

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерно-технологічний
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

До захисту
Допускається
Завідувач кафедри

Чепіжний А.В.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

за бакалаврським рівнем вищої освіти

На тему: «Реконструкція системи електропостачання сільських багатоквартирних будинків с. Береза, Шосткинського району, Сумської області з використанням нетрадиційних джерел енергії»

Виконав:

(підпис)

Мальчевський К.І.

(Прізвище, ініціали)

Група:

ЕТЕС-2301 ст.-2 рн.

(Науковий) керівник:

(підпис)

Барсукова Г.В.

(Прізвище, ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерно-технологічний

Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Ступінь вищої освіти «Бакалавр»

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

енергетики та електротехнічних систем

_____ **Чепіжний А.В.**

“__” _____ 202_ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧУ ВИЩОЇ ОСВІТИ

_____ Мальчевському Кирилу Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Реконструкція системи електропостачання сільських багатоквартирних будинків с. Береза, Шосткинського району, Сумської області з використанням нетрадиційних джерел енергії

керівник роботи: Барсукова Ганна Володимирівна, канд. техн. наук, доцент,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від «24» вересня 2024 року № 3257/ос

2. Строк подання здобувачем роботи: «__» _____ 202_ року.

3. Вихідні дані до роботи: Характеристика об'єкта проектування, розрахунок електричних навантажень, автоматизації процесів, технічна література, нормативна документація, державні стандарти.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): вступ, огляд літератури та аналіз існуючих рішень, технологічна частина, проектування реконструкції електропостачання, проєкт реконструкції електропостачання, питань з охорони праці, техніко-економічні розрахунки та показники проєкту, висновки.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: Комплектна трансформаторна підстанція 10/0,4кВ. Схема електрична принципова. План об'єкта електропостачання з нанесенням мережі. Схема електрична розташування. Схема електрична монтажна. Конструкція для кріплення сонячних батарей. Показники техніко-економічні. Таблиця.

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Семерня О.В., ст. викладач		
Економічне обґрунтування	Шашков С.В., к.е.н., ст. викладач		
Нормоконтроль	Чепіжний А.В. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання: «05» вересня 2025 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів кваліфікаційної роботи	Погоджено з керівником кваліфікаційної роботи
1.	Збір інформації про діяльність господарстві	з 09.09.2024 по 22.09.24	
2.	Аналіз літературних джерел з обраної тематики та	з 23.09.2024 по 06.10.24	
3.	Складання плану роботи	з 07.10.2024 по 13.10.24	
4.	Написання вступу	з 14.10.2024 по 03.11.24	
5.	Підготовка розділу «Розділ 1. Характеристика об'єкту проєктування»	з 04.11.2024 по 24.11.24	
6.	Підготовка розділу «Розділ 2. Розрахунок електричних навантажень»	з 25.11.2024 по 15.12.24	
7.	Підготовка розділу «Розділ 3. Проєкт реконструкції системи електропостачання багатоквартирних будинків в с. Береза»	з 16.12.2024 по 05.01.25	
8.	Підготовка розділу «Розділ 4. Охорона праці»	з 06.01.2025 по 02.02.25	
9.	Підготовка розділу «Розділ 5. Економічне обґрунтування будівництва СЕС»	з 03.02.2025 по 02.03.25	
10.	Підготовка розділу «Розділ 6. Екологічна експертиза»	з 03.03.2025 по 30.03.25	
11.	Написання висновків та пропозицій	з 31.03.2025 по 27.04.25	
12.	Подання роботи на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 15.05.2025 р.	
13.	Подання роботи на рецензування	до 23.05.2025 р.	
14.	Подання до попереднього захисту	до 27.05.2025 р.	

Здобувач вищої освіти

_____ (підпис)

Мальчевський К.І.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник

кваліфікаційної роботи

_____ (підпис)

Барсукова Г.В.

_____ (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

У дипломному проєкті розглянуто модернізацію системи електропостачання села Береза Шосткинського району Сумської області, зокрема реконструкцію повітряної лінії 0,4 кВ на основі самонесучого ізолюваного проводу (СПП) та оновлення трансформаторної підстанції КТП 10/0,4 кВ №120.

У межах проєкту виконано розрахунки електричних навантажень, обґрунтовано місце розташування нової ТП, підібрано тип трансформатора, розраховано параметри повітряної лінії та елементи системи освітлення. Окрему увагу приділено живленню багатоквартирних будинків з використанням сонячних фотоелектричних систем за «зеленим» тарифом.

Розглянуто економічну доцільність встановлення СЕС, параметри інверторів і модулів, а також електротехнічні розрахунки системи. У роботі враховано вимоги охорони праці, електробезпеки та діючі нормативи.

ABSTRACT

The diploma project focuses on the modernization of the power supply system for the village of Bereza, Shostka District, Sumy Region, particularly the reconstruction of a 0.4 kV overhead power line using self-supporting insulated wire (SIW) and the upgrade of transformer substation KTP 10/0.4 kV No. 120.

The project includes electrical load calculations, optimal substation placement, transformer type selection, overhead line parameters, and lighting system design. Special attention is given to supplying multi-apartment buildings using solar photovoltaic systems operating under the «green tariff».

The study evaluates the economic feasibility of the solar system, inverter and module specifications, and performs detailed electrical calculations. The project complies with safety regulations, electrical protection standards, and national codes.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ПРОЄКТУВАННЯ.....	9
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
2.1 Визначення та вибір місця розташування ТП-10/0,4 кВ.....	13
2.2 Оцінка навантажень ліній електропередачі з напругою 0,38/0,22 кВ.....	15
2.3 Визначення загального навантаження ТП-10/0.38 кВ.....	21
2.4 Вибір силового трансформатора ТП-10/0.38 кВ.....	22
2.5 Розрахунок і вибір ПЛ 0.38 кВ.....	26
3. ПРОЄКТ РЕКОНСТРУКЦІЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ БАГАТОКВАРТИРНИХ БУДИНКІВ В С. БЕРЕЗА.....	31
3.1 Аналіз споживання електроенергії багатоквартирних будинків у с. Береза Шосткинського району.....	31
3.2 Оцінка сонячного потенціалу, розробка системи живлення багатоквартирних будинків на основі ВДЕ.....	33
3.3 Вибір типу та потужності сонячного інвертора.....	35
3.4 Вибір типу, кількості, потужності сонячних модулів та схеми з'єднання сонячних модулів.....	37
3.5 Вибір додаткового обладнання, кабелів постійного та змінного струму.....	44
3.6 Прогнозні дані виробництва електроенергії СЕС.....	49
4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	51
4.1 Загальні вимоги безпеки при електромонтажних роботах.....	51
4.2 Ідентифікація небезпечних та шкідливих факторів.....	51
4.3 Засоби індивідуального та колективного захисту.....	52
4.5 Пожежна безпека.....	53
5.ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ БУДІВНИЦТВА СЕС	54
5.1 Визначення капітальних вкладень.....	54
5.2 Розрахунок вартості реалізованої електроенергії.....	57

5.3 Розрахунок абсолютної ефективності капітальних вкладень.....	58
6. ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА ПРОЄКТУ.....	60
6.1 Загальні положення.....	60
6.2 Потенційний вплив на довкілля.....	60
6.3 Позитивні екологічні наслідки.....	61
6.4 Заходи з охорони довкілля.....	61
ВИСНОВКИ.....	62
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	63
ДОДАТКИ	

ВСТУП

Електропостачання населеного пункту – це комплекс електротехнічних технічних засобів, призначених для передачі, перетворення та розподілу електроенергії від джерел до споживачів [1].

Блоки живлення класифікують на два основні типи: зовнішні та інтегровані. Зовнішнє електропостачання являє собою сукупність будівель та інфраструктури, що забезпечує транспортування електричної енергії від місця підключення до енергосистеми до точки її споживання [2]. Внутрішнє ж електропостачання охоплює мережі та підстанції, розміщені безпосередньо на території споживачів.

Стабільність функціонування системи електропостачання визначається низкою чинників, серед яких: дотримання експлуатаційних норм та режимів роботи обладнання, своєчасне проведення регламентних робіт з технічного обслуговування, поточний стан та термін експлуатації компонентів системи електропостачання тощо [3].

У процесі проходження переддипломної практики мною було проведено аналіз системи електропостачання в населеному пункті Береза, зокрема трансформаторної підстанції КТП10/0,4кВ № 120. За результатами дослідження, я дійшов висновку про необхідність модернізації повітряної лінії 0.4кВ, виконаної неізолюваним алюмінієвим проводом, шляхом її заміни на лінію з самонесучим ізолюваним проводом (СП). Застосування ліній СП сприяє підвищенню рівня безпеки, забезпечує економічність та надійність функціонування ліній електропередач [4, 5].

Окрім цього, в рамках дипломного проєкту було здійснено розрахунки електричних навантажень, розглянуто питання вибору трансформаторної підстанції та описано технічні вимоги до монтажу ліній СП. Також в цьому проєкті було розглянуто використання нетрадиційних джерел живлення для багатоквартирних будинків [6].

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ПРОЄКТУВАННЯ

Глухівська дільниця є однією з мережних дільниць, що входять до складу філії Шосткинського РЕМ. Філія Шосткинського РЕМ обслуговує електромережі на території Шосткинського району Сумської області, частиною якого є місто Глухів та прилеглі населені пункти в які входить і с. Береза. Глухівська дільниця відповідає за експлуатацію та обслуговування ліній електропередач та підстанцій напругою різних класів, що забезпечують електропостачання споживачів у Глухівській територіальній громаді [7].

До основних напрямків діяльності Глухівської дільниці належать:

- Технічне обслуговування та ремонт повітряних та кабельних ліній електропередач напругою 0,4 кВ, 10 кВ та інших.
- Обслуговування трансформаторних підстанцій (ТП) та розподільчих пунктів (РП) різних типів та потужностей, що забезпечують пониження напруги до рівня споживачів.
- Оперативне реагування на аварійні ситуації та усунення пошкоджень в електромережах для відновлення електропостачання споживачів.
- Проведення планових оглядів та вимірювань на електрообладнанні для контролю його технічного стану та запобігання аваріям.
- Забезпечення обліку електричної енергії у споживачів, встановлення, заміна та обслуговування приладів обліку.
- Взаємодія зі споживачами з питань електропостачання, надання консультацій та вирішення технічних питань.
- Виконання робіт з реконструкції та модернізації існуючих електромереж для підвищення їхньої надійності та ефективності.

Структурно Глухівська дільниця, як і інші мережні дільниці Шосткинського РЕМ, підпорядковується оперативній службі РЕМ та іншим відповідним службам філії, таким як служба підстанцій, служба механізації та

ремонт автотранспорту, дільниця з експлуатації та ремонту приладів обліку та енергозбут. Робота персоналу Глухівської дільниці спрямована на забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів Глухівської та Березівської громад відповідно до діючих технічних норм та правил [8].

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Для розв'язання ключових завдань при проєктуванні систем електропостачання першочергове значення мають показники електричних навантажень. Ці величини мають значний вплив на техніко-економічну ефективність як електростанцій, так і розподільних мереж [7, 9].

Отже, визначення параметрів електричних навантажень є однією з фундаментальних задач на етапах проєктування та подальшої експлуатації електроенергетичних систем.

Електропостачальні системи забезпечують електроенергією значну кількість різноманітних сільськогосподарських споживачів, які за характером споживання поділяються на *три основні категорії* [10, 11]:

- з виробничим споживанням:
 1. аграрні підприємства (ферми для тваринництва, пункти очистки зерна, парники, сховища для овочів та фруктів, ремонтні майстерні, гаражні бокси, котельні тощо);
 2. підприємства агропромислового сектору (молочні заводи, консервні комбінати, м'ясопереробні підприємства та інші);
 3. великомасштабні виробництва сільськогосподарської продукції на промисловій основі (тваринницькі комплекси, птахофабрики, тепличні господарства);
- з комунально-побутовим споживанням:
 4. житлові будівлі, розташовані в сільській місцевості;
 5. об'єкти комунальної інфраструктури (лікарні, навчальні заклади, культурні центри, магазини, торгові комплекси, пральні та інше);
- з комбінованим споживанням (поєднання об'єктів виробничого та комунально-побутового призначення).

Величини навантажень на вводах споживачів та їхнє планове розміщення на території представлено в таблиці 2.1 [12].

Таблиця 2.1 – Основні характеристики споживачів

Номер споживача на плані	Найменування споживача	Кількість одноквартирних будинків	<u>Р_д</u> , кВт	<u>Р_в</u> , кВт	<u>cosφ_д</u>	<u>cosφ_в</u>	Координати розташування <u>x_i</u> , см
1	Пошта	1	5	12	0,85	0,9	11,5
2	Крамниця	1	2	4	0,9	0,93	9
3	Житлові будинки	2	2	6	0,9	0,93	3,5
4	Житлові будинки	2	2	6	0,9	0,93	3,5
5	Житлові будинки	2	2	6	0,9	0,93	4
6	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	3,5
7	Житлові будинки	2	2	6	0,9	0,93	4,5
8	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	5,6
9	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	1,5
10	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	3,5
11	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	14,7
12	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	14,5
13	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	14,6
14	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	8
15	Житлові будинки	2	2	6	0,9	0,93	14
16	Житлові будинки	2	2	6	0,9	0,93	13
17	Житлові будинки	2	2	6	0,9	0,93	15,5
18	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	1,5
19	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	3,5
20	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	14,7
21	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	14,5
22	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	14,6
23	Сільська Рада	1	7	3	0,7	0,75	2,5
24	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	8
25	Склад	1	50	1	0,9	0,93	5
26	Житлові будинки	1	0,6	1,8	0,9	0,93	5,5
27	Крамниця	1	2	4	0,9	0,93	9,2
28	Багатоквартирні житлові будинки	12	7,2	1,8	0,9	0,93	2,7
29	Багатоквартирні житлові будинки	12	7,2	1,8	0,9	0,93	8
30	Багатоквартирні житлові будинки	12	7,2	1,8	0,9	0,93	5,5
31	Багатоквартирні житлові будинки	12	7,2	1,8	0,9	0,93	5,5
	<u>Σ</u> Р _д =99,8	<u>Σ</u> Р _в =105,6					

Для виконання розрахунків ми будемо використовувати алгоритми, наведені в [5]. Оскільки розглядувана споживча трансформаторна підстанція 10/0,38 кВ є новою, визначення навантажень вимагає попереднього виконання наступних дій: по-перше, встановлення найбільш доцільного розташування для трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, і по-друге, - прокладання маршрутів ліній 0,38/0,22 кВ відповідно до [7].

2.1 Визначення та вибір місця розташування ТП-10/0,4 кВ

Процес визначення оптимального місця розташування трансформаторної підстанції включає наступні *етапи* [13]:

1. Визначення пікових навантажень споживачів. Значення денних та вечірніх максимумів споживання електроенергії для кожного об'єкта отримуються з таблиці 2.1.

2. Картографування об'єктів. На плані населеного пункту (рисунок 2.1) відображається розташування всіх споживачів із зазначенням осей координат X та Y.

3. Визначення координат споживачів. Для кожного об'єкта вимірюються відстані від його центру навантаження до осей координат. Наприклад, котельня (споживач №19) має координати $x_{19}=9,5$ см; $y_{19}=2,2$ см (рисунок 2.1). Ці дані фіксуються в таблиці 2.1 (стовпці 8 та 9).

