та надійності, незалежно від того, чи мережі є новозбудованими.

Закон визначає два типи приєднання: стандартне і нестандартне, залежно від характеристик споживача. Стандартне приєднання – це підключення електроустановки замовника до існуючих мереж оператора системи розподілу на відстані, що не перевищує 300 метрів по прямій від місця забезпечення

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	58
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

потужності до місця приєднання. Це приєднання розділяється за ступенями потужності: перший ступінь охоплює установки до 16 кВт включно, а другий — від 16 кВт до 50 кВт включно. Нестандартне приєднання застосовується до всіх інших випадків, які не відповідають критеріям стандартного.

Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Для розрахунку вартості приєднання беремо спроектований об'єкт — типовий 16-поверховий житловий будинок на 2 секції, що налічує 128 квартир та обладнаний стаціонарними електричними плитами і загальнобудинковим інженерним устаткуванням. Розрахункове активне навантаження для цього будинку складає $P_{ж.б.1} = 230,24$ кВт.

Оскільки замовлена потужність (230,24 кВт) значно перевищує межу в 50 кВт, дане приєднання класифікується як нестандартне. Для проведення орієнтовного розрахунку приймемо умовну довжину лінійної частини траси $L = 250$ метрів. Ставки плати приймаємо орієнтовно за даними калькулятора НКРЕКП [9].

- Приєднана потужність: $P_{зам} = 230,24$ кВт.
- Відстань: $L = 250$ м.
- Питома вартість потужності (орієнтовно): $C_{пит.пот} = 1,396$ тис. грн/кВт.
- Питома вартість лінійної частини (орієнтовно): $C_{пит.лін} = 1,430$ тис. грн/м.

Оберіть дані для розрахунку

Регіон або область

Оберіть регіон або область

Оператор системи розподілу

Оберіть оператора системи розподілу

Рівень напруги в точці приєднання

Оберіть Рівень напруги в точці приєднання

Потужність, замовлена до приєднання

Оберіть Потужність, замовлена до приєднання

Місцевість



Міська місцевість



Сільська місцевість

Розрахувати

Рисунок 2.15 - Розрахунок вартості приєднання онлайн калькулятором НКРЕКП [9].

Результат розрахунку

Орієнтовна величина плати за стандартне приєднання

Вартість приєднання

31.512 тис.грн з ПДВ

2.626 тис.грн/ 1кВт без ПДВ

у т.ч. ПДВ 5.252 тис.грн

Термін стандартного приєднання

0 - 16 кВт

45 днів

16 - 50 кВт

60 днів

Санкції за перевищення термінів стандартного приєднання

- більше ніж на 10 днів - вартість зменшується на 10%
- більше ніж на 20 днів - вартість зменшується на 20%
- більше ніж на 120 днів - повернення коштів з пенею

Рисунок 2.16 – Результати розрахунку вартості приєднання онлайн калькулятором [9].

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	60
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Для розрахунку вартості приєднання беремо спроектований об'єкт — типовий 16-поверховий житловий будинок на 2 секції. Розрахункове активне навантаження для цього будинку складає $P_{ж.б.1} = 230,24$ кВт.

Оскільки замовлена потужність (230,24 кВт) перевищує межу в 50 кВт, дане приєднання класифікується як нестандартне. Вартість розрахована за допомогою офіційного калькулятора НКРЕКП [9] на момент виконання проєкту.

За даними калькулятора, базова вартість послуги нестандартного приєднання для замовленої потужності (без урахування ПДВ) склала:

$$V_{\text{заг}} = 26,26 \text{ тис. Грн}$$

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

$$\text{ПДВ}_{\text{заг}} = V_{\text{заг}} \cdot 0,2 \quad (2.28)$$

$$\text{ПДВ}_{\text{заг}} = 26,26 \cdot 0,2 = 5,252 \text{ тис. Грн}$$

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

$$V_{\text{заг}}^{\text{ПДВ}} = V_{\text{заг}} + \text{ПДВ}_{\text{заг}} \quad (2.29)$$

$$V_{\text{заг}}^{\text{ПДВ}} = 26,26 + 5,252 = 31,512 \text{ тис. грн}$$

Висновки до розділу 2

Був проведений розрахунок навантажень як комунально-побутових так і промислових споживачів. Були розраховані такі параметри системи електропостачання як: номінальна потужність трансформатора; переріз лінії як високої так і низької напруги. Було проведено розрахунки струмів короткого замикання напруго до та вище 1кВ. Виконали розрахунок параметрів максимального струмового захисту. Всі розрахунки було виконано згідно діючих стандартів та нормативних документів.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		62

3 РОЗРОБКА ІНДИВІДУАЛЬНОГО ПУНКТУ КОМПЛЕКСНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БАГАТОКВАРТИРНОГО БУДИНКУ

3.1 Обґрунтування назви «Індивідуальний пункт комплексного енергозабезпечення»

У сучасних умовах нестабільної роботи об'єднаної енергосистеми та регулярних дефіцитів генеруючих потужностей, забезпечення надійного живлення багатоквартирних житлових будинків набуває критичного значення. Традиційна схема централізованого електропостачання не здатна гарантувати безперебійну роботу життєво важливої інфраструктури висотних будівель, зокрема пасажирських ліфтів, систем пожежної автоматики та насосних станцій підкачки води. Ефективним інженерним вирішенням цієї проблеми є перехід до концепції децентралізованих локальних мереж (Microgrid) шляхом створення індивідуального пункту комплексного енергозабезпечення.

Основою для формування такого локального енергетичного пункту обрано дахову гібридну сонячну електростанцію (СЕС), інтегровану із промисловою системою накопичення енергії (BESS). Вибір СЕС обґрунтовується наявністю значної вільної площі на плоскій покрівлі 16-поверхового будинку, відсутністю зовнішнього затінення від сусідніх об'єктів міської забудови та можливістю генерації електроенергії безпосередньо у центрі її споживання, що зводить до мінімуму технологічні втрати в кабельних трасах.

Розробка СЕС у межах індивідуального пункту носить яскраво виражений комплексний характер. Сонячні фотоелектричні модулі виступають джерелом первинної енергії. Гібридні інвертори виконують роль інтелектуального вузла управління (Energy Managment System), щосекунди аналізуючи стан мережі та розподіляючи потоки потужності. Високовольтні акумуляторні батареї забезпечують гарантоване резервування критичних навантажень.

Такий комплексний підхід дозволяє перетворити звичайний житловий будинок на активного учасника енергосистеми (просьюмера). Це не лише суттєво

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		63

підвищує рівень енергетичної автономності будівлі під час аварійних блекаутів, але й дозволяє замінити значну частину загальнобудинкового електроспоживання власною генерацією у нормальному режимі експлуатації.

3.2 Визначення вихідних даних та обмежень для проєктування дахової СЕС

Завданням даного розділу є розрахунок та вибір обладнання гібридної сонячної електростанції (СЕС) для 16-поверхового житлового будинку на 2 секції (128 квартир). Максимальне розрахункове навантаження об'єкта становить $P_{ж.б.1} = 230,24$ кВт.

Специфікою встановлення сонячних електростанцій на висотних багатоквартирних будинках є обмежена площа плоского даху. Для двосекційного будинку доступна площа покрівлі становить орієнтовно 768 м². Оскільки розмістити масив фотоелектричних модулів, здатний повністю покрити 230,24 кВт, фізично неможливо, СЕС проєктується для часткового покриття пікових навантажень вдень та забезпечення гарантованого живлення критичної загальнобудинкової інфраструктури (ліфтове обладнання, насосні станції підкачки води, аварійне освітлення) під час перебоїв у мережі.

3.3 Вибір кута нахилу та розрахунок відстані між рядами ФЕМ

Місто Київ розташоване на північній широті 50°27' пн. ш. та характеризується помірно континентальним кліматом із чітко вираженими сезонами. Середня місячна температура повітря коливається від -5,5 °С у січні до +19,3 °С у липні, а середньорічна – близько +8,5 °С. Річна сума опадів складає 600–650 мм, з максимумом у літні місяці (червень–серпень) та мінімумом узимку (січень–лютий). Кількість ясних та малохмарних днів у Києві становить приблизно 45–50.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	64
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Для проектування дахової СЕС критично важливо врахувати розподіл сонячної радіації впродовж року. За кліматичними даними Київської області, середня добова інсоляція на горизонтальну поверхню становить (рис. 3.1):

- **Січень:** 1,8 кВт·год/м²
- **Лютий:** 2,6 кВт·год/м²
- **Березень:** 3,8 кВт·год/м²
- **Квітень:** 4,6 кВт·год/м²
- **Травень:** 5,3 кВт·год/м²
- **Червень:** 5,7 кВт·год/м²
- **Липень:** 5,5 кВт·год/м²
- **Серпень:** 5,0 кВт·год/м²
- **Вересень:** 4,1 кВт·год/м²
- **Жовтень:** 3,2 кВт·год/м²
- **Листопад:** 2,0 кВт·год/м²
- **Грудень:** 1,6 кВт·год/м²

Загальна річна сумарна інсоляція сягає приблизно 1 980 кВт·год/м².

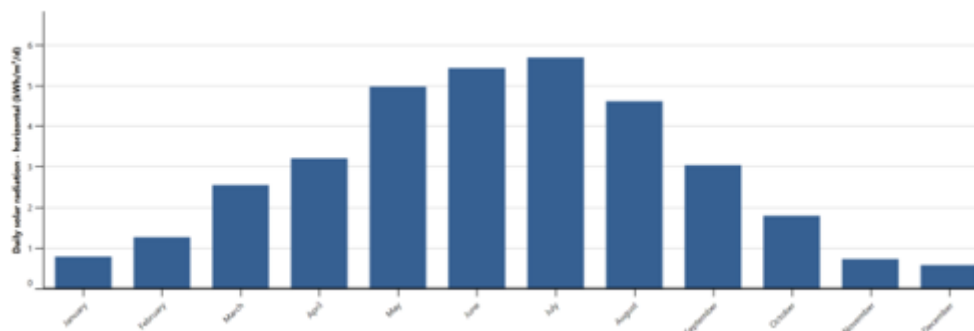


Рисунок 3.1 – Добова інсоляція на горизонтальну поверхню

Оптимальний кут нахилу фотоелектричних модулів визначається широтою місцевості, сезонним розподілом інсоляції та конструктивними особливостями даху. Для Києва цей кут дорівнює приблизно 50° . З огляду на компроміс між витратами на монтаж, експлуатаційними особливостями та річним балансом енергії, для проекту кінотеатру обирається фіксований кут нахилу 37° до горизонту. Ідеальною вважається орієнтація на південь (азимут 180°). Допустиме відхилення до $\pm 20^\circ$ веде до зниження річної генерації не більше ніж на 3–5%.

Таким чином, у кліматичних та інсоляційних умовах Києва та з урахуванням особливостей конструкції даху кінотеатру, нахил 37° та орієнтація на південь є оптимальними для забезпечення високої річної віддачі системи, мінімізації капітальних витрат і спрощення експлуатації.

Оскільки дах 16-поверхового будинку має обмежену площу, класичний розрахунок міжрядного інтервалу за найгіршим сценарієм (у день зимового сонцестояння) призводить до не виправданих втрат корисної площі покрівлі. Для досягнення максимальної щільності потужності СЕС приймаємо компромісне інженерне рішення: розрахунок кроку між рядами (D) виконується для кута стояння сонця у дні весняного/осіннього рівнодення. Такий підхід гарантує 100% відсутність взаємного затінення у найбільш продуктивні місяці (з березня по вересень), допускаючи незначне затінення лише в зимовий період, коли загальний рівень інсоляції мінімальний.

Розміщення модулів зображено на рисунку 3.2. та рисунку 3.3.

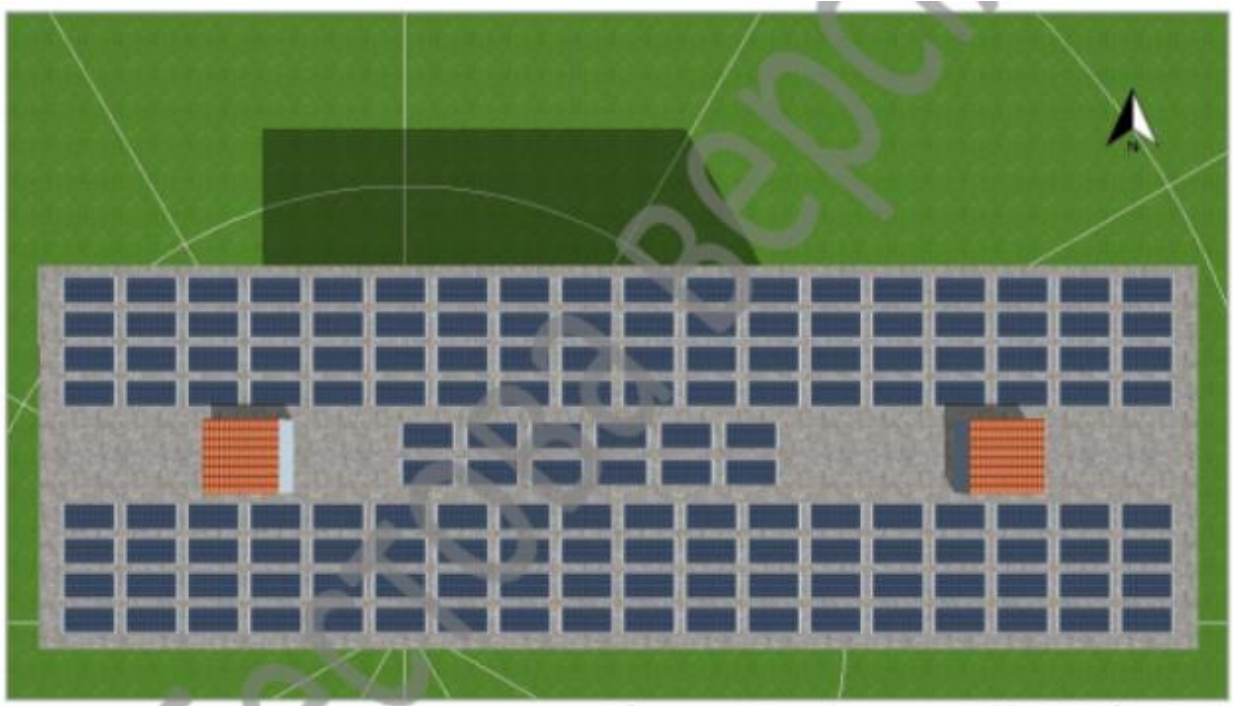


Рисунок 3.2 - Остаточний вигляд конфігурації модулів на даху

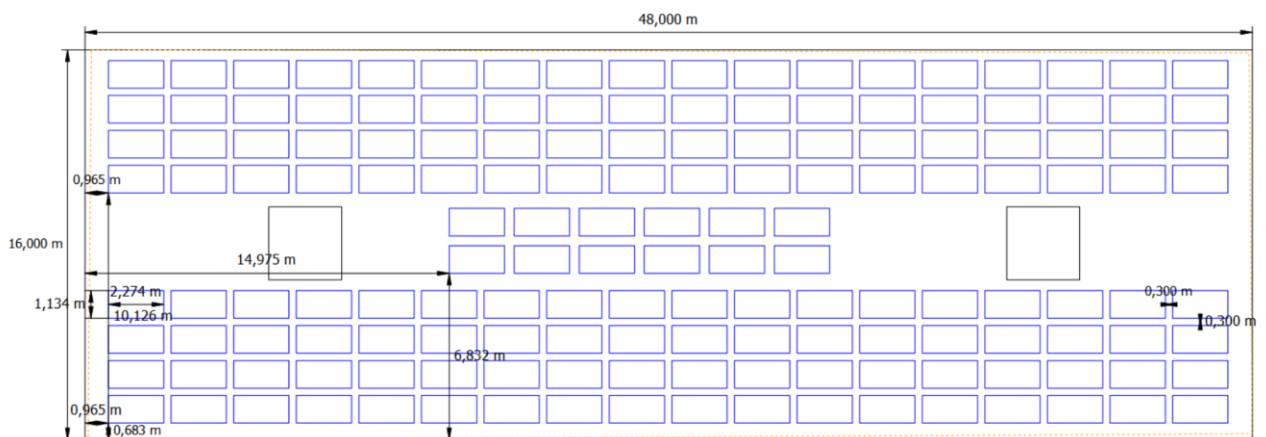


Рисунок 3.3 – схема розташування модулів на даху з розмірами будівлі

Для проєкту обрано монокристалічні фотоелектричні модулі Jinko Solar Tiger Pго потужністю 540 Вт [10]. (габарити 2274*1134 мм), які монтуються в горизонтальній (альбомній) орієнтації. Довжина похилої сторони модуля становить $L = 1,134$ м.

Інші технічні характеристики наведено у специфікації виробника [10].