4. Визначення координат розташування ТП. Координати оптимального місця розташування трансформаторної підстанції визначаються за наступними формулами [10]:

$$X_p = \frac{958,7}{105,6} = 9 \text{ см}; \quad X_y = \frac{1201,8}{105,6} = 11,3 \text{ см};$$

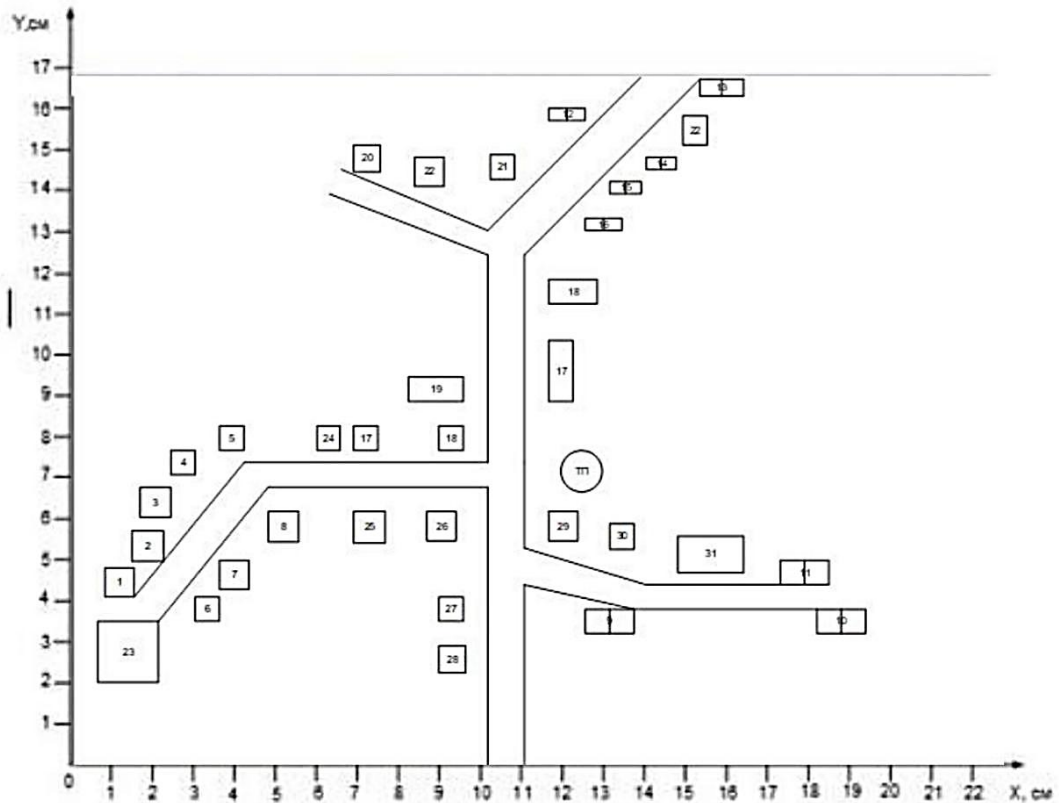


Рисунок 2.1 – План частини села з координатами.

Враховуючи, що на ділянці, позначеній на рисунку 2.1, розташована територія сільськогосподарського призначення та проходить край автошляху, пропонується перемістити місцезнаходження трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ [10] в точку з новими координатами: $X_n = 12$ см, $Y_n = 7$ см.

6. На плані місцевості відображається нове розташування трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ та схема ліній 0,38/0,22 кВ. Відповідно до розрахунків, виконаних у пункті 5, на плані населеного пункту позначається нове місцезнаходження ТП. Графічне зображення схеми розташування електричної мережі 0,38/0,22 кВ представлено на рисунку 2.1 (у графічній частині проєкту).

Враховуючи, що розраховане оптимальне місце розташування трансформаторної підстанції (відображене на рисунку 2.1) припадає на територію агропромислового поля та межує з дорогою, було прийнято рішення про зміну її локації [7, 9]. Нове місце розташування ТП-10/0,4 кВ визначено точкою з координатами $X_n=12$ см, $Y_n=7$ см.

На наступному етапі на план населеного пункту наноситься обране місце розташування ТП-10/0,4 кВ та розробляється схема ліній 0,38/0,22 кВ. При визначенні трас повітряних ліній низької напруги враховуються вимоги, викладені в розділі 2 [5]. Графічне відображення схеми електричної мережі 0,38/0,22 кВ представлено на рисунку 2.

2.2 Оцінка навантажень ліній електропередачі з напругою 0,38/0,22 кВ

Основними споживачами електроенергії на лініях з напругою 0,38 кВ, а також підключених до трансформаторних підстанцій 10/0,38 кВ, є житлові будівлі, об'єкти соціально-культурного призначення, підприємства, а також мережі зовнішнього та вуличного освітлення [13].

Для кожної повітряної або кабельної лінії складається розрахункова схема, на якій позначено споживачів, величини їх денного (P_d) та вечірнього (P_v) навантаження, нумерацію ділянок і їх довжини (див. рис. 2.2.1). Розрахунки виконуються поетапно, у визначеній послідовності [14].

Лінія 1

Ця лінія живить в основному житлові будинки, магазин та поштове відділення. Розрахунки виконуються відповідно до пункту 2 методики [15].

Згідно з початковими даними (табл. 2.1), житлові будинки поділяються на:

- Одноквартирні будинки старої забудови (6,8–11),
- Багатоквартирні благоустроєні газифіковані будинки (13–5,7).

Для багатоквартирного будинку (тип 13–5,7) питоме вечірнє навантаження становить [16]:

$$P_{ужб} = 24 \text{ кВт/буд.}$$

Кількість квартир: $n_{кв} = 12$, коефіцієнт одночасності $k_o = 0,75$.

Розрахунок вечірнього навантаження [15]:

$$P_{вжб} = k_o \cdot P_{ужб} \cdot n_{кв} = 0,75 \cdot 24 \cdot 2 = 36 \text{ кВт.}$$

Визначаємо повну потужність навантаження при $\cos\phi_{вж} = 0,93$:

$$S_{вжд} = P_{вжб} / \cos\phi_{вж} = 36 / 0,93 = 38,7 \text{ кВА.}$$

Загальна кількість таких будинків – 4, тому:

$$P_{вжб(сум)} = 4 \cdot 36 = 144 \text{ кВт,}$$

$$S_{вжд(сум)} = 4 \cdot 38,7 \approx 160 \text{ кВА.}$$

Для одноквартирних будинків:

$$P_{вжн} = 1,8 \text{ кВт/буд, кількість} = 5,$$

отже:

$$P_{вжб} = 5 \cdot 1,8 = 9 \text{ кВт,}$$

$$S_{вжд} = 9 / 0,93 \approx 9,67 \text{ кВА.}$$

Для інших об'єктів:

- Магазин: $P_{вм} = 4,0 \text{ кВт, } S_{вм} = 4,3 \text{ кВА.}$
- Пошта: $P_{вп} = 5,0 \text{ кВт, } S_{вп} = 5,3 \text{ кВА.}$

Сумарне вечірнє навантаження по лінії Л1:

- $P_{вл1} = 144 + 9 + 4 + 5 = 162 \text{ кВт,}$
- $S_{вл1} = 160 + 9,67 + 4,3 + 5,3 = 179,27 \text{ кВА.}$

Денне навантаження становить 35% від вечірнього:

- Багатоквартирні: $P_{джб} = 0,35 \cdot 24 = 8,4 \text{ кВт,}$
- Одноквартирні: $P_{джб} = 0,35 \cdot 9 = 3,15 \text{ кВт,}$
- Магазин: $P_{дм} = 0,35 \cdot 4 = 1,4 \text{ кВт,}$
- Пошта: $P_{дп} = 0,35 \cdot 5 = 1,75 \text{ кВт.}$

Денна повна потужність:

- $S_{джб} = 8,4 / 0,93 = 9,03 \text{ кВА,}$

- $S_{\text{додн}} = 3,15 / 0,93 = 3,39$ кВА,
- $S_{\text{дм}} = 1,4 / 0,9 = 1,56$ кВА,
- $S_{\text{дп}} = 1,75 / 0,85 = 2,06$ кВА.

Підсумкові денні значення [17]:

- $P_{\text{дл1}} = 8,4 + 3,15 + 1,4 + 1,75 = 14,7$ кВт,
- $S_{\text{дл1}} = 9,03 + 3,39 + 1,56 + 2,06 = 16,04$ кВА

Результати підсумовані в таблиці 2.2. Вуличне та зовнішнє освітлення, розрахунок здійснено за методикою [8].

Нормативна щільність потужності для вуличного освітлення в сільській місцевості [13]:

$$P_y = 3,5 \text{ Вт/м, довжина ділянки: } L_i = 545 \text{ м,}$$

$$P_{\Sigma \text{ву1}} = P_y \cdot L_i = 3,5 \cdot 545 = 1,907 \text{ кВт,}$$

$$S_{\Sigma \text{ву1}} = 1,907 / 0,93 \approx 2,05 \text{ кВА,}$$

Кількість опор:

$$N_{\text{оп}} = L_i / L_{\text{сп}} = 545 / 35 \approx 16 \text{ шт.}$$

Потужність одного ліхтаря:

$$P_{\text{дж}} = 1,9 \cdot 1000 / 16 \approx 118 \text{ Вт, приймаємо } P_{\text{дж}} = 140 \text{ Вт.}$$

Зовнішнє освітлення магазину для площі 50 м² при $P = 0,5$ Вт/м²:

$$P_{\text{мзо}} = 0,5 \cdot 50 = 25 \text{ Вт,}$$

$$S_{\text{мзо}} = 25 / 0,92 \approx 27,2 \text{ ВА}$$

Загальне навантаження освітлення:

- $P_{\Sigma \text{в}} = 1,907 + 0,025 = 1,932$ кВт,
- $S_{\Sigma \text{в}} = 1,932 / 0,92 \approx 2,1$ кВА.

Результати включено в таблицю 2.2. Розрахунок навантаження для ліній Л2 і Л3 проводиться аналогічно.

Для освітлення використовується консольний LED-світильник BetaLight BL-140-S3-AD, потужністю 140 Вт, з температурою світла 5000 °К. Цей тип освітлювального приладу вирізняється високою ефективністю, енергоощадністю, тривалим строком служби (до 15 років) та надійною роботою при напрузі до 300 В. Ефективна оптична система (до 96%) та вдосконалене охолодження сприяють стабільному світловому потоку та довговічності [18].

Таблиця 2.2 – Характеристика світильника.

Тип лампи	Led
Потужність	140 Вт
Матеріал	Алюміній, нержавіюча сталь
Захист	IP65
Довжина	650 мм
Довжина	330 мм
Вартість світильника	12900
<u>Країна реєстрації</u>	Україна
Зовнішній вигляд ліхтаря	
	

Рисунок 2.2 – Консольний LED-світильник BetaLight BL-140-S3-AD

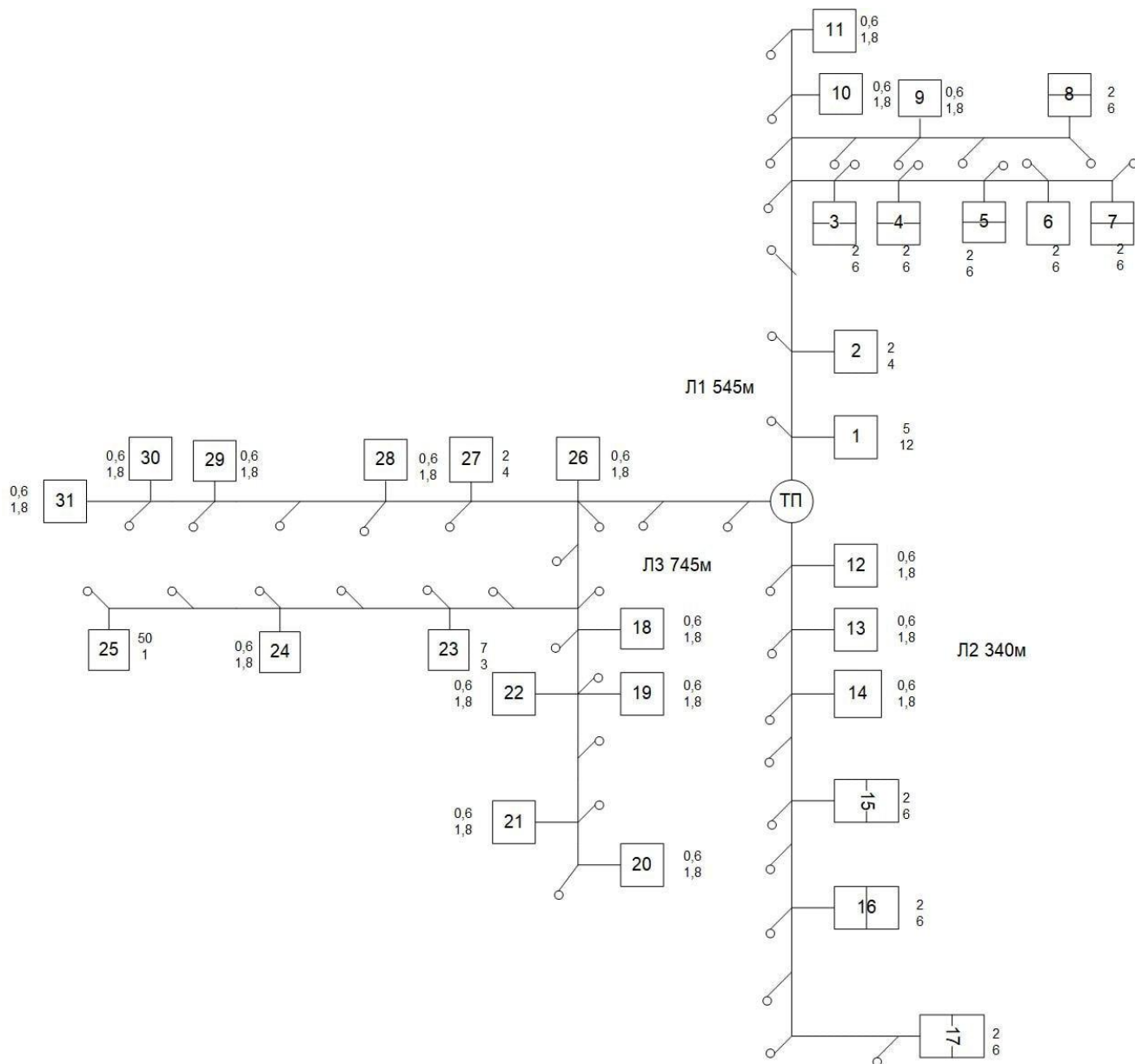


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема ПЛ-0,38/ 0,22кВ ділянки населеного пункту.