Обрані панелі зображено на рисунку 3.4. . Технічні характеристика наведена в таблиці 3.1.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		67



Рисунок 3.4- фотоелектричний модуль Jinko Solar Tiger Pro 540W

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		68

Таблиця 3.1 – технічні характеристики фотоелектричного модуля Jinko Solar Tiger Pro 540W

Найменування характеристики	Значення параметру
Виробник та модель	Jinko Solar Tiger Pro 540W
Тип фотоелементів	Монокристалічні (144 напівелементи / Half-Cell)
Номінальна максимальна потужність (P _{max})	540 Вт
Напруга при максимальній потужності (V _{mp})	40,70 В
Струм при максимальній потужності (I _{mp})	13,27 А
Напруга холостого ходу (V _{oc})	49,42 В
Струм короткого замикання (I _{sc})	13,85 А
Ефективність модуля (ККД)	20,93 %
Максимальна напруга системи	1500 В (постійний струм / DC)
Допуск потужності (Power Tolerance)	0~+3%
Температурний коефіцієнт P _{max}	-0,35 %/°C
Робоча температура	від -40 °C до +85 °C
Габаритні розміри (Довжина × Ширина × Товщина)	2274 × 1134 × 35 мм
Вага модуля	28,9 кг
Ступінь захисту розподільної коробки	IP68 (високий захист від пилу та вологи)
Тип конекторів	MC4 (або сумісні)

Висота піднятого краю панелі над дахом (h) та довжина її горизонтальної проєкції (d):

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	69
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

$$h = L \cdot \sin(\beta) = 1,134 \cdot \sin(37^\circ) = 1,134 \cdot 0,6018 = 0,68 \text{ м}$$

$$d = L \cdot \cos(\beta) = 1,134 \cdot \cos(37^\circ) = 1,134 \cdot 0,7986 = 0,91 \text{ м}$$

Кут стояння сонця опівдні у дні рівнодення (α) для широти 50° :

$$\alpha = 90^\circ - \varphi = 90^\circ - 50^\circ = 40^\circ$$

Довжина тіні від переднього ряду в дні рівнодення ($L_{\text{тіні}}$):

$$L_{\text{тіні}} = \frac{h}{\tan(\alpha)} = \frac{0,68}{\tan(40^\circ)} = \frac{0,68}{0,839} = 0,81 \text{ м}$$

Оптимізований крок між рядами фотоелектричних модулів (D) складе:

$$D = d + L_{\text{тіні}} = 0,91 + 0,81 = 1,72 \text{ м}$$

3.4 Розміщення СЕС на об'єкті та розрахунок кількості ФЕМ

Площа покрівлі двосекційного 16-поверхового будинку становить близько 768 м². З урахуванням технологічних відступів від парапетів (по 1 м з кожного боку) та зон обслуговування ліфтових надбудов, корисна площа даху ($S_{\text{кор}}$) складає орієнтовно 610 м².

Кожен модуль у горизонтальній орієнтації (довжина $a = 2,274$ м) з урахуванням розрахованого оптимізованого кроку між рядами ($D = 1,72$ м) вимагає такої площі даху:

$$S_{\text{питома}} = a \cdot D = 2,274 \cdot 1,72 = 3,91 \text{ м}^2$$

Максимальна кількість модулів, яку фізично можливо розмістити на даху без взаємного затінення:

$$N = \frac{S_{\text{кор}}}{S_{\text{питома}}} = \frac{610}{3,91} \approx 156 \text{ шт.}$$

Для рівномірного розподілу навантаження на інвертори та формування симетричних стрингів до встановлення приймається 156 фотоелектричних модулів (наприклад, 12 стрингів по 13 модулів у кожному).

Загальна встановлена потужність дахової СЕС по стороні постійного струму (DC) становить:

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	70
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{CEC}} = N \cdot P_{\text{мод}} = 156 \cdot 540 \text{ Вт} = 84240 \text{ Вт} = 84,24 \text{ кВт}$$

3.5 Вибір гібридного інвертора та системи акумулювання енергії

Загальна потужність сонячного поля становить 84,24 кВт. Оскільки потужність перевищує можливості одного стандартного 50-кіловатного інвертора, до встановлення приймаються 2 (два) паралельно з'єднані трифазні гібридні інвертори Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4 [11] (номінальною потужністю по 50 кВт кожен). Обраний інвертор показано на рисунку 3.7.

Технічні характеристики інверторів наведено в таблиці 3.2.

Сумарна потужність інверторного вузла з двох інверторів складає 100 кВт. Це забезпечує ідеальний режим роботи: до кожного інвертора буде підключено по 78 панелей (рівно по 42,12 кВт на інвертор, що відповідає завантаженню близько 84% від номіналу). Це продовжує термін служби обладнання та залишає запас потужності для компенсації високих пускових струмів ліфтів.

Для правильної роботи інвертора панелі потрібно підключити на окремі стрінги. Підключення панелей показано на рисунку 3.5 та 3.6.

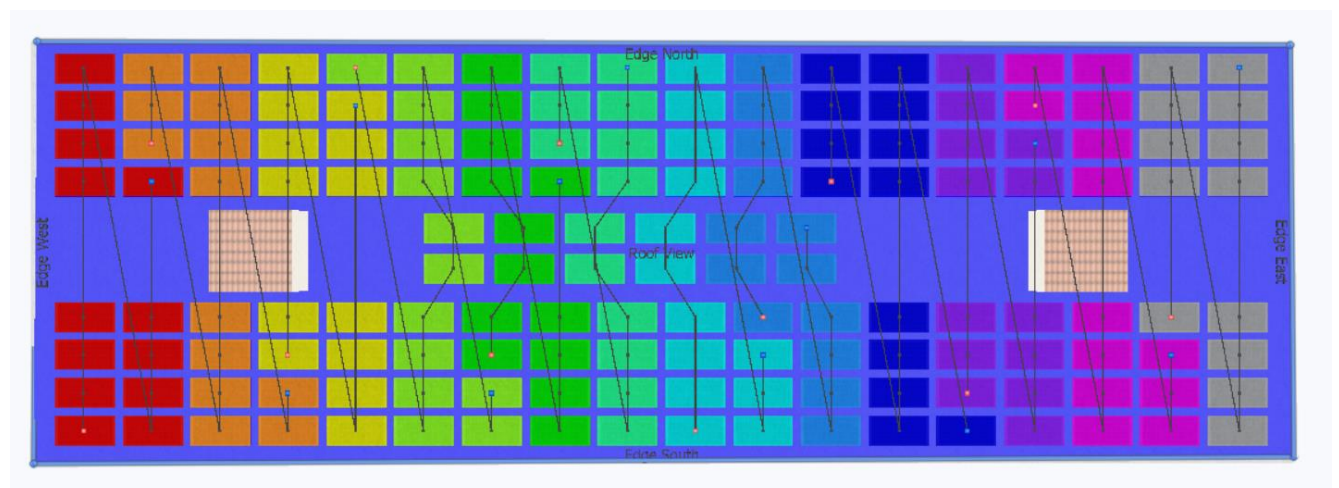


Рисунок 3.5 - Демонстрація підключення модулів по стрінгах

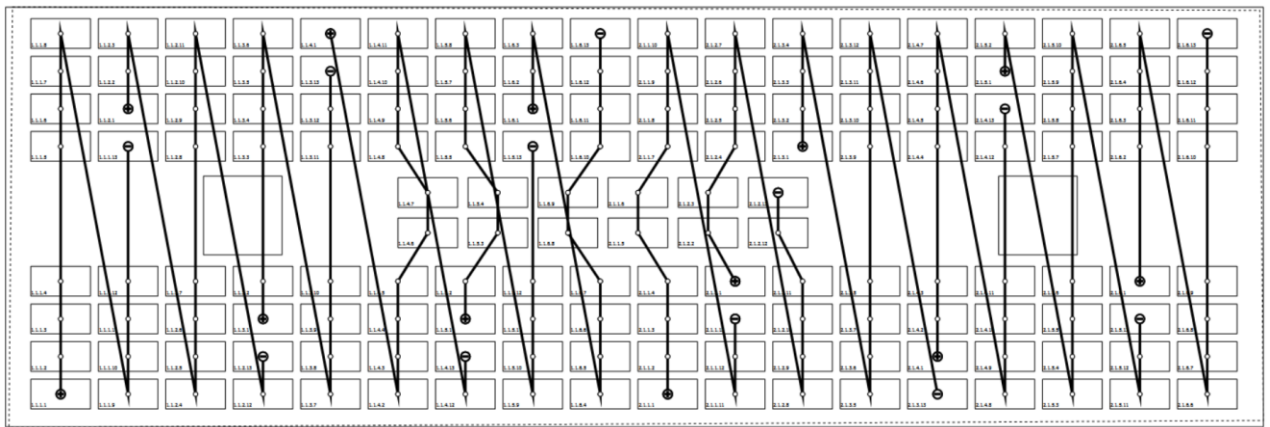
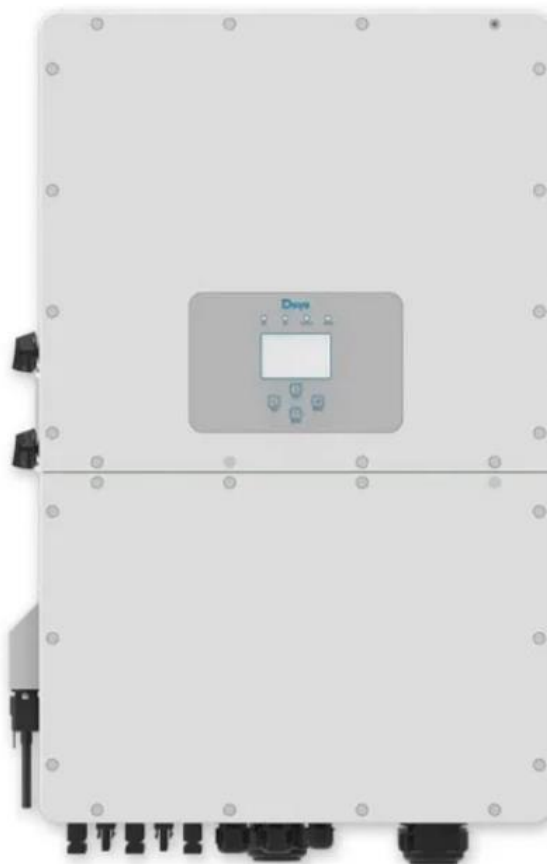