Таблиця 2.2 – Розрахунки навантаження на ПЛ 380/220 В

Найменування споживача	Розрахункова активна потужність, кВт		Коефіцієнт потужності ділянки		Розрахункова повна потужність, кВА	
	денного максимуму, $P_{p.d}$	вечірнього максимуму, $P_{p.e}$	денного максимуму, $\cos\phi_d$	вечірнього максимуму, $\cos\phi_e$	денного максимуму, S_d	вечірнього максимуму, S_e
Лінія 1						
Житлові будинки 1 гр.	3,15	24	0,90	0,93	8,4	9
Житлові будинки 2 гр.	8,4	9	0,90	0,93	3,15	3,38
Магазин	1,5	4	0,85	0,93	1,5	1,66
Пошта	1,75	5	0,85	0,9	1,75	2,05
Вуличне освітлення: $P_{\text{вгл}} 1,73$ кВт $S_{\text{вгл}} 1,88$ кВА						
ТП-1	14,8	42			14,8	16,09
Лінія 2						
Житлові будинки 1 гр.	1,89	5,4	0,90	0,93	2	5,8
Житлові будинки 2 гр.	6,3	18	0,90	0,93	6,7	19
Вуличне освітлення: $P_{\text{вгл}} 1,19$ кВт $S_{\text{вгл}} 1,2$ кВА						
ТП-2	8,19	23,4			8,7	24,8
Лінія 3						
Склад	1	0,35	0,90	0,93	0,41	1,07
Сільрада	3	1,05	0,70	0,75	1,16	4
Крамниця	4	1,4	0,90	0,93	1,5	4,3
Житлові будинки 1 гр.	19,8	6,93	0,90	0,93	7,45	21,29
Вуличне освітлення: $P_{\text{вгл}} 3,22$ кВт $S_{\text{вгл}} 3,5$ кВА						
ТП-3	27,8	9,73			10,52	30,66

2.3 Визначення загального навантаження ТП-10/0.38 кВ

Розрахунок проводиться відповідно до алгоритму. Оскільки навантаження основних ділянок ліній 0,38 кВ вже відомі (табл. 2.1), обчислимо денні та вечірні максимуми навантаження для ТП-10/0,38 кВ. Навантаження основних ділянок ліній становить [19]:

$$P_{\Sigma д1} = 14,8 \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma в1} = 42 \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma д2} = 8,19 \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma в2} = 23,4 \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma д3} = 27,8 \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma в3} = 9,73 \text{ кВт}.$$

Потужність зовнішнього освітлення вулиць, територій господарських дворів, торгових та культурно-побутових центрів дорівнює [15]:

$$P_{\Sigma взн1} = 1,73 \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma взн2} = 1,19 \text{ кВт},$$

$$P_{\Sigma взн3} = 3,22 \text{ кВт}.$$

Сумарна потужність зовнішнього освітлення:

$$P_{\Sigma взн1-3} = 1,73 + 1,19 + 3,22 = 6,14 \text{ кВт}$$

Денний максимум навантаження визначається як сума потужностей трьох ліній. Розрахунок виконується за формулою [10]:

$$P_{\Sigma ТПд} = P_{\Sigma л1} + P_{\Sigma л2} + P_{\Sigma л3} \quad (2.1)$$

Обчислюємо:

$$P_{\Sigma ТПд} = 14,8 + 8,19 + 27,8 = 50,79 \text{ кВт}$$

Оскільки споживачі ліній не є однорідними, для визначення загальної потужності необхідно врахувати середньозважений коефіцієнт потужності, який становить 0,80 [11]:

$$S_{\Sigma TPд} = 50,79 / 0,8 = 63,48 \text{ кВА}$$

Для вечірнього максимуму розрахунок виконується аналогічно денному. Окрім потужностей ліній 1, 2 та 3, до вечірнього максимуму додається повне навантаження зовнішнього освітлення $P_{взн1-3}$:

$$P_{\Sigma TPв} = P_{\Sigma в1} + \Delta P_{в2} + \Delta P_{в3} + P_{\Sigma взн1-3} \quad (2.2)$$

Обчислюємо:

$$P_{\Sigma TPв} = 42 + 23,4 + 9,73 + 6,14 = 81,27 \text{ кВт}$$

Визначаємо загальну потужність:

$$S_{\Sigma TPв} = 81,27 / 0,8 = 101,58 \text{ кВА}$$

Оскільки $S_{\Sigma TPд} < S_{\Sigma TPв}$, розрахунковим навантаженням для ТП-10/0,38 кВ приймаємо:

$$S_{\Sigma TPв} = 101,58 \text{ кВА.}$$

2.4 Вибір силового трансформатора ТП-10/0.38 кВ

Кількість і потужність силових трансформаторів трансформаторної підстанції (ТП) 10/0,4 кВ визначаються відповідно до пункту 3.4.2 розділу 3 та алгоритму у джерелі [5].

Оскільки дана підстанція не має споживачів першої категорії, згідно з пунктами 30 і 33 підпункту 2.3.3.4 розділу 2, достатньо встановити один трансформатор. Вибір номінальної потужності трансформатора здійснюється на основі економічних інтервалів навантаження.

Тоді для обраної підстанції зі змішаним навантаженням та $S_{рТП} = S_{\Sigma TPв} = 102,82 \text{ кВА}$ відповідно таблиці 2.3 [20]:

Таблиця 2.3 – Екон. інтервали навантаження трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

Вид <u>наванта-</u> <u>ження</u>	Номінальна потужність трансформатора, <u>кВА</u>							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Виробничі	До 45	46-85	86- 125	126- 160	161- 320	321- 355	356- 620	621- 630
Комунально- побутові	До 45	46-75	76- 120	121- 150	151- 315	316- 345	346- 630	631- 840
Змішані	До 50	51-85	86- 115	116- 150	151- 295	296- 330	331- 565	566- 755

$$S_{\text{ек. min}} = 86 \text{ кВА}; \quad S_{\text{ек. max}} = 116 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ек. min}} = 85 < S_{\text{р ТП}} = 102,85 < S_{\text{ек. max}} = 116,0$$

Номінальна потужність трансформатора дорівнює:

$$S_{\text{тр}} = p_{10 / 0,4} = 64 \text{ кВА.}$$

Характеристика Трансформатора «ТГМ-63»:

Трансформатор ТГМ-63 є силовим трансформатором, призначеним для використання в електричних мережах з напругою 6 або 10 кВ. Його основна функція полягає у перетворенні електричної енергії на підстанціях для подальшого її розподілу споживачам. Даний тип трансформаторів може встановлюватися як усередині приміщень, так і на відкритому повітрі. Ефективна робота трансформатора забезпечується за умов помірного та холодного клімату, а саме [11]:

- Відсутність хімічно активного або вибухонебезпечного середовища.
- Температурний діапазон навколишнього повітря від $-45 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для кліматичного виконання «У1» або від $-60 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для виконання «УХЛ1».

- Відсутність вібрацій, ударів та механічних впливів.
- Висота над рівнем моря не більше 1000 м.

Технічні характеристики трансформатора ТМГ-63 [6]:

Основними конструктивними елементами трансформатора ТМГ-63 є: бак з радіаторами, активна частина та кришка бака.

Бак трансформатора обладнаний рядом важливих елементів, включаючи пробку для відбору проби масла, пластину для заземлення, а також ущільнювачі з маслостійкої гуми. Зовнішнє покриття бака виконано атмосферостійкою фарбою.

Товщина стінок бака трансформатора ТМГ-63 варіюється в межах від 2,5 до 4,0 мм залежно від потужності пристрою. У верхній частині бака встановлені петлі для транспортування. Внутрішня частина бака оснащена радіаторами, а дно має швелери [7].

Кришка трансформатора містить вводи для вищої та нижчої напруги, привід перемикача, мановакуумметри, запобіжний клапан та петлі для переміщення трансформатора ТМГ-63 [8].

Таблиця: 2.4 – Технічні характеристики трансформатора ТМГ – 63.

Тип трансформатора	Потужність Т-ра, кВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	Схема і група з'єднання	Втрати <u>х.х.</u> ,Вт	Втрати <u>к.з.</u> ,кВт	<u>Uк</u> , %	<u>Iхх</u> , %
ТМГ 63	63	6,10	400	У/Ун-0	220	1330	4,7	1,6

Таблиця 2.5 – Основні характеристики трансформатора ТГМ-63

Номинальна потужність трансформатора ТМГ, кВА	63
Повна маса, кг	420
Довжина, мм	400
Ширина, мм	865
Висота повна, мм	1065
Схеми і групи з'єднань обмоток:	У/Ун-0 У/Зн-11 Д/Ун-11 <u>Ун/Д-11</u>
Вартість трансформатора, грн	116000
Зовнішній вигляд трансформатора ТГМ-63	
	

Важливо підкреслити, що трансформатор «ТГМ-63» має ряд значних переваг порівняно з іншими аналогічними пристроями. Серед них слід виділити:

- Повна герметичність конструкції, яка запобігає контакту масла з повітрям, усуваючи таким чином процеси окислення та зволоження.
- Відсутність розширювача масла, що спрощує конструкцію та зменшує ризик витоків.
- Наявність запобіжного клапана, який автоматично компенсує надлишковий тиск у баку, забезпечуючи безпечну експлуатацію.
- Відсутність потреби у регулярному обслуговуванні масла, такому як аналіз та доливання, а також в інших профілактичних заходах, пов'язаних з маслом.
- Немає необхідності у періодичному підкачуванні азоту та контролі рівня надлишкового тиску в баку [8].

2.5 Розрахунок і вибір ПЛ 0.38 кВ

Вирішення завдання підтримки належного технічного стану повітряних ліній електропередачі (ПЛ) на сучасному рівні неможливе без впровадження новітніх конструкцій та технологічних рішень [21]. У світовій практиці електромережевого будівництва протягом останніх десятиліть значного поширення набули повітряні лінії з використанням ізольованих проводів (ПЛІ).

Згідно з чинними нормативними документами, ПЛІ визначається як електротехнічна установка, призначена для передачі електричної енергії за допомогою ізольованих провідників, скручених у джгут, які розміщуються на відкритому повітрі та фіксуються до опор, стін будівель і споруд за допомогою спеціальних кріпильних елементів, таких як гаки, кронштейни та арматура [5].

При виборі оптимального перерізу самонесучих ізольованих проводів (СПІ) необхідно керуватися такими основними положеннями [5].

На головних ділянках ПЛІ та відгалуженнях від них слід використовувати трифазні СПІ. Необхідна кількість додаткових жил СПІ визначається проектною документацією.

Для відгалужень від ПЛІ до введів у будівлі (споруди) обов'язковим є застосування СПІ з ізольованою нульовою жилою.

На головних ділянках ПЛІ та їх відгалуженнях, де використовуються СПІ з однією несучою (нульовою) жилою, її мінімальний переріз повинен складати:

- у районах з розрахунковою товщиною ожеледі:
- до 10 мм – 25 мм².
- 15 мм і більше – 35 мм².

Магістральні лінії ПЛІ, як правило, виконуються проводами СПІ одного перерізу. Переріз жил СПІ на магістралі визначається шляхом електричних розрахунків, але зазвичай не повинен бути меншим за 50 мм².

За наявності економічного обґрунтування допускається виконання магістральних ліній СПІ з використанням декількох різних перерізів.

На відгалуженнях до введів у будівлі та споруди, залежно від кількості фаз (однофазні або трифазні) та величини електричного навантаження,

застосовуються дво- або чотирижильні СІП. Мінімальний переріз жил СІП при цьому не повинен бути меншим за 16 мм². Довжина відгалуження не повинна перевищувати 25 метрів [7].

При проходженні ПЛІ по територіях шкіл, дитячих будинків, технічних училищ, оздоровчих таборів та дошкільних навчальних закладів (ясел, садків, комбінатів) сумарний переріз несучих жил СІП повинен бути не меншим за 50 мм².

Для забезпечення належного функціонування електроприймачів, дотримання встановлених норм електробезпеки та захисту від атмосферних перенапруг на ПЛІ в електричних мережах із глухозаземленою нейтраллю обов'язково повинні бути передбачені заземлювальні пристрої, призначені для:

- повторного заземлення нульової жили СІП;
- захисту від атмосферних перенапруг;
- заземлення електрообладнання, встановленого на опорах ПЛІ;
- заземлення розрядників або обмежувачів перенапруги.

На ПЛІ металоконструкції залізобетонних та металевих опор підлягають приєднанню до нульового проводу на кожній опорі. Гаки та штирі на дерев'яних опорах ПЛІ не потребують заземлення, за винятком опор, на яких виконується повторне або грозозахисне заземлення [13].

У населених пунктах з одно- та двоповерховою забудовою ПЛІ, які не екрановані промисловими димовими та іншими трубами, високими деревами, будівлями тощо, повинні бути обладнані заземлювальними пристроями для захисту від грозових перенапруг. Опір таких заземлювальних пристроїв не повинен перевищувати 30 Ом, а відстань між ними для районів з різною річною кількістю грозових годин має бути такою [19]:

* до 40 годин – 200 м;

* понад 40 годин – 100 м.

Окрім заземлювальних пристроїв вони також повинні бути встановлені:

✓ на опорах з відгалуженнями від магістралі ПЛІ до введів будівель, де можливе перебування великої кількості людей (школи, дитячі садки, лікарні,

клуби тощо) або об'єктів, що мають значну господарську цінність (тваринницькі та птахівничі приміщення, склади, гаражі тощо);

✓ на кінцевих опорах ПЛЛ з відгалуженнями до вводів. При цьому максимальна відстань до сусіднього захисного заземлення цієї ж ПЛЛ не повинна перевищувати 50 м;

✓ на вводах від ПЛЛ до електроустановок, які підлягають заземленню.

Електротехнічний розрахунок.

Процес проектування повітряних ліній електропередачі 0,38 кВ (ПЛЛ-0,38 кВ) включає наступну послідовність розрахунків:

Визначається оптимальне місце розташування трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. (Визначено в розділі 2.1) [5].

Обирається найбільш ефективна конфігурація мережі 0,38 кВ та встановлюється необхідна кількість провідників на головних ділянках і відгалуженнях ПЛЛ. На основі визначеної конфігурації (пункт 2) розробляється розрахункова схема проєктованої мережі 0,38 кВ [22].

Визначаються розрахункові значення навантажень для окремих споживачів та на різних ділянках мережі.

Розраховуються робочі струми для тривалого режиму експлуатації на кожній ділянці мережі. Оскільки розрахунок проводиться для лінії № 3, що забезпечує живлення виробничих об'єктів, мережа є трифазною з нульовим проводом (глухозаземленою нейтраллю). Крім того, на цих ділянках передбачено встановлення вуличного освітлення, що зумовлює додавання ще одного провідника – «ліхтарного». Відповідно до цього, на всіх ділянках лінії № 3 0,38 кВ буде використано самонесучий ізольований провід (СПП) з п'ятьма жилами [11].

Визначається робочий струм для тривалого режиму роботи за формулою [5]. Розрахунок виконується для періоду максимального навантаження, яким є денний максимум. Наприклад, для ділянки, де розташовано житловий будинок:

$$I_{p25} = \frac{P_{p25}}{\sqrt{3}U_{0.38} \cos\varphi}, \quad (2.3)$$

$$I_{p25} = \frac{30}{1.73 \cdot 0.38 \cdot 0.8} = 60 \text{ A}$$

Для зовнішнього освітлення:

$$I_{p25з} = \frac{P_{p25з}}{U_{30} \cdot \cos\varphi} \quad (2.4)$$

$$I_{p25з} = \frac{0.90}{0.22 \cdot 0.92} = 4,44 \text{ A}$$

7. Визначаємо *тривалий допустимий струм нагріву* за виразом [17]:

$$I_{д.р 25} = \frac{P_{p25}}{Kt}, \quad (2.5)$$

Для обчислення коефіцієнта, що враховує вплив температури довкілля, необхідно визначити тривало допустиму температуру нагріву провідника відповідно до [5], яка становить $\vartheta_{доп} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$. Фактична максимальна температура навколишнього середовища для Сумської області складає $\vartheta_{факт} = 39 \text{ }^\circ\text{C}$ (у літній період). Нормативне значення температури навколишнього середовища для провідників приймається рівним $\vartheta_{норм} = 25^\circ\text{C}$.