Рисунок 3.6 – схема підключення модулів по стрінгах



Deye

Рисунок 3.7- гібридний інвертор Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики трифазного гібридного інвертора Deye
SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4

Найменування характеристики	Значення параметру
Виробник та серія	Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4
Тип інвертора	Гібридний, трифазний (High Voltage)
Номінальна вихідна потужність змінного струму (AC)	50 000 Вт (50 кВт)
Максимальна вихідна потужність (AC)	55 000 ВА
Максимальна вхідна потужність сонячних панелей (DC)	65 000 Вт
Діапазон напруги MPPT	150 В – 850 В
Кількість MPPT-трекерів /	4 / 2
Максимальний вхідний струм на MPPT	36 А
Тип сумісних акумуляторних батарей	Літій-іонні / LiFePO4 (Високовольтні)
Діапазон напруги акумуляторних батарей	160 В – 800 В
Максимальний струм заряду / розряду АКБ	50 А + 50 А
Номінальна вихідна напруга мережі	380 В / 400 В (3L/N/PE)
Час перемикання в режим резервного живлення (UPS)	< 8 мс
Максимальний ККД (Ефективність)	97,6 %
Інтерфейси зв'язку	RS485, CAN, Wi-Fi, LAN
Ступінь захисту оболонки	IP65 (допускається монтаж на вулиці)
Діапазон робочих температур	від -40 °C до +60 °C

Чому саме він:

- Він ідеально підходить під нашу потужність (завантаження буде ~90%, що є найефективнішим режимом роботи).
- Він підтримує роботу з високовольтними промисловими акумуляторами (High Voltage), що нам критично необхідно для резервування ліфтів та насосів.
- Має асиметричну фазну віддачу та може працювати як повноцінне джерело безперебійного живлення (ДБЖ) під час блекаутів.

Сумарна потужність інверторного вузла (100 кВт) дозволяє:

- Забезпечити ідеальне робоче завантаження інверторів (на кожен інвертор припадає по 42,12 кВт сонячних панелей).
- Мати резерв потужності для компенсації пускових струмів важкого ліфтового обладнання.
- Одночасно жити навантаження будинку та заряджати великий масив акумуляторних батарей.

3.6 Розрахунок ємності акумуляторних батарей (АКБ):

Завдання батарей — забезпечити резервне живлення критичної інфраструктури будинку (2 пасажирські та 2 вантажні ліфти, насосна станція підкачки води, диспетчеризація) протягом щонайменше 3 годин ($t_{\text{авт}} = 3$ год) у випадку блекауту.

Розрахункова потужність цього критичного вузла становить $P_{\text{кр}} = 40$ кВт.

Необхідна корисна ємність:

$$W_{\text{кор}} = P_{\text{кр}} \cdot t_{\text{авт}} = 40 \cdot 3 = 120 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Для системи обрано високовольтні літій-залізо-фосфатні акумулятори (LiFePO₄). З урахуванням безпечної глибини розряду (DoD = 90%), номінальна ємність батареїного парку повина становити:

$$W_{\text{ном}} = \frac{W_{\text{кор}}}{DoD} = \frac{120}{0,9} = 133,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Для системи обрано промислове високовольтне рішення — система накопичення енергії Deye BOS-G [12] загальною ємністю 153,6 кВт·год. Вона складається з 3 паралельних батареїних кластерів (стійок) по 51,2 кВт·год кожен. Така ємність гарантовано покриває розрахункову потребу (133,3 кВт·год) і дає додатковий запас надійності для мешканців будинку. Обрана система акумуляторів показана на рисунку 3.8. Технічні характеристики наведені в таблиці 3.3.



Рисунок 3.8 - високовольтні акумулятори кластерного типу Deye BOS-G

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики системи накопичення енергії Deye BOS-G (153,6 кВт·год)

Найменування характеристики	Значення параметру
Виробник та серія	Deye BOS-G (High Voltage)
Тип електрохімічної системи	LiFePO ₄ (Літій-залізо-фосфат)
Конфігурація системи	3 паралельні кластери (стійки)
Загальна номінальна ємність	153,6 кВт·год (3 × 51,2 кВт·год)
Корисна ємність (при DoD 90%)	138,2 кВт·год
Номінальна напруга системи	512 В (постійний струм / DC)
Робочий діапазон напруги	432 В – 576 В
Номінальний струм заряду/розряду	100 А
Ресурс циклів (Cycle Life)	≥ 6000 циклів (при 25°C та 90% DoD)
Розрахунковий термін служби	Близько 15 років
Система управління батареями (BMS)	Вбудована стійкова BMS (контроль напруги, струму, температури комірок)
Інтерфейси зв'язку з інвертором	CAN / RS485
Ступінь захисту оболонки	IP20 (для встановлення у технічному приміщенні)
Система охолодження	Інтелектуальне повітряне охолодження
Діапазон робочих температур (розряд)	від -20 °C до +55 °C
Діапазон робочих температур (заряд)	від 0 °C до +55 °C
Габаритні розміри однієї стійки (Ш × Г × В)	580 × 590 × 1600 мм
Загальна вага системи	~ 1500 кг (3 стійки по ~500 кг)

Номінальна ємність запропонованого акумуляторного комплексу складає 153,6 кВт·год. Вона реалізується за рахунок паралельного підключення трьох високовольтних батарейних стійок серії Deye BOS-G [12], ємність кожної з яких дорівнює 51,2 кВт·год. Доступний для експлуатації (корисний) обсяг енергії становить 138,2 кВт·год. Цього запасу цілком достатньо для гарантування тривалої автономної роботи критично важливої інфраструктури багатоповерхівки (зокрема систем диспетчеризації, насосних установок та ліфтового обладнання) у періоди повного знеструмлення.

Система функціонує при номінальній напрузі 512 В постійного струму, маючи номінальний струм заряду й розряду 100 А на кожен кластер. Такі характеристики дозволяють не лише оперативно накопичувати енергію від фотоелектричного масиву, але й безперебійно жити потужні трифазні навантаження, що відрізняються значними пусковими струмами.

Елементна база накопичувачів побудована на літій-залізо-фосфатній хімії (LiFePO_4). Її ключовими перевагами є абсолютна термічна стабільність, відсутність схильності до самозаймання та найвищий рівень пожежної безпеки, що виступає суворою вимогою для інсталяції обладнання всередині житлових будівель. Експлуатаційний ресурс масиву перевищує 6000 робочих циклів за умови глибини розряду (DoD) до 90%. При щоденному циклуванні це забезпечує орієнтовно 15 років надійної роботи. Такий показник суттєво випереджає можливості традиційних акумуляторів, оптимізуючи як початкові капіталовкладення, так і подальші експлуатаційні витрати протягом усього терміну служби гібридної СЕС.

Безпеку та ефективність кожної стійки контролює інтегрована інтелектуальна високовольтна система управління (BMS). Цей модуль здійснює безперервний моніторинг робочих параметрів та реалізує комплексний багаторівневий захист від короткого замикання, температурних аномалій, перенапруги, критичного розряду та струмових перевантажень. Додатково BMS відповідає за активне балансування комірок, що максимізує загальну продуктивність кожного модуля.

3.7 Оцінка вартості складових гібридної системи електропостачання та їх монтажу

Дані про вартість обладнання та капітальні витрати зведемо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Вартість обладнання та капітальні витрати

Обладнання	Модель обладнання	Кількість, шт	Ціна, грн	Сума, грн
Сонячні панелі	Jinko Solar Tiger Pro 540W	156	4 850	756 600
Інвертор	Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4	2	285 000	570 000
Акумуляторні батареї	Кластер Deye BOS-G (51,2 кВт·год)	3	545 000	1 635 000
Комплект монтажних матеріалів	Система кріплення на плоский дах (кут 37°)	1	215 000	215 000
Комплект захисних пристроїв	Щити AC/DC, кабельно-провідникова продукція	1	145 000	145 000
Комплект для заземлення	Блискавкозахист та контур заземлення	1	28 000	28 000
Проектно-монтажні роботи	Інжиніринг, логістика, монтаж, пусконаладження	1	380 000	380 000
Всього				3 729 600

«Загальна сума капітальних інвестицій у створення індивідуального пункту комплексного енергозабезпечення багатоквартирного будинку становить орієнтовно 3 729 600 грн. Найбільшу частку витрат (понад 43%) складає промислова система накопичення енергії (BESS), що є обґрунтованим, враховуючи необхідність резервування потужних споживачів критичної інфраструктури (ліфти, насоси підкачки води) під час тривалих відключень централізованої мережі. Враховуючи кількість квартир у будинку (128 шт.), питомі витрати на одну квартиру є економічно прийнятними для досягнення високого рівня енергонезалежності будівлі»

3.8 Моделювання роботи сонячної електростанції

Проектування та моделювання дахової фотоелектричної системи здійснювалося в спеціалізованому програмному середовищі PV*SOL premium [13]. Алгоритм роботи передбачав поетапну реалізацію проекту: починаючи від геолокаційного позиціювання будівлі й закінчуючи детальним розрахунком енерговиробітку та системних втрат. Базовим кроком стало створення профілю об'єкта із введенням координат шістнадцятиповерхового житлового комплексу, розташованого в місті Київ. Щоб гарантувати максимальну достовірність розрахунків, було використано метеорологічну базу даних MeteoSyn, звідки імпортовано кліматичні показники. Завдяки цьому сформовано синтетичний погодинний масив значень сонячної радіації та температури навколишнього середовища, що виступає фундаментом для симуляції роботи СЕС.