Тоді коефіцієнт, що враховує температуру навколишнього середовища (kt), визначається наступним чином [16]:

$$Kt = \sqrt{\frac{t_{д}-t_{н.с}}{t_{д}-t_{н}}} = \sqrt{\frac{65-39}{65-25}} = 0,72$$

Тоді:

$$I_{д.р25} = \frac{60}{0,72} = 80,0 \text{ A}$$

$$I_{д.р25з} = \frac{4,44}{0,72} = 6,16 \text{ A}$$

8. Вибір перерізу та марки проводів. Вибір СІП виконуємо враховуючи тривалий допустимий струм нагріву, сонячної радіації U . Для даного регіону, а саме Сумської області $U=773 \text{ Вт/м}^2$ [5].

Тоді $I_{др25}=80,0$ А; $Y=773$ Вт/м² та температура навколишнього середовища $t_{н.с}=39$ °С таблиця 2.5.1 вибираємо СІП з перерізом струмової жили $F_{жрф}= 35$ мм².

Таблиця 2.6 – Тривало допустимі струми навантаження СІП з алюмінієвими жилами

Переріз струмо- провідної жили, мм ²	Струм, А, за інтенсивності сонячної радіації, Вт/м ²					
	0		600		1125	
	При температурі навколишнього повітря, °С					
	25	40	25	40	25	40
10	90	80	80	65	65	50
16	110	95	95	80	75	55
25	150	130	125	105	100	70
35	180	155	150	120	120	80
50	235	205	195	160	150	100
70	290	255	240	190	180	115
95	350	305	280	225	210	125
120	410	360	330	265	240	140

Крім того, для вуличного освітлення при $I_{др25з}=4,0$ А; $Y=773$ Вт/м² та температура навколишнього середовища $t_{н.с} = 39$ °переріз ліхтарного проводу буде складати $F_{жро}= 10$ мм².

У даному проєкті вуличне освітлення реалізується шляхом прокладання окремої «ліхтарної» жили у складі самонесучого ізольованого проводу (СІП).

Згідно з [15], для цієї мети обрано СІП марки AsXS-4x35+25-ТУУ31.3-00113997.015-2001, що являє собою алюмінієвий провід з чотирма несучими фазними жилами перерізом 35 мм² кожна та однією «ліхтарною» жилою перерізом 25 мм².

Допустимий тривалий струм для жил перерізом 35 мм² становить $I_{д.доп}=80$ А, а для «ліхтарного» проводу перерізом 25 мм² – $I_{д.доп} = 70$ А.

$$I_{д.доп}= 80 \text{ А} = I_{др25} = 80,0 \text{ А} ; I_{д.доп}= 70 \text{ А} > I_{дрз} = 5,5.$$

3. ПРОЄКТ РЕКОНСТРУКЦІЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ БАГАТОКВАРТИРНИХ БУДИНКІВ В С. БЕРЕЗА

3.1 Аналіз споживання електроенергії багатоквартирних будинків у с. Береза Шосткинського району.

Багатоквартирні будинки розташовані в с. Береза Шосткинського району. Загальна площа ділянки: побудовано 4 однотипних триповерхових будинки площею 1500 м², у кожному будинку по 12 квартир середньою площею по 80 м².

Таким чином, у всіх багатоквартирних будинках розташовуються 48 квартир, в кожній з яких в середньому проживають 3-4 особи [11].

На рисунку 3.1 представлено супутниковий фотознімок багатоквартирних будинків.



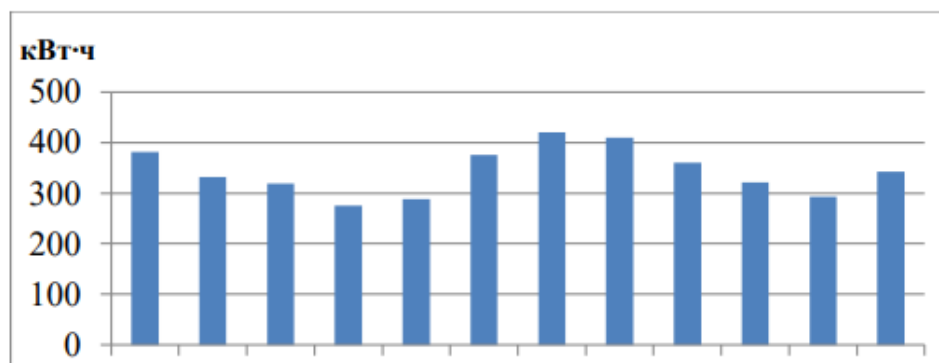
Рисунок 3.1 – Супутниковий знімок

Для початку аналізу побудуємо річний графік споживання 1 квартири в будинку, площею 80 м², в якій проживають 4 особи. Цей графік буде будуватися за фактичним споживанням електроенергії, взятим з квитанцій на оплату. Склад електроспоживачів квартири та їхнє усереднене місячне споживання представлено в таблиці 3.1 [21].

Таблиця 3.1 - Склад електроспоживачів квартири та їхнє усереднене місячне споживання

Найменування навантаження	Кількість	Потужність (кВт)	Годин/день	Годин/тиждень	Годин/місяць	Коеф. одночасності	Коеф. використання	Разом (кВт·год/місяць)
Галогенні лампи	40	0.04	6	42	180	0.22	1	63.36
Світлодіодні лампи	17	0.015	6	42	180	0.53	1	24.327
Холодильник	1	0.25	24	168	720	1	1	180
Телевізор	2	0.3	3	21	90	0.5	1	27
Пральна машина	1	1.5	2	14	60	1	0.2	18
Праска	1	1	0.5	3.5	15	1	0.2	3
Пилосос	1	1.6	0.5	3.5	15	1	0.25	6
Комп'ютер	1	0.15	3	21	90	1	0.8	10.8
Духова піч	1	1.5	0.5	3.5	15	1	0.2	4.5
Мікрохвильова піч	1	0.8	0.25	1.75	7.5	1	1	6
Фен	1	1.8	0.25	1.75	7.5	1	0.5	6.75

На рисунку 3.2 представлено графік річного енергоспоживання 1 квартири в будинку.



Січ. Лют. Бер. Кв. Тр. Чер. Лип. Сер.Вер.Жов. Лис.Груд.

Рисунок 3.2 – Графік річного енергоспоживання 1 квартири

Річне споживання квартири площею 80 м² з 4 мешканцями в будинку становить 4116 кВт·год. Найбільше навантаження припадає на липень і складає

420 кВт·год, найменше навантаження припадає на квітень і становить 275 кВт·год, середнє місячне навантаження – 343 кВт·год.

Через неможливість отримання фактичних даних споживання решти квартир у будинку, приймаю вищеотримані дані за середнє енергоспоживання кожної квартири в будинках [23].

Графік річного споживання 4 багатоквартирних будинків представлено на рисунку 3.3.

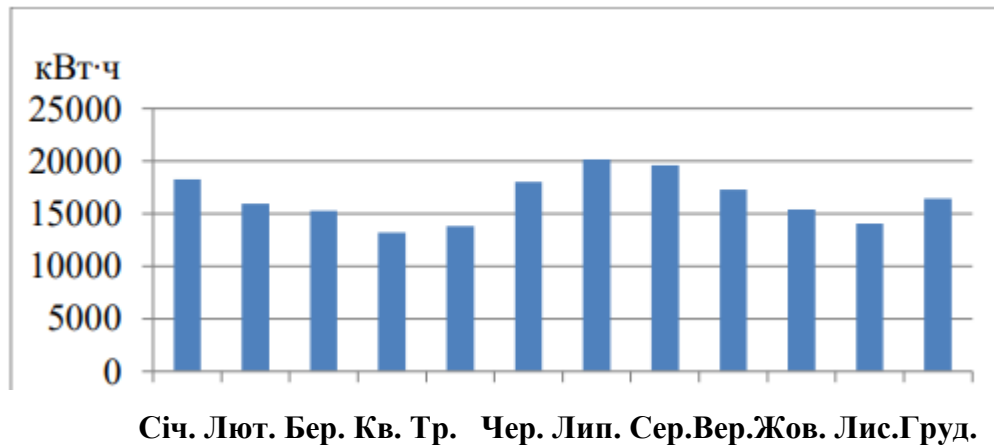


Рисунок 3.3 – Графік річного енергоспоживання 1 квартири в будинку

Таким чином, усереднене річне споживання 4 будинків, із 48 квартирами, становить 197568 кВт·год. Найбільше навантаження припадає на липень і складає 20160 кВт·год, найменше навантаження припадає на квітень і становить 13200 кВт·год, середнє місячне навантаження – 16464 кВт·год [24].

3.2 Оцінка сонячного потенціалу, розробка системи живлення багатоквартирних будинків на основі ВДЕ

Оскільки територія житлового комплексу та прилеглої місцевості, з огляду на високу щільність забудови, не дозволяє встановлювати встановлення ВДЕ на основі енергії вітру (ВЕС), моїм завданням буде розробка системи живлення на основі сонячних фотоелектричних панелей, що працюватимуть паралельно з мережею за "зеленим" тарифом, так званої on-grid системи. Оскільки в районі розташування наших багатоквартирних будинків не спостерігаються проблеми з безперебійним живленням від мережі, то встановлення системи з

аккумуляторними батареями вважаю недоцільним та таким, що здорожує систему [25]. На рисунку 3.4 представлено структурну схему планованої СЕС.

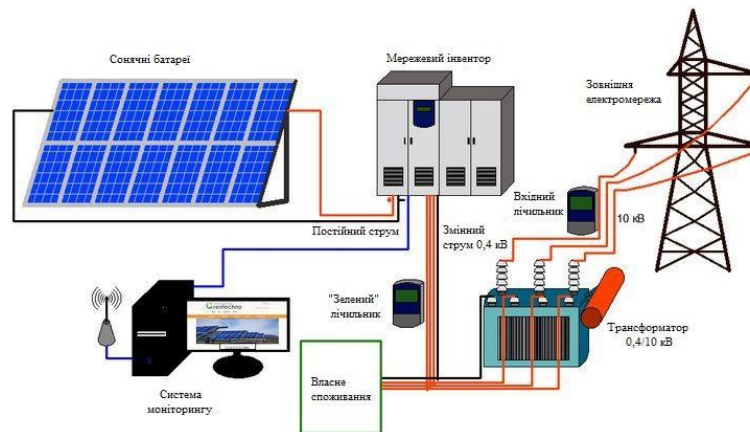


Рисунок 3.4 – Структурна схема мережевої СЕС

Відповідно до п. 2 глави 1 Правил купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом, фізична або юридична особа, яка забезпечує повністю або частково власне споживання електричної енергії за допомогою відновлюваних джерел енергії, підключених до розподільної електричної мережі, має право на встановлення системи на основі ВДЕ потужністю до ста кіловат [13].

Маючи штучне обмеження у 100 кВт встановленої потужності, щоб не займати корисну площу ділянки багатоквартирних будинків, я прийняв рішення встановити 4 сонячні установки по 24 кВт потужності кожна. Ці установки будуть встановлені на плоских безскатних дахах 4 будинків типу А. Площа даху таких будинків становить 500 м².

Для визначення доцільності спорудження сонячної електростанції в даному районі необхідно провести оцінку сонячного потенціалу. Сонячний потенціал визначається показниками сонячної інсоляції. Сонячна інсоляція – це кількість електромагнітної енергії (сонячної радіації), що падає на поверхню Землі. Іншими словами, це кількість електромагнітної енергії сонця, що падає на поверхню землі.

Знаючи рівні інсоляції конкретного регіону, ми можемо визначити кількість електроенергії, яку може виробляти сонячний модуль у цьому регіоні.

Одиницею вимірювання сонячної інсоляції є кВт·год/м². Рівні сонячної інсоляції суттєво відрізняються в різних точках нашої планети. Так, наприклад, середньорічне значення сонячної інсоляції для Середньої Азії, Центральної Європи та Канади знаходиться на рівні 1000 кВт·год/м², для Середземномор'я – близько 1700 кВт·год/м², а для країн Африки, Аравійського півострова та Австралії – на рівні 2200 кВт·год/м². Таким чином, чим ближче до екватора розташована СЕС, тим краще [24].

За один рік на 1 м² поверхні землі припадає 1474,3 кВт·год/м² сонячного випромінювання. Найбільші показники сонячної інсоляції припадають на липень і становлять 194 кВт·год/м², найменші показники припадають на грудень і становлять 46 кВт·год/м². Таким чином, отримані річні значення перевищують середні значення сонячної інсоляції для даного регіону, що є сприятливим для розміщення СЕС.

3.3 Вибір типу та потужності сонячного інвертора

Для нашої фотоелектричної системи буде використовуватися мережевий інвертор, через який надлишки енергії, виробленої фотоелектричними панелями, будуть продаватися в мережу за «зеленим» тарифом [22].

Було обрано мережевий інвертор виробництва китайської компанії KSTAR моделі GSL0100T. PV інвертор серії GSL0100T – це трифазний мережевий сонячний інвертор, номінальна вихідна напруга якого становить 400 В змінного струму. Інвертор представлено на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Мережевий інвертор KSTAR GSL0100T

Технічні характеристики інвертора наведено в таблиці 3.2 та таблиці 3.3.

Таблиця 3.2 – Параметри постійного струму на вході в інвертор

Модель	GSL0100T
Максимальна вхідна потужність, кВт	110
Максимальна вхідна напруга, В	900
Діапазон вхідної напруги, В	450-850
Максимальний вхідний струм, А	160
Максимальний струм КЗ, А	206
Кількість входів	2+2
Мінімальна напруга перемикачів інвертора, В	450

Таблиця 3.3 – Параметри змінного струму на виході інвертора

Модель	GSL0100T
Максимальна вихідна потужність, кВт	100
Система	Трифазний струм, нульовий провід та заземлення
Номінальна напруга, В	400
Максимальний вихідний струм, А	144
Номінальна частота, Гц	50
Коефіцієнт потужності (cos Φ)	0.95
ККД, %	97,7
Споживання в режимі очікування, Вт	<10
Відносна вологість, %	<95%
Ступінь захисту	IP20
Розміри (ширина, висота, довжина), мм	835x1860x935
Вага, кг	900

Таблиця 3.4 – Технічні характеристики сонячних модулів

Виробник	Модель	Країна виробн.	Потужність/ напруга	Ефект. модуля	Розміри (м)	Ціна за од. (UAH)
CanadianSolar	CS3U-394MB-AG	Канада	394 Вт/39.8 В	19.64%	2.02·0.992	5025
NEOSUN	NS-370M	КНР	370 Вт/39.7 В	19.2%	1.96·0.99	3216
JinkoSolar	JKM400M-72H-V	КНР	400 Вт/41,7 В	19.88%	2·1	3350

Також, згідно з правилами купівлі-продажу електроенергії від нетто-споживачів ("зелений" тариф), усі об'єкти з використання ВДЕ повинні мати сертифікати. Усі представлені моделі пройшли послідовність випробувань, призначену для перевірки безпеки фотоелектричних модулів.

Послідовність випробувань та критерії проходження призначені для виявлення потенційних поломок внутрішніх та зовнішніх компонентів фотоелектричних модулів, які можуть призвести до пожежі, ураження електричним струмом та/або травм персоналу. Дані моделі сертифіковані та відповідають усім міжнародним стандартам [11].