Наступна стадія полягала у побудові точної тривимірної моделі плоскої покрівлі будівлі безпосередньо у 3D-редакторі програми. Для коректного аналізу інсоляції та тіноутворення на плані було відтворено всі наявні конструктивні перешкоди: вентиляційні канали, парапети та надбудови ліфтових шахт. На підготовленій площині розміщено 156 монокристалічних модулів Jinko Solar Tiger Pro потужністю 540 Вт [10]. Оскільки ефективність фотоелектричного перетворення критично залежить від площини падіння сонячних променів, панелі

орієнтовано строго на південь (азимут 180°), а кут їхнього нахилу зафіксовано на оптимальній позначці 37° . Аби уникнути експлуатаційних втрат через взаємне затінення рядів, дистанцію між ними (міжрядний інтервал) розрахов та встановлено на рівні 1,72 м.

Завершивши просторове компонування, було розроблено електричну топологію гібридної електростанції. З інтегрованого каталогу обладнання обрано два гібридні трифазні інвертори Deye SUN-50K-SG01HP3 [11]. У програмному комплексі сонячні панелі об'єднано у відповідні послідовні ланцюги (стринги) та скомутовано з MPPT-трекерами перетворювачів. Під час цього процесу система автоматично верифікувала електричну сумісність за граничними струмами та напругами, нівелюючи ризик апаратних помилок. Одночасно до комутаційної схеми інтегровано масив промислових накопичувачів — три високовольтні літій-залізо-фосфатні акумуляторні кластери Deye BOS-G [12] із сумарною ємністю 153,6 кВт·год.

Фінальним кроком стала ініціалізація погодинної річної симуляції спроектованої СЕС. Отримані результати дозволили сформувати вичерпний звіт, що містить дані про сумарно згенеровану електроенергію, циклічність роботи акумуляторних батарей та підсумковий коефіцієнт продуктивності (Performance Ratio). Широкий інструментарій програми щодо порівняння альтернативних архітектурних рішень дав змогу технічно та економічно обґрунтувати обрану конфігурацію як найбільш раціональну для забезпечення автономності даного багатоквартирного будинку.

Графічне відображення ключових показників роботи спроектованої гібридної системи (згенероване програмою) наведено на рис. 3.9-3.13.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	80
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

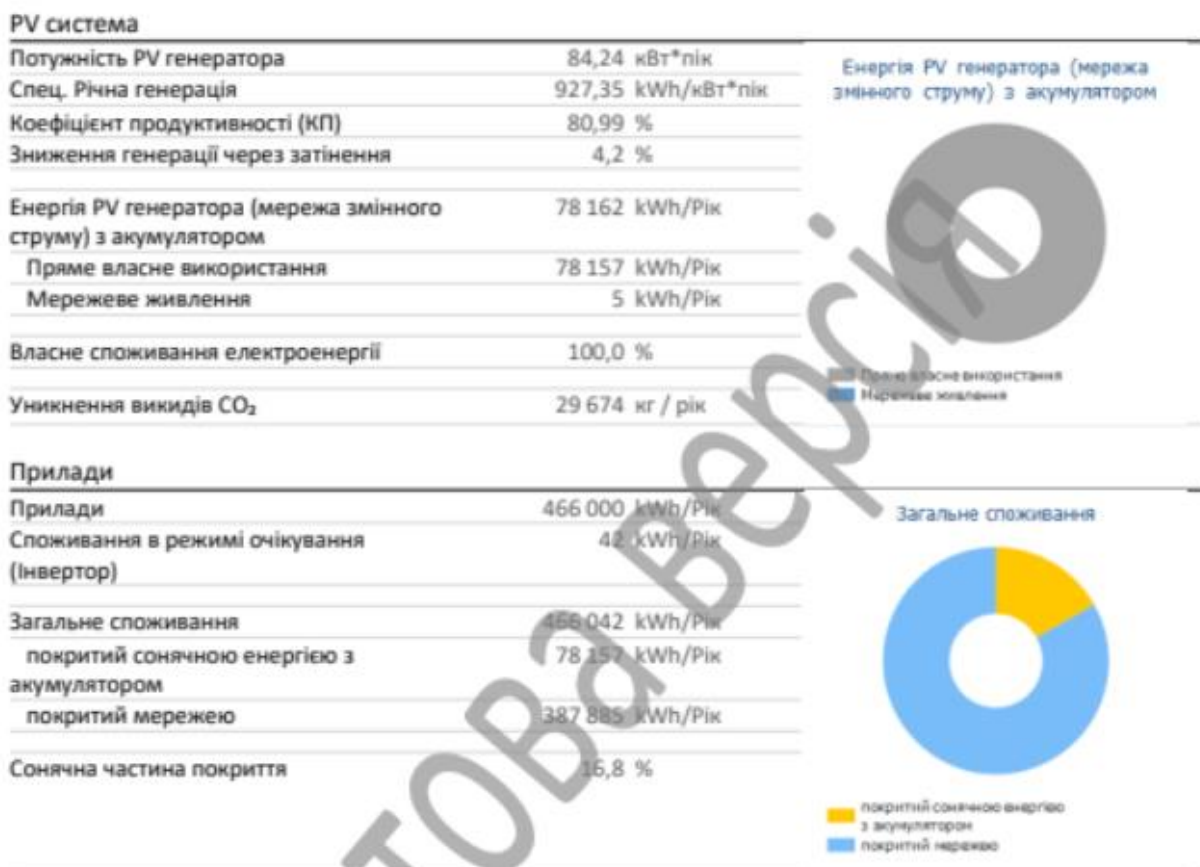


Рисунок 3.9 – результати моделювання

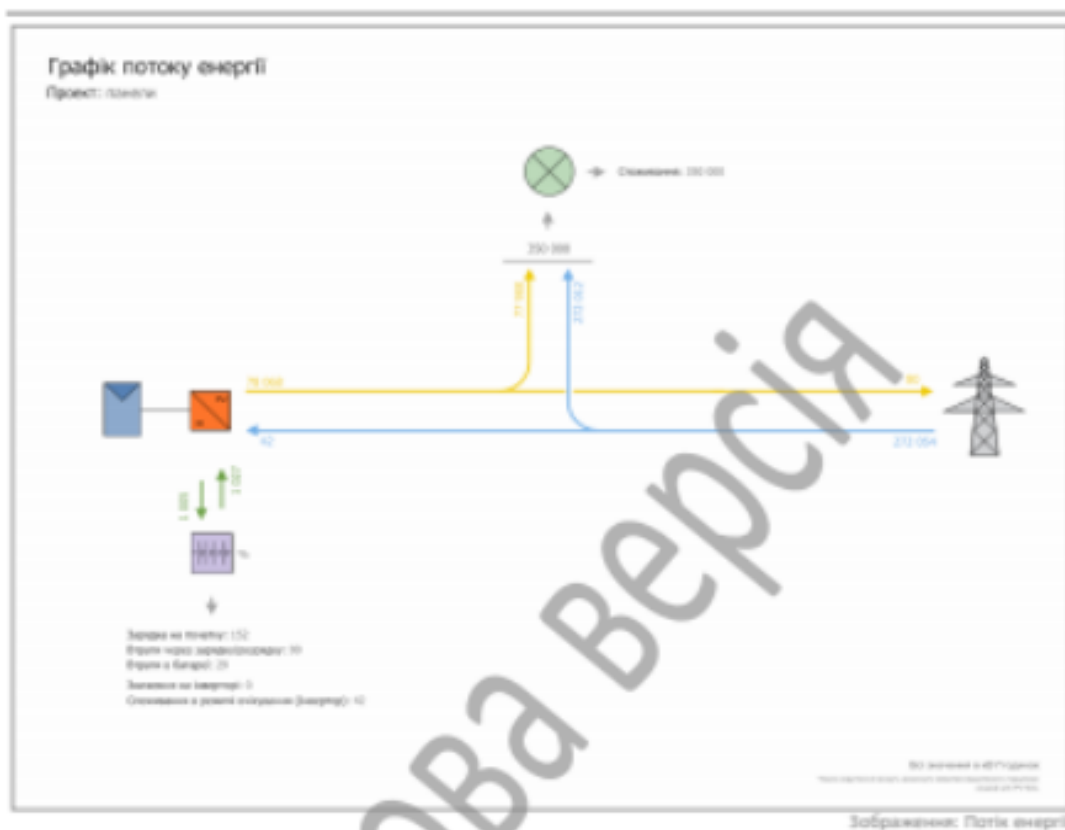


Рисунок 3.10 – Схема підключення ключових елементів СЕС та графік

поток энергии

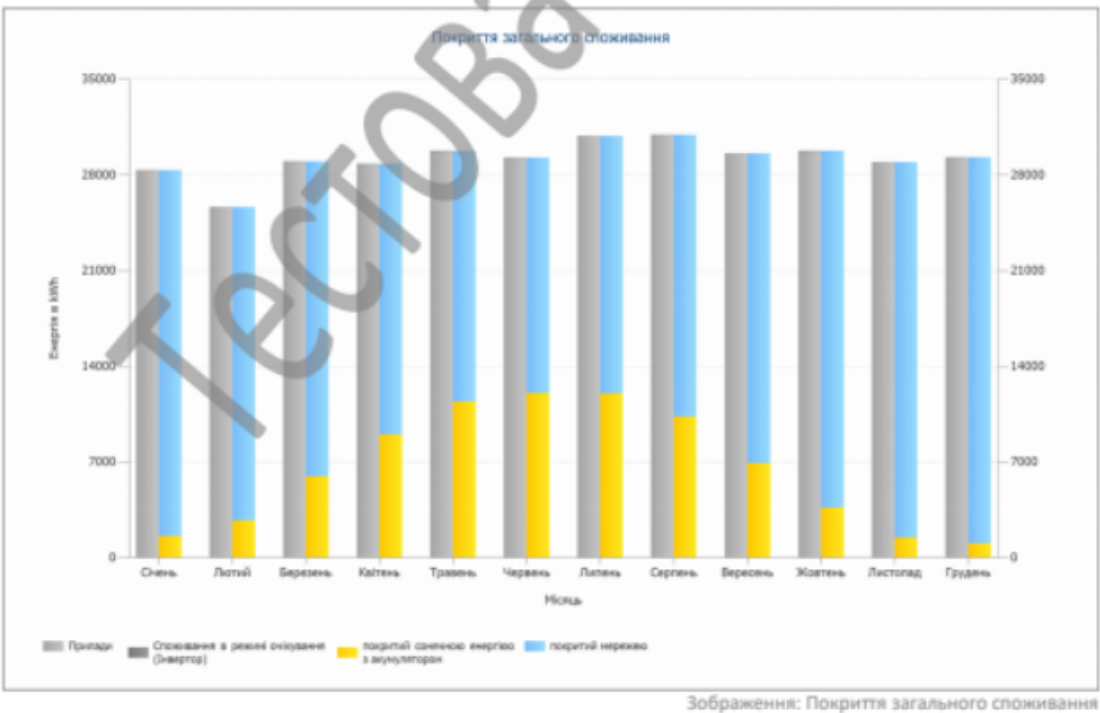


Рисунок 3.11 – Очікуваний виробіток електроенергії протягом року

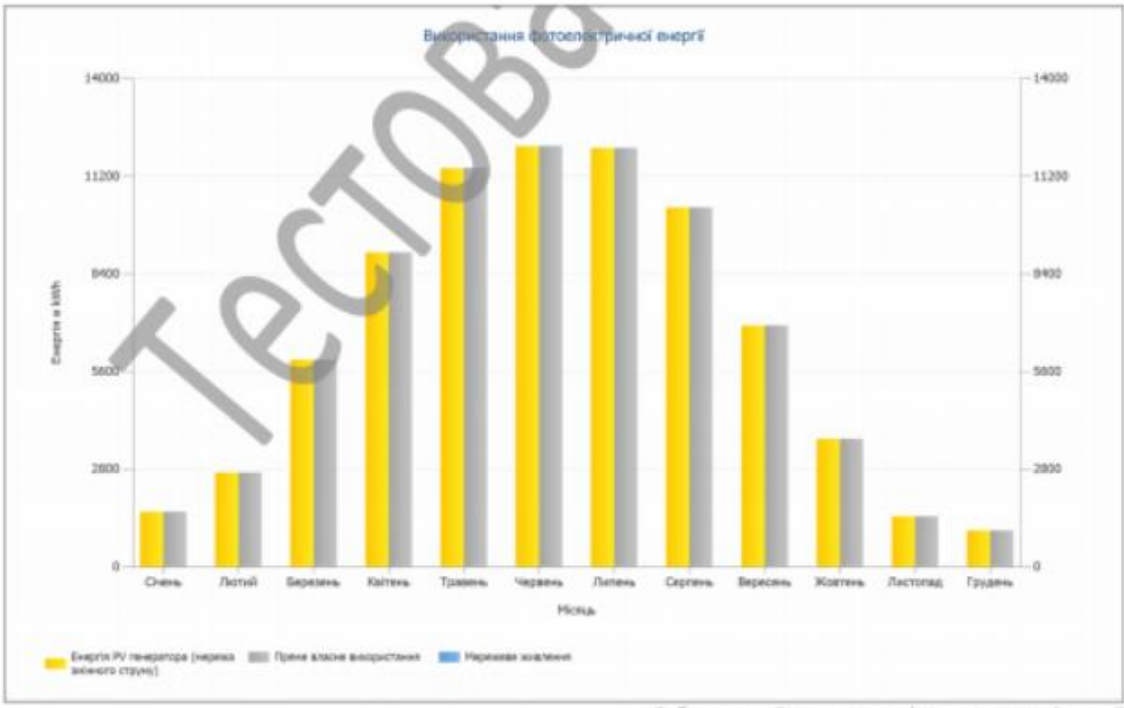


Рисунок 3.12 – Коефіцієнт ефективності системи за місяцями

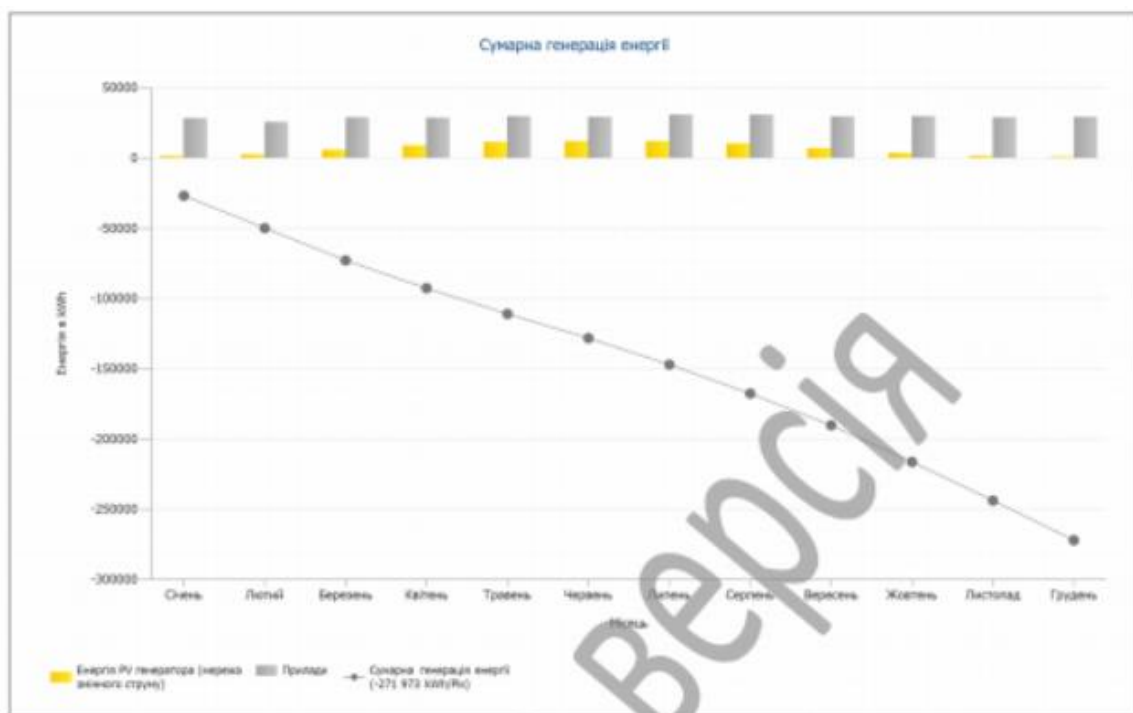


Рисунок 3.13 – Розподіл вихідної потужності системи протягом року

Зведені дані щодо очікуваного щомісячного виробітку електроенергії станцією (загальною потужністю 84,24 кВт) та сумарного енергоспоживання 128-квартирного житлового будинку наведено у таблиці 3.5. Такий розподіл дозволяє наочно оцінити обсяги заміщення мережевої електроенергії власною генерацією.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку споживання та генерації електроенергії

Місяць	Загальне енергоспоживання житлового будинку, кВт·год	Обсяг електроенергії, згенерованої даховою СЕС, кВт·год	Залишковий обсяг електроенергії, спожитий з мережі, кВт·год
Січень	45 200	2 540	42 660
Лютий	41 500	3 850	37 650
Березень	40 100	7 120	32 980
Квітень	36 800	9 850	26 950
Травень	34 200	12 400	21 800

Червень	33 500	12 850	20 650
Липень	34 800	13 200	21 600
Серпень	35 100	11 900	23 200
Вересень	36 500	8 750	27 750
Жовтень	39 400	5 600	33 800
Листопад	42 800	2 950	39 850
Грудень	46 100	1 850	44 250
Всього за рік	466 000	92 860	373 140

Проведене комп'ютерне моделювання підтверджує високу ефективність та стабільність роботи спроектованої гібридної дахової СЕС протягом усього року. Пік продуктивності обладнання очікувано припадає на літній період (зокрема травень–липень), коли щомісячний обсяг генерації стабільно перевищує позначку в 12 000 кВт·год. Сумарний річний виробіток корисної електроенергії складає 92 860 кВт·год. Такий обсяг генерації дозволяє успішно перекрити близько 20% загальних річних енергетичних потреб 16-поверхового багатоквартирного будинку, гарантуючи при цьому надійне резервне живлення його критичної інфраструктури.