Для покриття однієї установки потужністю 24 кВт для цих панелей необхідна різна їх кількість. Загальна вартість 24 кВт сонячних модулів різних виробників представлена в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Вибір сонячних модулів

Виробник	Модель	Кількість модулів	Загальна вартість (UAH)	Ціна за 1 кВт (UAH)
CanadianSolar	CS3U-394MB-AG	61	306525	12770
NEOSUN	NS-370M	65	209040	8710
JinkoSolar	JKM400M-72H-V	60	201000	8375

У проєкті будуть використані модулі JinkoSolar моделі Cheetah JKM400M-72H-V. Детальні технічні дані цього модуля представлено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Технічні характеристики модуля ЖКМ400М-72Н-V

Модель	ЖКМ400М-72Н-V
Макс. Потужність, Вт	400
Оптимальна напруга ТМП, В	41,7
Оптимальний струм ТМП, А	9,6
Напруга ХХ, В	49,8
Струм КЗ, А	10,36
Ефективність модуля, %	19,88
Максимальна напруга системи, В	1000
Діапазон робочих температур	-40°C до +85°C
Температурний коефіцієнт струму α_t , %/°C	0,048
Температурний коефіцієнт напруги β_t , %/°C	-0,29
Ступінь захисту	IP67
Розміри (ширина, висота, довжина), мм	2008×1002×40
Вага, кг	22,5

Однією з особливостей є те, що дані модулі складаються зі 144 сонячних елементів, оскільки в цих модулях застосовано технологію Half-Cell [14]. Це технологія з використанням напівпровідникових сонячних комірок.

Напівпровідникові модулі мають сонячні елементи, які розрізані навпіл, що підвищує продуктивність та довговічність модуля. На відміну від традиційних панелей з 60 або 72 комірками, напівпровідникові матимуть 120 та 144 комірки з половинним розрізом відповідно.

Робочий діапазон напруг інвертора знаходиться між напругою старту та максимальною напругою. Коли напруга постійного струму від сонячних панелей досягає напруги $U_{dc\ start}$, перетворювач починає працювати та шукає точку максимальної потужності МРР. Якщо напруга не досягає значень діапазону МРР-трекера інвертор працює не на повну потужність. Найбільша ефективність інвертора досягається при номінальній напрузі, тому з'єднання ланцюгів сонячних батарей повинні бути такими, щоб видавати номінальну напругу інвертора або близьку до неї.

У технічному паспорті кожного інвертора вказано діапазон напруг МРРТ, при цій напрузі алгоритмом трекера буде знайдено точку максимально потужності на вході постійного струму інвертора. Ще одним важливим параметром є мінімальна напруга перемикання інвертора. Це напруга системи фотоелектричних модулів, при якій інвертор починає виробляти електричну енергію. У нашому випадку, згідно з технічним паспортом інвертора, діапазон МРРТ становить від 450 до 850 В, а мінімальна напруга перемикання становить 450 В. Ці параметри визначають кількість сонячних модулів, тип їх з'єднання (послідовне, паралельне або змішане). При послідовному з'єднанні сонячних модулів їхні напруги складаються, струм залишається незмінним, а при паралельному з'єднанні складаються струми модулів при незмінній напрузі. Отримані при з'єднанні модулів значення струмів і напруг не повинні перевищувати допустимі значення обраного інвертора [17].

При низьких температурах постійна напруга від сонячних панелей збільшується. Відповідно до численних досліджень, на практиці температура PV-модулів не опускається нижче 20-25 °С.

Розрахуємо максимальну напругу одного модуля за формулою:

$$U_{OC(t)} = U_{OC} \left(1 + (t-25) \frac{\beta_t}{100} \right), \quad (3.1)$$

де

$U_{OC}(t)$ — значення напруги при температурі, В;

U_{OC} — напруга холостого ходу (49,8 В);

t — мінімальна робоча температура (-25 °С);

β_t — температурний коефіцієнт модуля (-0,29%/°С).

Максимальна напруга одного модуля, В:

$$U_{OC(t)} = 49,8 \cdot \left(1 + (-25-25) \frac{-0,29}{100} \right) = 57 \text{ В.} \quad (3.2)$$

Кількість модулів у ланцюзі повинна відповідати умові [14]:

$$N_{\max} \leq \frac{U_{DC\max}}{U_{OC(t)}}, \quad (3.3)$$

де $U_{DC\max}$ – максимально допустима напруга входу інвертора, В.

$$N_{\max} \leq \frac{900}{57} = 15,78 \text{ шт.}$$

Округлюємо до найближчого меншого цілого числа й отримуємо, що в один ланцюг, з'єднаний послідовно, можна встановити 15 сонячних панелей.

На відміну від напруги, струм, що генерується сонячним модулем, прямо пропорційний температурі, тобто при збільшенні температури збільшується й струм, а при зменшенні температури струм зменшується. Температурний коефіцієнт струму α_t визначає зміну струму від температури.

За формулою розрахуємо максимальний струм КЗ одного модуля:

$$I_{SC(t)} = I_{SC} \left(1 + (t - 25) \frac{\alpha_t}{100} \right), \quad (3.4)$$

де

$I_{SC(t)}$ — значення струму КЗ сонячної батареї при 70 °С, А;

I_{SC} — значення струму КЗ, вказане в характеристиці модуля;

t — максимальна температура (70 °С);

α_t — температурний коефіцієнт струму (0,048 %/°С).

Максимальний струм КЗ одного модуля, А:

$$I_{SC(t)} = 10,36 \left(1 + (70 - 25) \frac{0,048}{100} \right) = 10,52 \text{ А.}$$

Кількість модулів у ланцюзі повинна відповідати умові:

$$N_{\max} \leq \frac{I_{SC\max}}{I_{SC(t)}} = \frac{206}{10.52} = 19.58 \text{ шт.}$$

Округлюємо до найближчого меншого цілого числа й отримуємо, що на вхід постійного струму не рекомендується встановлювати більше ніж 19 сонячних модулів, з'єднаних паралельно [17].

У моєму випадку робочий діапазон інвертора становить від 450 до 850 В. Мінімальна стартова напруга становить 450 В. Таким чином, необхідно визначити мінімально допустиму кількість сонячних модулів, щоб сонячні модулі видавали мінімальну стартову напругу інвертора. Для цього підраховується мінімальне та максимальне значення напруги сонячних модулів: мінімальне значення при температурі +70 °С та максимальне при -25 °С.

Мінімальне значення напруги модуля при температурі +70 °С розраховується за формулою (3.5):

$$U_{\text{от}(t_{\max})} = 41.7 \cdot \left(1 + (70 - 25) \frac{-0.29}{100} \right) = 36.3 \text{ В.} \quad (3.5)$$

Мінімально допустима кількість модулів при послідовному з'єднанні повинна відповідати умові:

$$N_{\min} \cdot U_{\text{от}(t_{\max})} \geq 450 \text{ В.} \quad (3.6)$$

Отже:

$$N_{\min} \geq \frac{450}{36.3} = 12.39 \text{ шт.}$$

Округлюємо результат до найближчого більшого цілого числа й отримуємо, що в один ланцюг, з'єднаний послідовно, необхідно встановити не менше ніж 13 сонячних модулів.

Для того щоб не займати корисну площу земельної ділянки багатоквартирних будинків, було прийнято рішення, що сонячні модулі будуть розділені на 4 групи, по одній групі сонячних модулів на один дах багатоквартирного будинку. Кожна група складатиметься з 60 сонячних модулів, встановленою потужністю 24 кВт, що в сумі для 4 груп дає 240 сонячних модулів та 96 кВт.

Знайшовши максимальну та мінімальну допустиму кількість модулів, з'єднаних послідовно, було прийнято рішення, що одна група сонячних панелей складатиметься з 4 ланцюгів по 15 сонячних модулів, з'єднаних послідовно. Значення струмів і напруг кожного послідовного ланцюга модулів, що видаються в точці максимальної потужності, становитимуть $I_{mp}=9,6$ А, $U_{mp}=625,5$ В, що відповідає значенню потужності $P=6000$ Вт [19].

Проводи від двох груп сонячних модулів, по 60 модулів у кожній, будуть підключатися до входів постійного струму сонячного об'єднувача постійного струму. Усі вхідні групи в об'єднувачі з'єднуються між собою паралельно, що призводить до збільшення струму на виході постійного струму об'єднувача при незмінній напрузі. Далі від об'єднувача постійний струм подається до мережевого інвертора для подальшого перетворення його на змінний трифазний струм.

Сонячні модулі будуть встановлені на металеві конструкції, так звані сонячні столи.

На кожен сонячний стіл буде встановлено по 30 сонячних модулів. Сонячні модулі будуть встановлені вертикально під кутом 35° до горизонталі та прикріплені до металевих конструкцій сонячного столу.

Кут нахилу панелей було визначено за допомогою спеціального програмного забезпечення PVGIS, яке вказало оптимальний кут нахилу, що дорівнює 35° до горизонталі, та азимут напрямку сонячних панелей на Південь (180°) для місцевості, в якій розташовані багатоквартирні будинки.

3.5 Вибір додаткового обладнання, кабелів постійного та змінного струму

Було обрано PV-об'єднувач від того ж виробника, що й інвертор – KSTAR, моделі GSC16-DM. Технічні характеристики представлено в таблиці 3.7 [10].

Таблиця 3.7 – Технічні характеристики KSTAR GSC16-DM

Модель	GSC16-DM
Максимальна кількість паралельних входів	16 (16 плюсів, 16 мінусів)
Номінальний струм кожного ланцюга, А	15
Діапазон робочої напруги, В	200-1000
Система живлення	Від фотоелектричного ланцюга
Розміри (ШхДхВ), мм	720x240x640
Вага, кг	40
Діапазон робочих температур, °С	-40°С - +65°С
Клас захисту	IP65

Коробка об'єднувача має по 16 позитивних та 16 негативних входів постійного струму від сонячних панелей і по одному позитивному та негативному виходу постійного струму для підключення до інвертора.

Даний PV-об'єднувач укомплектований вбудованим вихідним вимикачем постійного струму, пристроєм захисту від імпульсних перенапруг (ПЗП) сонячних панелей та запобіжниками на стороні сонячних панелей. Також PV-об'єднувач має ряд переваг [18]:

- захист IP65;
- спеціальний пристрій захисту від перенапруги PV, запобіжники та автоматичний вимикач;
- високопродуктивний датчик напруги та струму, висока точність вимірювання;
- моніторинг у реальному часі стану запобіжників, вимикачів та ПЗП;

- сигналізація для фотоелектричної батареї та перегорілого запобіжника;
- бездротовий модуль, пульт дистанційного керування для вимикача.

У підрозділі 2.5 ми з'ясували, що максимальний струм, який протікає в ланцюзі послідовно з'єднаних сонячних модулів при найвищій можливій температурі, становить 10,52 А, оскільки при послідовному з'єднанні значення струму ланцюга не змінюється і дорівнює струму одного сонячного модуля. Тому для одного ланцюга сонячних модулів, що складається з 15 послідовно з'єднаних сонячних модулів, має бути обраний провід, здатний витримати тривалий струм 10,52 А та мінімізувати падіння напруги в проводі між сонячними модулями та блоком об'єднання постійного струму.

З таблиці ПУЕ [17] щодо допустимих тривалих струмів для проводів з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з мідними жилами було обрано мідний провід перерізом 6 мм² з гумовою ізоляцією, допустимий тривалий струм якого дорівнює 50 А. Провід обрано із запасом, з урахуванням можливої майбутньої модернізації СЕС та збільшення струмів у ланцюзі, щоб зменшити падіння напруги в проводах. Крім того, провід перерізом 6 мм² є максимально допустимим за перерізом для конекторів сонячних модулів типу MC4.

Втрати напруги в проводах ланцюга постійного струму при тривалому навантаженні, перерізом 6 мм², визначаються за формулою (3.7):

$$\Delta U = \frac{2 \cdot I \cdot l}{\gamma \cdot S}, \quad (3.7)$$

де

ΔU – втрати напруги в проводах постійного струму, В;

I – струм ланцюга постійного струму, А;

l – довжина лінії, м;

γ – питома провідність міді, $0,59 \cdot 10^8$ См/м

S – переріз провідника, м².

Отже:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot 9,6 \cdot 60}{0,59 \cdot 10^8 \cdot 6 \cdot 10^{-6}} = 3,25 \text{ В.}$$

Втрати напруги в ланцюгу постійного тривалого струму довжиною 60 м, виконаному мідними проводами перерізом 6 мм², становлять 3,25 В, або 0,52% від напруги на початку ланцюга.

В якості провідника 6 мм² буде обрано кабель марки ВВГнг 1х6. Це силовий кабель, що складається з однієї мідної струмопровідної жили з площею поперечного перерізу 6 мм², ізоляцією з ПВХ, оболонкою з ПВХ зниженої горючості. Термін служби кабелю – 30 років. Даний кабель представлений на рисунку 3.8.



Рисунок 3.8 – Кабель ВВГнг 1х6, 6 мм²

Для з'єднання об'єднувача постійного струму та інвертора необхідно обрати проводи іншого перерізу, ніж переріз проводів від сонячних модулів до об'єднувача, оскільки після приєднання кількох ланцюгів сонячних панелей до об'єднувачів струми ланцюгів підсумовуються і струм на виході об'єднувачів збільшується. Згідно з рекомендаціями виробника інвертора, мінімальний переріз проводів на кожен вхід постійного струму повинен становити не менше ніж 50 мм². З тієї ж таблиці ПУЕ [17] щодо допустимих тривалих струмів для проводів з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з мідними жилами було обрано мідний провід перерізом 50 мм² з гумовою ізоляцією, допустимий

тривалий струм якого дорівнює 215 А. Провід обрано із запасом, з урахуванням можливого майбутнього збільшення потужності СЕС.

Втрати напруги в проводах ланцюга постійного струму при тривалому навантаженні, перерізом 50 мм², визначаються за формулою:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot 76.8 \cdot 50}{0.59 \cdot 10^8 \cdot 50 \cdot 10^{-6}} = 2.6 \text{ В.}$$

Втрати напруги в ланцюгу постійного тривалого струму довжиною 50 м, виконаному мідними проводами перерізом 50 мм², становлять 2,6 В, або 0,42% від напруги на початку ланцюга [13].

В якості провідника 50 мм² буде обрано кабель марки ВВГнг 1х50.



Рисунок 3.9 – Кабель ВВГнг 1х50, 50 мм²

Це силовий кабель, що складається з однієї мідної струмопровідної жили з площею поперечного перерізу 50 мм², ізоляцією з ПВХ, оболонкою з ПВХ зниженої горючості. Допустимий тривалий струм дорівнює 220 А. Термін служби кабелю – 30 років.

Для 3-фазного виходу змінного струму інвертора переріз проводу обирається за допустимими тривалими струмами з таблиці ПУЕ. Але згідно з рекомендаціями виробника інвертора, мінімальний переріз проводів змінного струму інвертора повинен становити не менше ніж 70 мм² на кожен фазу. З вищезгаданої таблиці ПУЕ [17] було обрано мідні проводи перерізом 70 мм² з гумовою ізоляцією, допустимий тривалий струм яких дорівнює 270 А.

Втрати напруги в ланцюзі змінного струму довжиною 50 м, виконаному мідними проводами перерізом 70 мм², становлять 3,75 В, або 0,94% від напруги на початку ланцюга.

В якості провідника буде обрано кабель марки ВВГнг 4х70. Кабель ВВГнг 4х70 силовий з мідними жилами призначений для передачі та розподілу електричної енергії в мережах на напругу до 660 В та 1000 В частотою 50 Гц. Ізоляція жил – з полівінілхлоридного пластикату (ПВХ), зовнішній захисний ПВХ шар – з негорючого полівінілхлоридного пластикату. Допустимий тривалий струм однієї жили дорівнює 237 А. Термін служби кабелю – 30 років.

Даний кабель представлений на рисунку 3.10.



Рисунок 3.10 – Кабель ВВГнг 4х70, 70 мм²

Для одного ланцюга з 15 послідовно з'єднаних сонячних модулів було обрано двополюсний вимикач навантаження від компанії АВВ моделі OTDC16F2. Технічні характеристики вимикача навантаження представлено в таблиці 3.8 [10].