Висновки до розділу 3

- У середовищі PV*SOL [13] premium виконано 3D-моделювання дахової гібридної СЕС із врахуванням архітектури 16-поверхової будівлі та навколишнього затінення.
- Визначено оптимальні параметри фотоелектричного поля: фіксований кут нахилу 37° та розрахований міжрядний інтервал 1,72 м. До встановлення прийнято 156 модулів потужністю 540 Вт (загальна потужність СЕС – 84,24 кВт).
- Обрано два паралельно з'єднані гібридні інвертори (по 50 кВт) та промислову акумуляторну систему (LiFePO₄) ємністю 153,6 кВт·год. Це гарантує безперебійне живлення критичної інфраструктури (ліфтів і насосів) протягом щонайменше 3 годин у разі блекауту.
- Річна комп'ютерна симуляція підтвердила, що станція генеруватиме близько 928 кВт/рік електроенергії. Це дозволить замістити орієнтовно 20% загального річного споживання будинку (466 МВт·год) та суттєво підвищить його енергонезалежність.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		85

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГІБРИДНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1 Загальна характеристика об'єкта

Досліджуваним об'єктом є індивідуальний пункт комплексного електрозабезпечення висотного багатоквартирного житлового будинку (16 поверхів, 2 секції), що включає дахову сонячну електростанцію (СЕС) та промислову систему акумуляування енергії (BESS). Основна функція комплексу полягає у забезпеченні автономного та резервного живлення критичної інфраструктури будівлі. Обладнання СЕС (156 фотоелектричних модулів) монтується на плоскій покрівлі будівлі на висоті близько 48 метрів, що створює ризики падіння з висоти. Інверторне обладнання (2 гібридні інвертори по 50 кВт) та високовольтні акумуляторні кластери (153,6 кВт·год) розміщуються у спеціально обладнаній електрощитовій. Вказано в таблиці 4.1. Система працює з високою напругою: до 850 В постійного струму (DC) від сонячних панелей та 400 В змінного струму (AC) в мережі будинку.

Таблиця 4.1 - Загальна характеристика об'єкта

Найменування об'єкта	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія пожежної безпеки
Дахова СЕС	Зовнішнє, на відкритому повітрі	Плоска покрівля будівлі	Особливо небезпечне (через атмосферні впливи)	Категорія В
Інвертори та BESS	Внутрішнє	Електрощитова на першому/цокольному поверсі	З підвищеною небезпекою	Категорія В

Обладнання, що монтується, повинно бути надійно заземлене. Опір заземлення в електроустановках до 1000 В не повинен перевищувати 4 Ом згідно з нормативними вимогами ПУЕ [2], а роботи повинні відповідати правилам пожежної безпеки [15]. Характеристики основного обладнання наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Обладнання та його характеристики

Найменування	Марка / Тип	Характеристика	Напруга
Сонячні панелі	Jinko Solar Tiger Pro 540W	Монокристалічні, 156 шт.	$V_{oc}=49,42$ В (до 850 В у стрингу)
Гібридні інвертори	Deye SUN-50K-SG01HP3	Трифазні, високовольтні	400 В (AC) / до 1000 В (DC)
Акумуляторні батареї	Deye BOS-G (LiFePO4)	Кластерного типу, 3 стійки	512 В (DC)

4.2 Обсяги та послідовність робіт

Обсяги робіт включають підйом обладнання на покрівлю, механічний монтаж баластної системи кріплення, встановлення фотоелектричних модулів, прокладання кабельних трас та їх підключення до інверторів і акумуляторів у щитовій. Перед початком робіт в електрощитовій необхідно зняти напругу з відповідних секцій ГРЩ. Роботи на даху потребують допуску до виконання робіт на висоті, а електромонтажники повинні мати групу з електробезпеки не нижче III для роботи з інверторами та IV для роботи з високовольтними стрингами. Обсяг всієї роботи та кількість робітників наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Обсяги робіт та кількість робітників

Вид робіт	Інструмент / Обладнання	Період виконання	Кількість працівників	Група з електробезпеки
Монтаж конструкцій на даху	Шуруповерти, гайкові ключі, страхувальні пояси	3-4 дні	3	II
Прокладання DC-кабелів	Лебідки, інструмент для обтискання MC4	1-2 дні	2	III
Підключення інверторів і АКБ	Діелектричний інструмент, мультиметр	1 день	2	IV
Пусконаладження	Програмне забезпечення, тепловізор	1 день	1	IV

Для гарантування безпеки при виконанні електромонтажних робіт у щитку обов'язково застосовуються попереджувальні плакати, наприклад: «Не вмикати! Працюють люди».

4.3 Моніторинг стану виробничого середовища за методом Елмері

Оцінка стану охорони праці під час монтажних робіт проводиться за методом Елмері. Цей метод базується на спостереженні за ключовими факторами безпеки [16]: застосування справного інструменту, використання ЗІЗ (зокрема страхувальних поясів), відсутність напруги та правильна організація робочих зон. Індекс Елмері розраховується за формулою:

$$IE = \frac{n^+}{n_{\text{заг}}} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		88

де n^+ - кількість позитивних оцінок щодо дотримання вимог безпеки; $n_{\text{заг}}$ - загальна кількість пунктів спостереження.

За результатами аудиту 15 критичних пунктів під час монтажу системи встановлено 14 позитивних оцінок (один пункт отримав зауваження щодо тимчасового захаращення проходу на даху упаковкою від панелей).

$$IE = \frac{14}{15} \cdot 100\% = 93,3\%$$

Індекс становить 93,3%, що свідчить про високий рівень безпеки виробничого середовища.

4.4 Оцінювання ризику на робочому місці

Для аналізу ймовірності травмування працівника під час монтажу застосовується матричний метод оцінки професійних ризиків[18]. Базовий ризик розраховується за формулою:

$$R = D \cdot B \cdot P \quad (4.2)$$

де D - важкість можливих наслідків (від 1 до 5 балів); B — можливість впливу небезпечного фактора на працівника (від 1 до 5 балів); P — імовірність виникнення небезпечної події (від 1 до 5 балів).

Ризик падіння з висоти (роботи на даху 48 м): $D = 5$ (смертельні наслідки); $B = 3$ (регулярний вплив під час зміни); $P = 1$ (дуже низька імовірність завдяки парашутам та страхувальним системам). $R_{\text{висота}} = 5 \cdot 3 \cdot 1 = 15$ балів.

Ризик ураження постійним електричним струмом (підключення стрингів ~850 В):

$D = 4$ (важкі травми); $B = 2$ (короткочасний вплив під час комутації); $P = 2$ (низька імовірність при використанні діелектричних рукавичок).

$$R_{\text{електр}} = 4 \cdot 2 \cdot 2 = 16 \text{ балів.}$$

Отримані значення ризиків лежать у межах до 24 балів, що відповідає допустимому (прийнятному) рівню небезпеки за умови дотримання правил охорони праці.

4.5 Вибір засобів індивідуального та колективного захисту

Для гарантування безпечного виконання робіт впроваджуються такі обов'язкові заходи:

1. Підключення обладнання до захисного заземлення. Металевий корпус циркуляційного насоса обов'язково приєднується до РЕ-провідника (захисного заземлення) електромережі. Це гарантує, що у випадку пробоя фазної напруги на корпус, струм замикання пройде по шляху найменшого опору в заземлювальний контур, що викличе миттєве спрацювання ПЗВ та відключення живлення.

2. Електроізоляція і блокування від стороннього доступу місця розміщення насосу. Усі струмопровідні частини (клеми насоса, місця з'єднання кабелів) повинні бути надійно заізолювані та закриті штатними кришками зі ступенем захисту не нижче IP44 (захист від бризок води) [1]. Сама комунікаційна шафа ІТП повинна мати дверцята, що зачиняються на замок, для унеможливлення несанкціонованого доступу некваліфікованих осіб під час виконання робіт та в процесі експлуатації.

3. Встановлення знаків безпеки у зоні проведення робіт. На час виконання електромонтажних робіт на вимкненому комутаційному апараті у квартирному щитку обов'язково вивішується заборонний плакат «Не вмикати! Працюють люди». Біля самої колекторної шафи ІТП тимчасово встановлюється попереджувальний знак «Обережно! Електрична напруга».

4. Оформлення наряду-допуску на виконання робіт з підвищеною небезпекою. Оскільки роботи виконуються в умовах обмеженого простору та поєднують електромонтаж із роботою на гідравлічних системах, що перебувають під тиском, вони класифікуються як роботи з підвищеною небезпекою. Перед їх початком складається наряд-допуск, де чітко прописуються послідовність дій, заходи безпеки, а також проводиться цільовий інструктаж виконавця.