Таблиця 3.8 – Технічні характеристики вимикача навантаження АВВ

Параметр	Значення
Номінальний робочий струм при 660 В, А	16
Номінальний робочий струм при 1000 В, А	10
Номінальна витримувана імпульсна напруга, кВ	8
Номінальна витримувана напруга ізоляції, В	1000
Номінальний короточасний витримуваний струм КЗ при 1000 В	0,8 кА протягом 1 с
Втрати потужності	0,15 Вт на полюс
Переріз кабелю, мм ²	2,5 - 16
Ступінь захисту	IP20
Розміри (ДхШхВ), мм	66.2x52.5x89

Вимикач навантаження ABB OTDC16F2 представлено на рисунку 3.11.



Рисунок 3.11 – Вимикач навантаження ABB OTDC16F2

Вимикач ABB моделі OTDC16F2 має 2 положення: "вимкнено" (off) або "ввімкнено" (on), і встановлюється на DIN-рейку. До встановлення приймаємо 16 вимикачів навантаження ABB OTDC16F2.

3.6 Прогнозні дані виробництва електроенергії СЕС

Для отримання прогнозованої річної виробітки електроенергії від даної СЕС було використано веб-сервіс PVSOL. Цей веб-сервіс розроблений німецькою компанією Valentin Software [26]. Крім раніше викладених можливостей визначення сонячної інсоляції, за допомогою PVSOL можна розробляти та моделювати всі типи сучасних фотоелектричних систем: від невеликих систем на даху з кількома модулями до систем середнього розміру на дахах або великих сонячних парків з кількістю модулів до 100 000. Сервіс дозволяє змоделювати прогнозу виробітку СЕС у будь-якій частині планети. Після того як користувач вказав річне споживання об'єкта та місцезнаходження СЕС на інтерактивній карті, для подальшого моделювання користувачеві необхідно вказати виробника, модель, кількість сонячних модулів, як показано на рисунку 3.12:

P: 400 Wp, η: 19.9 %, Type: mono

No. of Modules

Total PV power 96 kWp

Inverter

Manufacturer

Рисунок 3.12 – Інтерфейс веб-сервісу PVSOL

Веб-сервіс автоматично визначає найкращий кут нахилу панелей та їхній напрямок і найбільш підходящий сонячний інвертор. Після введення вихідних даних веб-сервіс видає прогнозні дані.

Прогнозну річну виробітку СЕС представлено на рисунку 3.13.

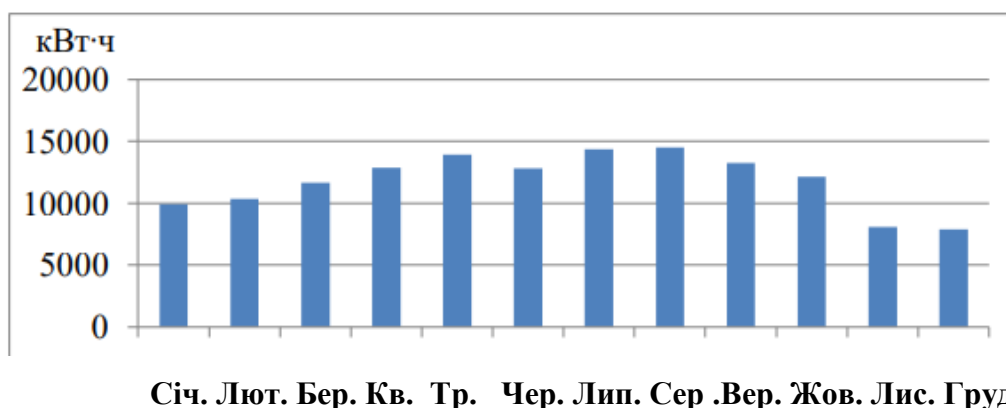


Рисунок 3.13 – Графік прогнозної річної виробітки СЕС

Прогнозна річна виробітка СЕС становитиме: 141735 кВт·год. Пік виробітки припадає на серпень і становить 14999 кВт·год, а найменша виробітка припадає на грудень і становить 7892 кВт·год.

Річне енергоспоживання багатоквартирних будинків, що становить 328752 кВт·год, 27,9% якого буде забезпечуватися за рахунок СЕС, а решта навантаження – 72,1%, або 237017 кВт·год, покриватиметься за рахунок мережі. При цьому за рахунок продажу надлишків енергії за "зеленим" тарифом у мережу річне споживання багатоквартирних будинків з мережі знизиться на 43,1% до 187017 кВт·год.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Загальні вимоги безпеки при електромонтажних роботах

У рамках реконструкції системи електропостачання населеного пункту Береза, особлива увага приділяється дотриманню вимог охорони праці, оскільки роботи пов'язані з монтажем електрообладнання, заміною ліній електропередач і впровадженням фотоелектричних установок [17].

Електромонтажні та експлуатаційні роботи в електроустановках повинні проводитись виключно працівниками, які пройшли відповідне навчання, перевірку знань правил технічної експлуатації та охорони праці, та мають групу допуску не нижче III (для робіт у електроустановках до 1000 В). Всі роботи повинні проводитися згідно з чинними нормативними актами: Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС), Правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок (ПТЕЕС), ДСТУ EN 50110-1 та іншими.

Перед початком робіт проводиться інструктаж з охорони праці та перевірка технічного стану інструментів, засобів захисту і пристроїв. Заборонено допускати до виконання електромонтажних робіт осіб у стані алкогольного чи наркотичного сп'яніння, а також тих, хто не пройшов медичний огляд.

4.2 Ідентифікація небезпечних та шкідливих факторів

Під час реконструкції системи електропостачання можуть виникати такі основні фактори небезпеки:

- ураження електричним струмом при дотику до струмопровідних частин;
- падіння з висоти при монтажі або демонтажі елементів ПЛ (повітряних ліній);
- механічні травми при встановленні опор, прокладанні кабелів, кріпленні обладнання;

- термічні опіки при короткому замиканні або несправності обладнання;
- вплив погодних умов (ожеледь, гроза, сильний вітер) при виконанні зовнішніх робіт;
- вплив ультрафіолетового випромінювання та перегрів при монтажі сонячних панелей.

Під час робіт на висоті обов'язкове використання страхувальних пристроїв, а при роботі з електрообладнанням — використання діелектричних рукавиць, інструменту з ізолюючим покриттям, захисних окулярів тощо [18].

4.3 Засоби індивідуального та колективного захисту

Усі працівники, залучені до виконання робіт, повинні бути забезпечені засобами індивідуального захисту (ЗІЗ), до яких належать:

- захисний одяг з негорючих матеріалів (електрозахисний костюм);
- діелектричні рукавиці та калоші;
- каски зі щитками;
- страхувальні пояси;
- захисні окуляри або щитки при роботі зі зварюванням;
- жилети зі світловідбиваючими елементами.

Коллективні засоби захисту включають в себе: заземлюючі пристрої, запобіжні блокування, огороження струмоведучих частин, попереджувальні знаки і плакати, а також пристрої автоматичного відімкнення живлення при аваріях [10].

4.4 Електробезпека при монтажі СІП та сонячних панелей

Монтаж самонесучого ізольованого проводу (СІП) зменшує ймовірність ураження струмом завдяки суцільній ізоляції, однак не усуває необхідність дотримання заходів безпеки. Особливо важливо приєднання проводів під напругою проводити із застосуванням відповідного інструменту та в присутності відповідальної особи, що здійснює нагляд [16].

При монтажі СЕС (сонячних електростанцій) особливу увагу необхідно звернути на роботи з постійним струмом. Сонячні модулі навіть при слабкому освітленні виробляють напругу до 40–50 В кожен, і при їх послідовному з'єднанні утворюється високовольтна напруга. Тому монтаж виконується поетапно з обов'язковим закриттям виводів модулів до моменту підключення до інвертора.

4.5 Пожежна безпека

Пожежна безпека забезпечується дотриманням вимог ДБН В.2.5-56:2014 та наказів ДСНС України. Усі електроустановки мають бути виконані з дотриманням норм по пожежному захисту. У приміщеннях розміщення обладнання (щитова, інверторна) передбачаються засоби пожежогасіння: вогнегасники вуглекислотного типу, автоматичне пожежне оповіщення [6].

На території об'єкта встановлюються попереджувальні знаки, схеми евакуації, забезпечується наявність пожежних рукавів, щитів і відер. Забороняється паління на території проведення монтажу, особливо поблизу трансформаторних підстанцій.

4.6 Організаційні заходи та допуски

Організація безпечного виконання робіт включає:

- призначення відповідальної особи за безпечне проведення робіт;
- оформлення наряду-допуску;
- перевірку наявності ЗІЗ та справності обладнання;
- проведення інструктажу перед початком робіт;
- встановлення меж зони небезпеки;
- контроль метеоумов при роботах на відкритому повітрі.

При проведенні робіт в охоронних зонах ліній електропередач обов'язково враховується відстань до струмоведучих частин згідно з ПУЕ [1]. Роботи виконуються лише після відключення напруги та встановлення заземлення [7].

5.ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ БУДІВНИЦТВА СЕС

5.1 Визначення капітальних вкладень

Капітальні вкладення у проєктування та будівництво включають у себе кілька складових: вартість обладнання, монтажних робіт та транспортних послуг [19]. Крім того, враховуються витрати на будівництво конструкцій, витрати на монтажні та пусконаладжувальні роботи та витрати на транспортування.

Загальна сума капітальних вкладень (Кзаг) розраховується за формулою (5.1):

$$K_{заг} = K_c + K_{ПО} + K_M + K_{ПР}, \quad (5.1)$$

де

$K_{ПО}$ – капітальні вкладення на придбання обладнання, грн;

K_c – капітальні вкладення на будівельні роботи, грн;

K_M – капітальні вкладення на монтажні та пусконаладжувальні роботи, грн;

$K_{ПР}$ – інші капітальні вкладення (включають витрати на транспортування), грн.

Розрахуємо капіталовкладення в кабельні лінії та обладнання.

Загальні витрати, необхідні на вимикачі навантаження, визначаються за формулою (5.2):

$$K_{ов} = n \cdot K_v, \quad (5.2)$$

де

K_v – вартість одного вимикача, що дорівнює 15300 грн;

n – кількість усіх вимикачів, що дорівнює 16.

$$K_{ов} = 16 \cdot 15300 = 244800 \text{ гривень.}$$

Загальні витрати, необхідні на кабельні лінії (6 мм²), визначаються за формулою (5.3):

$$K_{кл1}=l \cdot K_{кл1}, \quad (5.3)$$

де

$K_{кл1}$ – вартість одного метра кабельної лінії, що дорівнює 200 грн;

l – довжина всіх кабелів перерізом 6 мм², що дорівнює 700 м.

$$K_{кл1}=700 \cdot 200=140000 \text{ гривень.}$$

Загальні витрати, необхідні на кабельні лінії (50 мм²), визначаються за формулою (5.4):

$$K_{кл2}=l \cdot K_{кл2}, \quad (5.4)$$

де

$K_{кл2}$ – вартість одного метра кабельної лінії, що дорівнює 1700 грн;

l – довжина всіх кабелів перерізом 50 мм², що дорівнює 100 м.

$$K_{кл2}=100 \cdot 1700=170000 \text{ гривень.}$$

Загальні витрати, необхідні на кабельні лінії (70 мм²), визначаються за формулою (5.5):

$$K_{кл3}=l \cdot K_{кл3}, \quad (5.5)$$

де

$K_{кл3}$ – вартість одного метра кабельної лінії, що дорівнює 7100 грн;

l – довжина всіх кабелів перерізом 70 мм², що дорівнює 50 м.

$$KKЛЗ=50 \cdot 7100=355000 \text{ гривень.}$$

Загальні витрати, необхідні на об'єднувачі постійного струму, визначаються за формулою (5.6):

$$K_{\text{опс}}=n \cdot K_o, \quad (5.6)$$

де

K_o – вартість одного об'єднувача постійного струму, що дорівнює 55000 грн;

n – кількість об'єднувачів, що дорівнює 2.

$$K_{\text{опс}}=2 \cdot 55000=110000 \text{ гривень.}$$

Загальні витрати, необхідні на сонячні модулі, визначаються за формулою (5.7):

$$K_{\text{см}}=n \cdot K_m, \quad (5.7)$$

де

K_m – вартість сонячного модуля, що дорівнює 50000 грн;

n – кількість усіх вимикачів, що дорівнює 240.

$$K_{\text{см}}=240 \cdot 50000=12000000 \text{ гривень.}$$

Витрати, необхідні на мережевий інвертор, – 3850000 грн.

Загальні витрати на придбання обладнання станції становлять (тис. грн):

$$K_{\text{ПО}}=244,8+140+170+355+110+12000+3850=16869,8 \text{ тис. гривень.}$$

Витрати на будівельні роботи становлять 1350000 грн. Витрати на монтажні та пусконаладжувальні роботи – 345000 грн. Витрати на транспортування – 360000 гривень.

Отже, загальна сума капітальних витрат становить:

$$КЗАГ=16869,8+1350+345+360=18924,8 \text{ тис. гривень.}$$

5.2 Розрахунок вартості реалізованої електроенергії

Вартість реалізованої електроенергії (V_P) визначається за формулою (5.8):

$$V_P = E_B \cdot T_{сер}, \quad (5.8)$$

де

E_B – річний відпуск електроенергії з шин станцій, кВт·год;

$T_{сер}$ – граничний тариф на відпущену електроенергію для станцій.

Отже:

$$V_P = 141735 \cdot 17,81 = 2524300 \text{ гривень.}$$

Собівартість електроенергії за розрахунковий термін визначається за формулою (5.9):

$$C_{соб} = \frac{K_{заг} + t_p \cdot B_{експ}}{t_p \cdot E_B}, \quad (5.9)$$

де

$K_{заг}$ – сума капітальних вкладень, гривень;

$B_{експ}$ – щорічні експлуатаційні витрати, гривень;

E_B – річний відпуск електроенергії з шин станцій, кВт·год;

p – розрахунковий період, років.

Отже:

$$C_{\text{соб}} = \frac{18924800 + 25 \cdot 764761}{25 \cdot 141735} = 10,74 \text{ гривні/кВт-год.}$$

5.3 Розрахунок абсолютної ефективності капітальних вкладень

При будівництві нового об'єкта підприємства розраховують коефіцієнт загальної (абсолютної) економічної ефективності капітальних вкладень [26], який визначається за формулою (5.10):

$$E_a = \frac{D - B_{\text{експ}}}{K_{\text{заг}}}, \quad (5.10)$$

де

D – доходи від основної діяльності;

$B_{\text{експ}}$ – експлуатаційні витрати;

$K_{\text{заг}}$ – капітальні вкладення.

$$E_a = \frac{2524300 - 764761}{18924800} = 0,093.$$

Наступним показником абсолютної економічної ефективності є термін окупності інвестиційних вкладень. Термін окупності інвестиційних вкладень (Ток) – термін повернення коштів, є показником, оберненим до коефіцієнта загальної (абсолютної) ефективності. Він визначається за формулою (5.11):

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{E_a} = \frac{1}{0,093} = 10,7 \text{ року.} \quad (5.11)$$

Термін окупності інвестицій (payback period, PP) являє собою час, необхідний для покриття інвестицій за рахунок чистого грошового потоку, створюваного проєктом [26]. Іншими словами, період окупності є не що інше, як тривалість періоду, після закінчення якого поточний чистий дохід залишається невід'ємним і проєкт виходить у прибуток. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування будівництва on-grid 96 кВт сонячної електростанції показало, що термін окупності інвестицій, витрачених на обладнання, будівництво, монтаж, введення в експлуатацію та експлуатаційні витрати, становитиме близько 10,7 року, що є нормативним терміном окупності, тобто будівництво СЕС є економічно доцільним і проєкт варто схвалити.

6. ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА ПРОЄКТУ

6.1 Загальні положення

Реконструкція системи електропостачання в с. Береза передбачає заміну застарілих повітряних ліній неізолюваними проводами на самонесучий ізолюваний провід (СП), модернізацію електромереж багатоквартирних будинків та впровадження сонячних електростанцій (СЕС). У зв'язку з цим постає необхідність оцінки потенційного впливу запланованих заходів на навколишнє природне середовище.

Екологічна експертиза проводиться з метою визначення рівня відповідності проєктних рішень чинним нормам природоохоронного законодавства, забезпечення екологічної безпеки та мінімізації шкідливого впливу на довкілля.

6.2 Потенційний вплив на довкілля

1. Повітряні лінії електропередач (ПЛ): Заміна неізолюваних проводів на СП значно знижує ризик коротких замикань, іскор та загорянь, особливо в лісових або пожежонебезпечних зонах. Ізолювані проводи мають менший вплив на фауну (особливо птахів), адже ймовірність контакту з відкритими струмоведучими частинами мінімізується.

2. Сонячні електростанції: СЕС працюють без шкідливих викидів, не створюють шуму, не виробляють викидів CO₂ або інших забруднювачів. Таким чином, їх впровадження позитивно впливає на екологічну ситуацію в регіоні. Єдиний екологічно чутливий етап — це утилізація модулів по завершенню терміну експлуатації, яка потребує належної переробки матеріалів (скло, кремній, метали).

3. Будівельні роботи: Тимчасовий вплив на ґрунт, рослинність та мікрофауну можливий під час встановлення опор ПЛ або монтажу конструкцій для СЕС. Цей вплив є короткочасним і за умови дотримання норм будівельної екології не призводить до довгострокових наслідків.

6.3 Позитивні екологічні наслідки

- Зменшення втрат електроенергії за рахунок модернізації мереж сприяє раціональнішому використанню енергоресурсів.
- Зниження викидів парникових газів завдяки використанню сонячної енергії замість викопного палива.
- Зменшення кількості аварій в електромережах та ризику виникнення пожеж.
- Поліпшення візуального та акустичного середовища внаслідок впровадження безшумних, статичних елементів енергосистеми.

6.4 Заходи з охорони довкілля

Щоб уникнути негативного впливу на довкілля, у проєкті передбачено такі заходи:

- виконання робіт у суворій відповідності до екологічних стандартів та СНіПів;
- обмеження будівельних робіт у період активного розмноження птахів або в межах захисних смуг;
- мінімізація порушення ґрунтового покриву;
- використання матеріалів, дозволених для тривалого використання у відкритому середовищі;
- передача відпрацьованих сонячних модулів, кабелів та інших елементів на спеціалізовані пункти утилізації.

Реалізація даного проєкту відповідає принципам сталого розвитку та екологічної безпеки. Проведений аналіз показує, що заплановані заходи мають мінімальний негативний і значний позитивний екологічний вплив. Проєкт не порушує природоохоронного законодавства.

ВИСНОВКИ

У межах дипломного проєкту було здійснено техніко-економічне обґрунтування реконструкції системи електропостачання в с. Береза Шосткинського району Сумської області. В процесі роботи проведено аналіз існуючого стану електромереж, виявлено їх основні недоліки, а також запропоновано сучасні рішення для підвищення надійності, ефективності та безпеки електропостачання.

На основі зібраних даних та виконаних розрахунків було розроблено проєкт заміни застарілої повітряної лінії 0,4 кВ з неізольованим проводом на сучасну лінію із самонесучим ізольованим проводом (СІП), що дозволяє зменшити втрати електроенергії, знизити аварійність, покращити електробезпеку і забезпечити довговічність експлуатації мережі.

Особливу увагу приділено модернізації електромереж багатоквартирних житлових будинків, де проведено розрахунок електричних навантажень, розроблено схему підключення споживачів і підібрано відповідне обладнання з урахуванням вимог енергоефективності та безпеки.

У проєкті також розглянуто можливість використання відновлюваних джерел енергії — зокрема, встановлення дахових сонячних електростанцій (СЕС) для часткового забезпечення житлового фонду електроенергією. Було виконано оцінку сонячного потенціалу регіону, підібрано оптимальні типи фотоелектричних модулів, інверторів і кабельної інфраструктури, а також розраховано схеми з'єднання панелей відповідно до технічних параметрів обладнання.

Окремо у роботі приділено увагу питанням охорони праці та екологічної безпеки. Запропоновані рішення відповідають вимогам чинного законодавства України щодо безпечного виконання електромонтажних робіт, запобігання виробничому травматизму, а також дотримання екологічних норм у процесі впровадження нових енергетичних технологій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
2. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT).
3. ДБН В.2.5-23-2022 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення: Державні будівельні норми і правила // ДП «Укрархбудінформ». Київ: Мінрегіонбуд України, 2022. 169 с.
4. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд. . – Київ : Мінрегіонбуд України, 2008. – 54 с.
5. ДБН В.2.2-9:2018 Будинки і споруди. ГРОМАДСЬКІ БУДИНКИ ТА СПОРУДИ. Основні положення: Державні будівельні норми і правила // ДП «Укрархбудінформ». Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 69 с.
6. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
7. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення: Державні будівельні норми і правила // ДП «Укрархбудінформ». Київ: Мінрегіон України, 2018. 133 с.
8. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення». Наказ Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 15 лютого 2010 р. № 64.
9. Кирик В.В. Електричні мережі та системи: Підручник – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2021. -324 с.
10. Сегеда М.С., Бахор З.М., Яцейко Я.А.. Проектування ліній електричних мереж: Навчальний посібник – Львівська політехніка:, 2020.-200 с.
11. Шкрабець Ф. П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.

12. Н.В. Букович, Г.М. Лисяк Розрахунок струмів коротких замикань: навчальний посібник – Львів: Ви-во Львівської політехніки, 2018. – 236 с.
13. Войтюк, Ю. П. Монтаж пристроїв блискавкозахисту будівель та споруд : навчальний посібник / Ю. П. Войтюк, Д. Г. Писаренко. – Вінниця : ВНТУ, 2021. – 94 с.
14. Костик Л. М. Конспект лекцій з курсу «Проектування промислового освітлення» для студентів спеціальності 8.05070105 «Світлотехніка і джерела світ-ла» / укл. : Л. М. Костик. - ТНТУ імені Івана Пулюя, 2015. - 132 с.
15. Бабюк, С. М., & В Пліс, Я. (2020). Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання / Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів,, «Актуальні задачі сучасних технологій», 2, С. 82-83.
16. Design of an intelligent system to control educational laboratory equipment based on a hybrid mini-power plant. Orobchuk, B., Buniak, O., Babiuk, S., Sysak, I. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2023, 2(9-122), pp. 59–72. ISSN 1729-3774.
17. Orobchuk B., Sysak I., Babiuk S., Rajba T., Karpinski M., Klos-Witkowska A., Szkarczyk R., Gancarczy J. Development of simulator automated dispatch control system for implementation in learning process. 2017 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications (IDAACS). IEEE, Buharest, vol. 1, September 2017, pp. 210–214.
18. Intensity Based Dual Axis Solar Tracking System. Веб-сайт. URL: https://www.researchgate.net/publication/276885092_Intensity_Based_Dual_Axis_Solar_Tracking_System.
19. Photovoltaic Report. Веб-сайт. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.

20. Sotnik, S. Modern Integrated Software Development Environments / S. Sotnik, V. Lyashenko, T. Schakurova // International Journal of Academic and Applied Research (IJAAR). – Vol. 5, Issue 10. – 2021. – P. 157-161.

21. World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels. Веб-сайт. URL: <https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/TiltAngles.pdf>.

22. World Magnetic Model (WMM). Веб-сайт. URL: <https://www.ncei.noaa.gov/products/world-magnetic-model>.

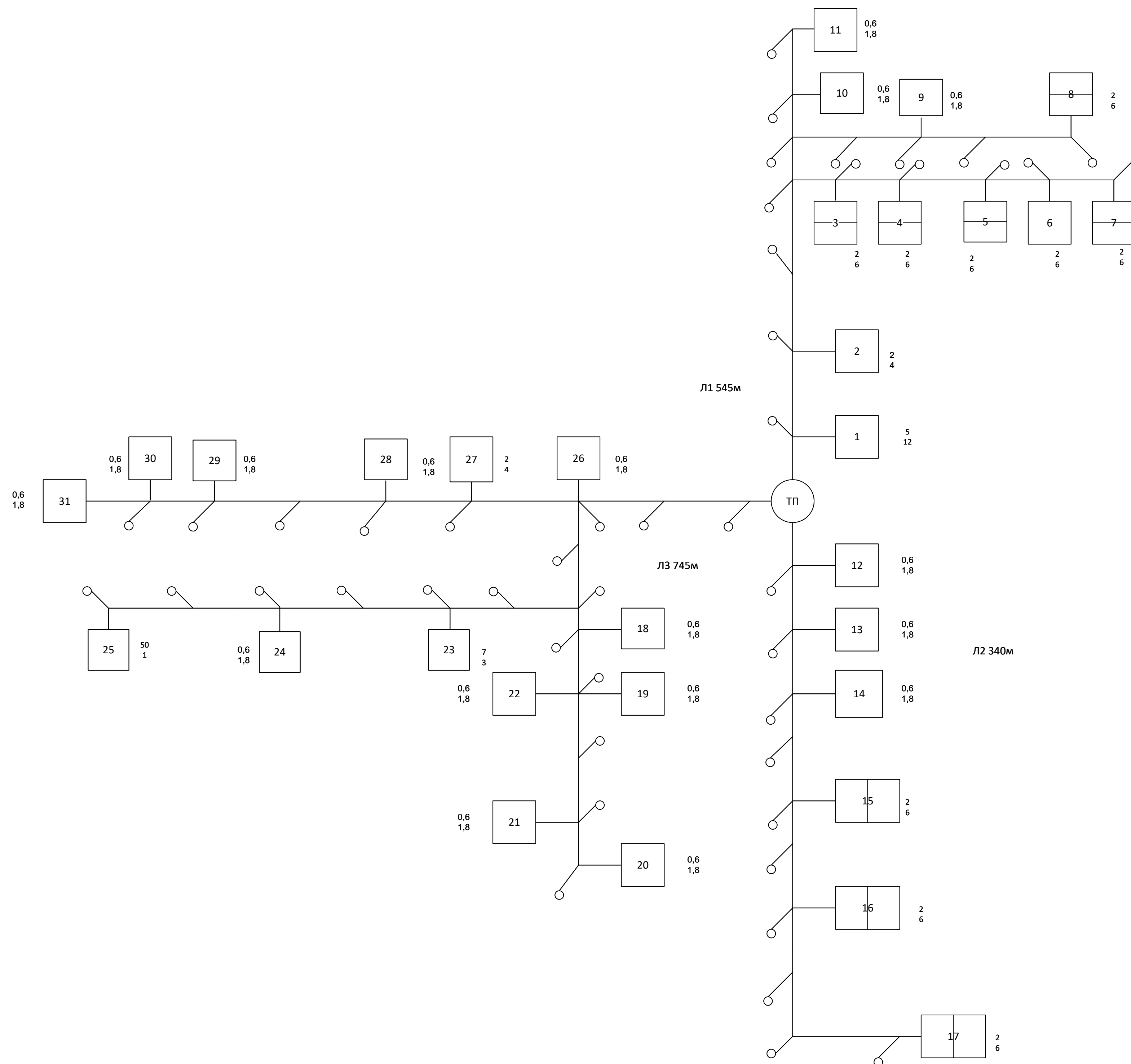
23. Сонячна панель Longi Solar LR5-54HTH-430M HPBC Hi-MO 6 Explorer. Веб-сайт. URL: https://e-energy.in.ua/solar_panels/solnechnaja-panel-longi-solar-lr5-54htn-430m-hpbc-hi-mo-6-explorer.html.

24. Гібридний інвертор Powmr POW-HVM2H-12V-N, 12 В, 1600 Вт Веб-сайт. URL: <https://ecodrive.in.ua/ru/gibridniy-invertor-powmr-pow-hvm2h-12v-n-12v-1600-vt-bezperebiynik-ups-dbzh/>.

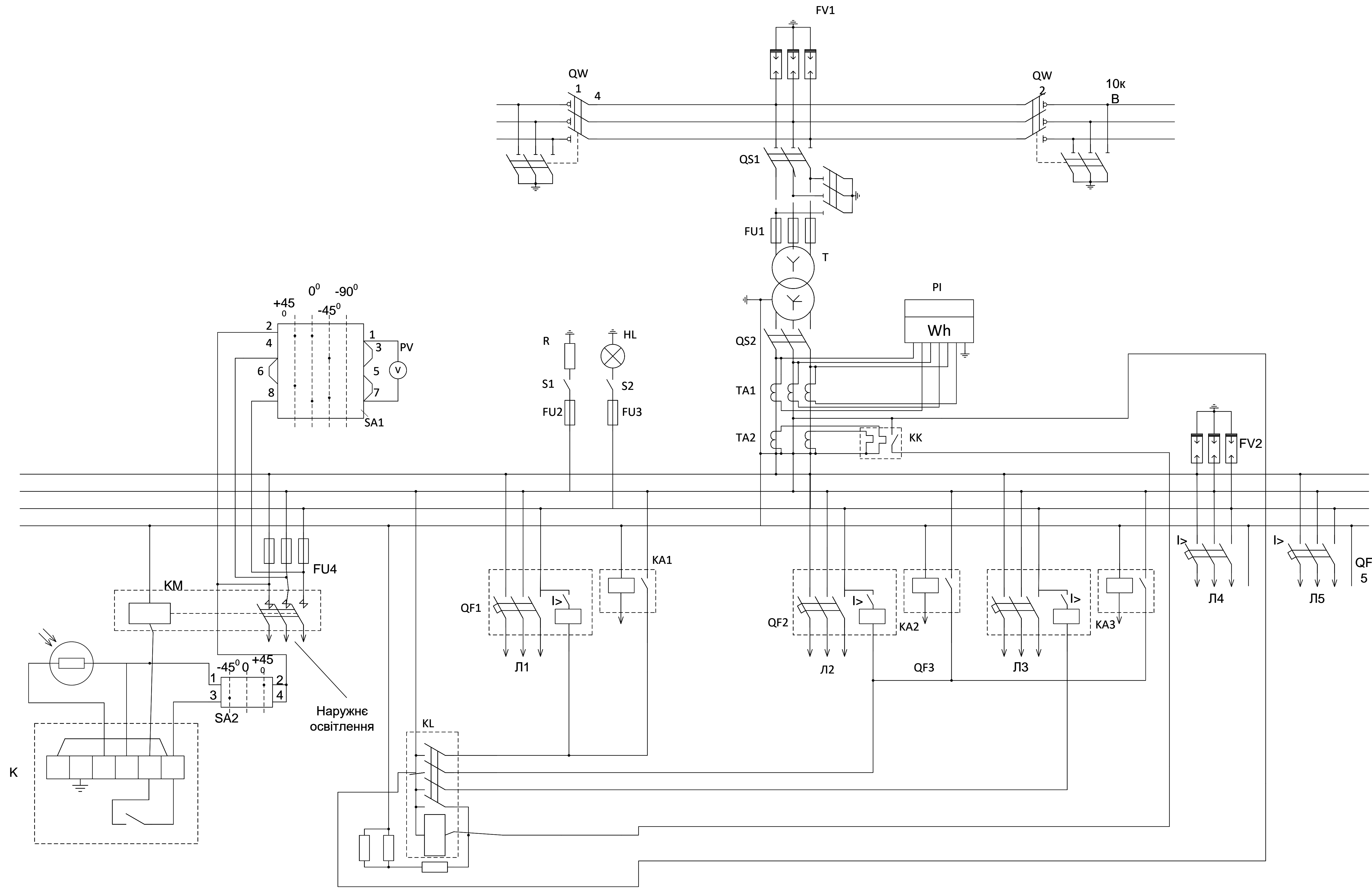
25. Акумулятор Surge LiFePO4 12V-100Ah. Веб-сайт. URL: <https://home-energy.com.ua/akkumulyatory/surge-100-lifepo4-12v-100ah-1280wh.html>.