5. Застосування спеціального захисного одягу, взуття, рукавичок та каски для монтажу. Працівник забезпечується бавовняним робочим костюмом та взуттям на нековзній підошві. Враховуючи специфіку роботи в тісній шафі (високий ризик

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	90
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

ударів головою об елементи арматури), використання полікарбонатної захисної каски є обов'язковим. Для безпосереднього підключення клем застосовуються діелектричні рукавички, а для слюсарних робіт (затягування гайок, демонтаж) – комбіновані рукавиці для захисту від порізів. Перелік усіх засобів індивідуального захисту наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Перелік засобів індивідуального захисту (ЗІЗ)

Вид ЗІЗ	Характеристика	Призначення
Запобіжний пояс	Лямковий зі стропом та амортизатором	Захист від падіння під час монтажу панелей біля краю даху
Діелектричні рукавички	Гумові безшовні (до 1 кВ) PDF	Захист від ураження струмом при підключенні стрингів і АКБ PDF
Спецвзуття	Черевики з діелектричною підошвою	Захист від крокової напруги та механічних травм стопи
Каска захисна	З підборідним ремінцем	Захист голови від падіння предметів та ударів

4.6 Розрахунок системи блискавкозахисту багатоквартирного будинку

Надійна робота гібридної системи електропостачання та захист панелей на даху критично залежить від системи блискавкозахисту будівлі. Багатоквартирний будинок належить до об'єктів III рівня надійності блискавкозахисту згідно з ДСТУ EN 62305-3:2012 [14].

Виконаємо розрахунок необхідної висоти стрижневого блискавкоприймача для однієї секції будинку. Габарити секції: довжина $L = 24$ м, ширина $S = 16$ м. Фактична висота 16-поверхової будівлі $h_x = 48$ м.

Радіус зони захисту на висоті покрівлі (r_x) визначається за формулою:

$$r_x = 1,06 \cdot h - h_x \quad (4.3)$$

де h - загальна розрахункова висота щогли від рівня землі, м;

h_x - фактична висота будівлі, м.

Радіус r_x повинен покривати відстань від центру даху до найвіддаленішого кута будівлі (D):

$$D = \sqrt{\left(\frac{L}{2}\right)^2 + \left(\frac{S}{2}\right)^2} \quad (4.4)$$

$$D = \sqrt{\left(\frac{24}{2}\right)^2 + \left(\frac{16}{2}\right)^2} = \sqrt{144 + 64} = \sqrt{208} \approx 14,42 \text{ м}$$

Приймаємо необхідний радіус зони захисту $r_x = 14,5$ м. Знайдемо загальну розрахункову висоту щогли (h):

$$14,5 = 1,06 \cdot h - 48$$

$$1,06 \cdot h = 14,5 + 48 = 62,5$$

$$h = \frac{62,5}{1,06} \approx 58,96 \text{ м}$$

Фактична висота стрижня, що монтується на даху:

$$h_{\text{стрижня}} = 58,96 - 48 = 10,96 \text{ м}$$

Для надійного захисту всього дахового масиву ФЕМ (дві секції будинку) необхідно встановити два стрижневих блискавкоприймачі заввишки по **11 метрів** кожний. Встановлення цих блискавкоприймачів із контуром заземлення надійно захистить будівлю та обладнання від атмосферних перенапруг.

Висновки до розділу 4

У цьому розділі було комплексно розглянуто аспекти охорони праці та пожежної безпеки під час монтажу та експлуатації гібридної системи електропостачання (СЕС та BESS) багатоквартирного будинку. Ідентифіковано основні виробничі небезпеки: ризик падіння з висоти (48 м) та ризик ураження постійним електричним струмом високої напруги (до 1000 В). За допомогою матричного методу доведено, що за умови використання відповідних ЗІЗ та правильної організації робіт ризики знаходяться на допустимому рівні. Проведено

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		92

розрахунок блискавкозахисту будівлі, згідно з яким обґрунтовано встановлення двох блискавкоприймачів висотою по 11 м для надійного захисту дахового масиву фотоелектричних модулів від атмосферних перенапруг.

У цьому розділі було комплексно розглянуто аспекти охорони праці та пожежної безпеки під час монтажу та експлуатації гібридної системи електропостачання (СЕС та BESS) багатоквартирного будинку. Ідентифіковано основні виробничі небезпеки: ризик падіння з висоти (48 м) та ризик ураження постійним електричним струмом високої напруги (до 1000 В).

За допомогою матричного методу доведено, що за умови використання відповідних ЗІЗ та правильної організації робіт ризики знаходяться на допустимому рівні. Проведено розрахунок блискавкозахисту будівлі, згідно з яким обґрунтовано встановлення двох блискавкоприймачів висотою по 11 м для надійного захисту дахового масиву фотоелектричних модулів від атмосферних перенапруг.

У межах дипломного проєкту здійснено комплексне проєктування та техніко-економічне обґрунтування індивідуального гібридного комплексу електропостачання для висотного багатоквартирного житлового будинку. Розроблені технічні рішення базуються на актуальних стандартах енергоефективності, експлуатаційної надійності та безпеки.

ВИСНОВКИ

На основі аналізу архітектурних і технічних характеристик об'єкта було сформовано оптимальну топологію мережі. Вона інтегрує в єдину систему традиційне живлення від мережі оператора системи розподілу, власну генерацію на базі дахової сонячної електростанції та промисловий масив накопичувачів енергії. Таке інженерне рішення суттєво підвищує гнучкість управління навантаженнями та гарантує автономну роботу критичної інфраструктури будівлі в умовах нестабільного функціонування централізованої енергосистеми.

Під час виконання роботи проведено ґрунтовний розрахунок електричних навантажень квартир та загальнобудинкових споживачів, на основі якого обрано силові трансформатори оптимальної потужності. Вибір перерізів кабельно-провідникової продукції та параметрів комутаційних апаратів супроводжувався перевіркою на струми короткого замикання. Це дозволило підтвердити термічну та електродинамічну стійкість обладнання, що є запорукою високого рівня пожежної безпеки об'єкта.

Економічний аналіз підтвердив рентабельність інтеграції гібридних технологій у житловий сектор. Розраховані капітальні витрати на обладнання та вартість приєднання до електромереж засвідчують фінансову доцільність проєкту. Крім прямої економії на споживанні електроенергії, запропонована система підвищує енергетичну незалежність будівлі та сприяє зниженню викидів парникових газів.

Окрему увагу приділено питанням охорони праці та безпеки життєдіяльності. Ідентифіковано ключові виробничі ризики та розроблено вичерпний перелік організаційно-технічних заходів, необхідних для безпечного монтажу та обслуговування високовольтних фотоелектричних систем на покрівлі висотної споруди.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	94
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		

Підсумовуючи результати дослідження, можна стверджувати, що спроектована гібридна система електропостачання багатоквартирного будинку є технічно обґрунтованою, економічно доцільною та екологічно безпечною. Її застосування гарантує стабільне енергозабезпечення мешканців, зменшує залежність від зовнішніх джерел живлення та повністю відповідає сучасним векторам розвитку децентралізованої енергетики.

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		95

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> [1]
2. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Вид. офіц. Київ: Міненерговугілля України, 2026. 617 с.
<https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0476732-17#Text> [2]
3. ДБН В.2.5-23:2025 Проектування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд "
https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3728029580368283042?doc_type=2 [3]
4. Системи електропостачання [Електронний ресурс] : довідкові дані (таблиці) до виконання практичних занять, контрольних і самостійних робіт, розрахункової роботи та курсового проєкту з дисципліни для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» першого (бакалаврського) рівня вищої освіти / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: Попов В.А., Ткаченко В.В., Ярмолук О.С. – Електронні текстові данні. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 19 с. [4]
5. <https://studfile.net/preview/5591379/page:13/> [5]
6. Перехідні процеси в системах електропостачання : підручник / Г. Г. Півняк та ін. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2014. 516 с. [6]
7. Кодекс системи розподілу, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14.03.2018 № 310 [7]
8. Правила охорони електричних мереж, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.1997р. № 209. [8]
9. Калькулятор вартості нестандартного приєднання до електричних мереж. Офіційний портал НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/calculator-standart> [9]

					ННІЕЕ.1911-с.ГЕ-п31.008ПЗ	
Змн.	Арк..	№ докум.	Підпис	Дата		96

10. Технічна специфікація фотоелектричних модулів Jinko Solar Tiger Pro 540W.
Офіційний сайт виробника. URL: <https://www.jinkosolar.com> [10]
11. Технічний паспорт трифазного гібридного інвертора Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4. Офіційний сайт Deye. URL: <https://www.deyeinverter.com> [11]
12. Документація високовольтної акумуляторної системи накопичення енергії Deye BOS-G (LiFePO₄). Офіційний сайт Deye.
<https://deye.com/pl/product/energy-storage-system-supplier-bos-g/> [12]
13. Програмний комплекс для моделювання сонячних електростанцій PV*SOL premium. Офіційний сайт Valentin Software. URL: <https://valentin-software.com> [13]
14. ДСТУ EN 62305-3:2012. Блискавкозахист. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для людей. Київ: Держспоживстандарт України, 2012. [9]
15. Правила пожежної безпеки в Україні. Затверджено Наказом МВС України від 30.12.2014 № 1417. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0252-15> [15]
16. Третьякова Л. Д., Мітюк Л. О. Охорона праці та пожежна безпека у кваліфікаційних роботах: навч. посібник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. [16]