26. Calculation of annual solar energy output of a photovoltaic system. Веб-сайт. URL: https://photovoltaic-software.com/principle-ressources/how-calculate-solar-energy-power-pv-systems#google_vignette.

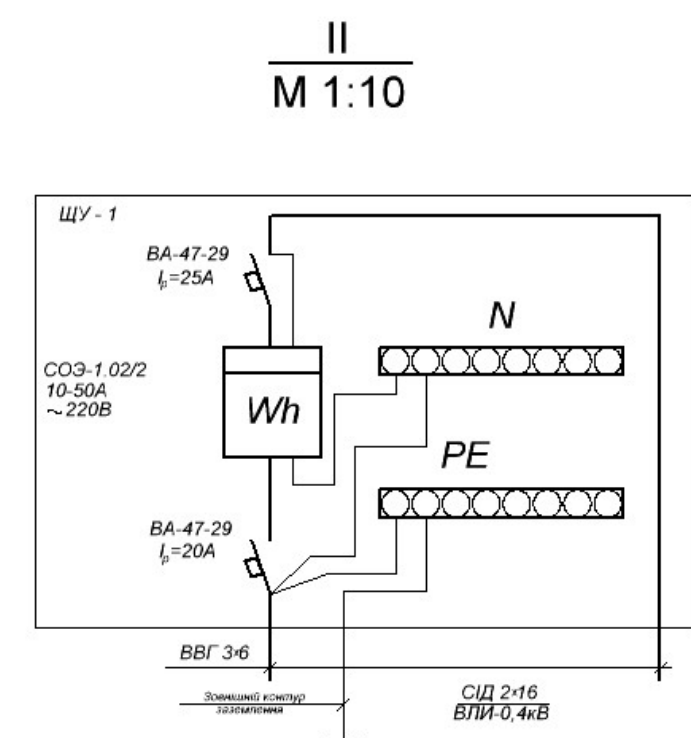
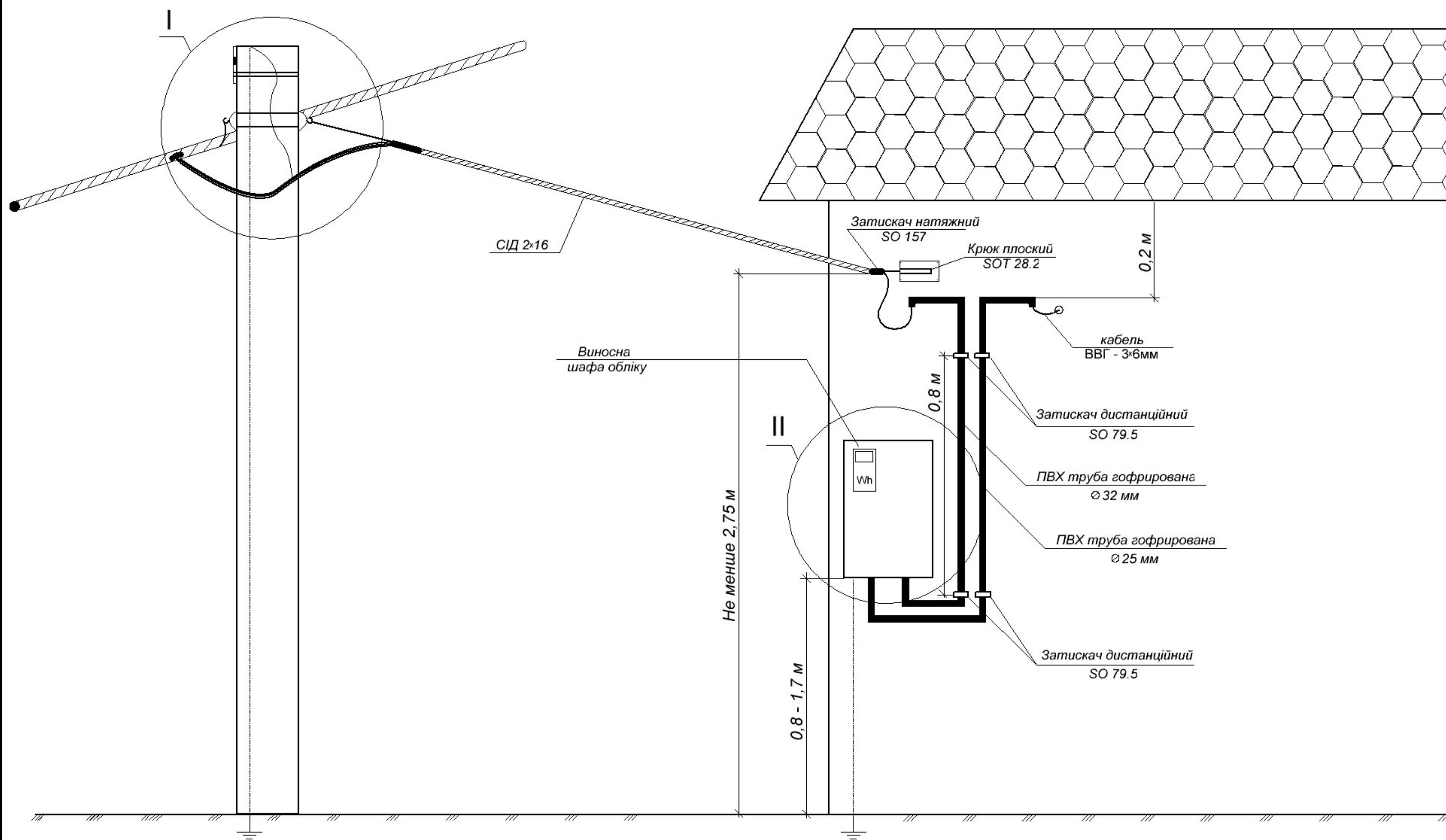
№ рядка	Формат	Позначення	Найменування			К-ть листів	Номер листа	Примітки		
1	A4	КР.06.09.003.ПЗ	Реконструкція системи			65	65			
2			електропостачання сільських							
3			багатоквартирних будинків							
4			с. Береза Шосткинського району							
5			Сумської області							
6			з використанням нетрадиційних							
7			джерел енергії.							
8			Кваліфікаційна робота.							
9	A4	КР.06.09.001.Е7	План об'єкта електропостачання з нанесенням мережі.			1	1			
10			Схема електрична розташування.							
11	A4	КР.06.09.002.Е6	Комплектна трансформаторна підстанція 10/0,4кВ.			1	2			
12			Схема електрична принципова.							
13	A4	КР.06.09.003.Е6	Ввід у житловий будинок.			1	3			
14			Схема електрична монтажна.							
15	A4	КР.06.09.004.Е6	Монтажна конструкція для кріплення сонячних батарей.			1	4			
16			Схема електрична монтажна							
17	A4	КР.06.09.005.ТБ	Показники техніко-економічні.			1	5			
18			Таблиця.							
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
					КР.06.09.003.Т П					
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Відомість роботи					
Розробив	Мальчевський							Літ	Лист	Листів
Перевірив	Барсукова							i	65	65
Н.контр.	Чепіжний							СНАУ, 2025		
Затверд.	Чепіжний									



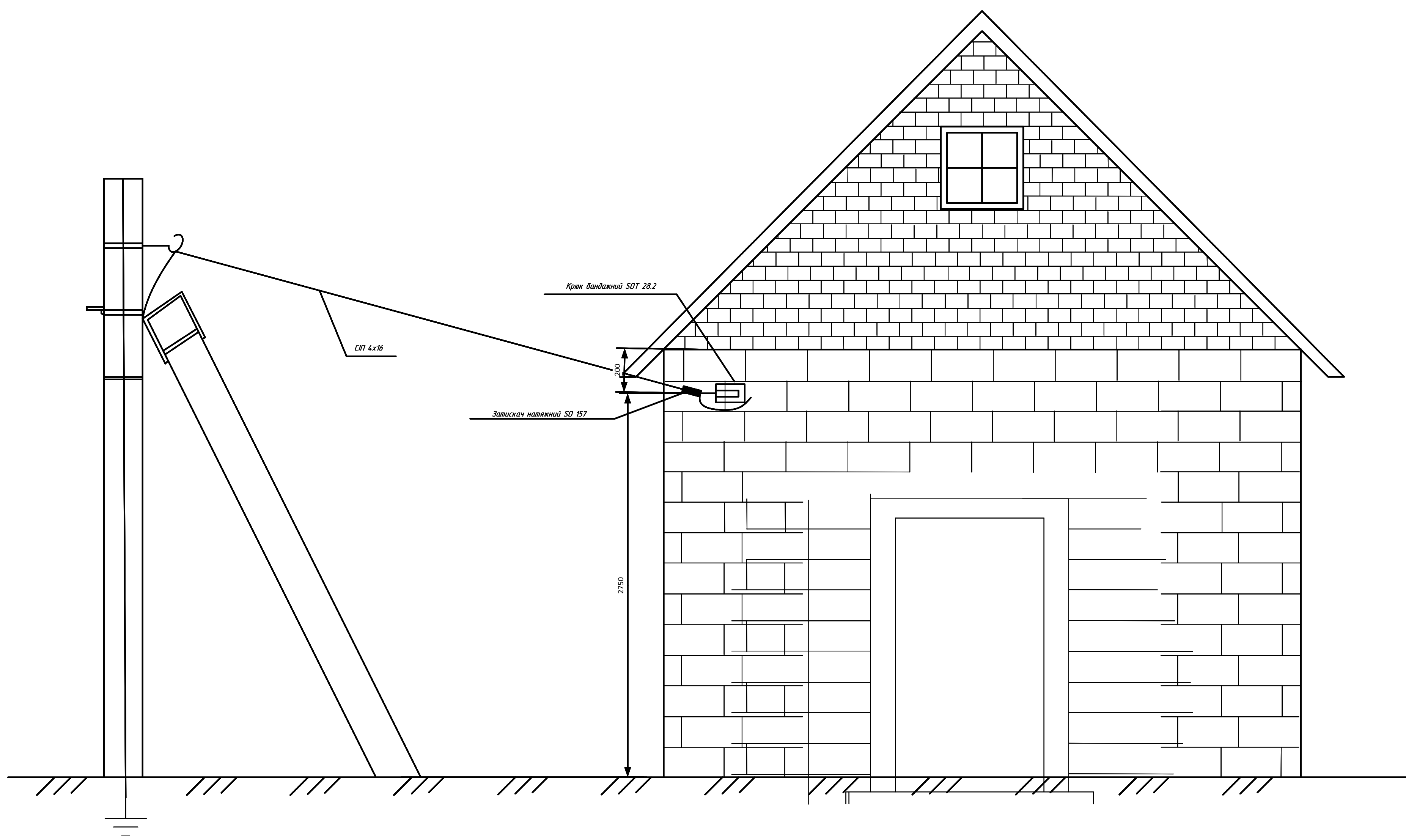
					<i>КР.06.09.001.Е7</i>		
					План об'єкта електропостачання з нанесенням мережі. Схема електрична розташування.		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Літера	Маса	Масштаб
Розроб.		Мальчиєвський					
Керівник		Барсукова Г.В.					
Т.контр.					Аркуш 1	Аркуше 5	
Н.контр.		Чепижий А.В.			СНАУ, 2025		
Затвердив		Чепижий А.В.					



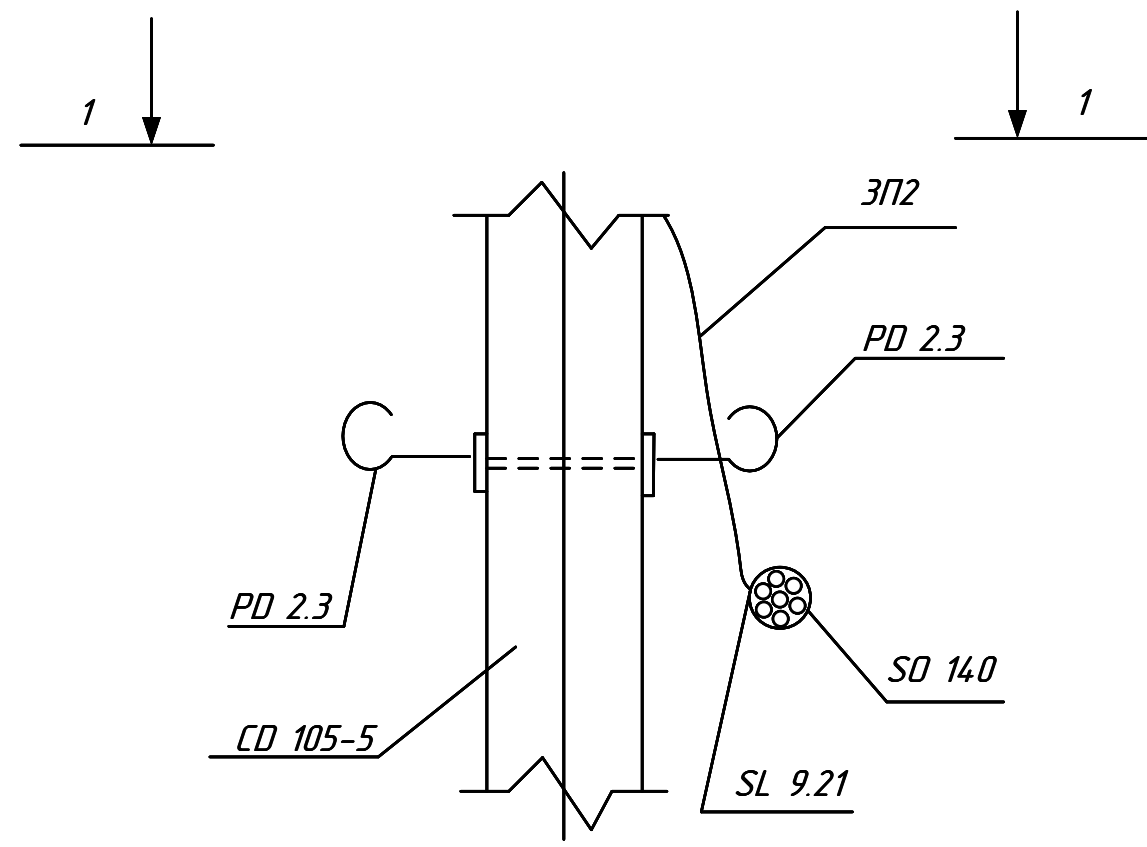
				КР.06.09.002.Е6		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Комплектна трансформаторна підстанція 10/0,4кВ.Схема електрична принципова.	
Розроб.	Мальчевський				Літера	Маса
Керівник	Барсунова Г.В.				Аркуш 2	Аркушів 5
Т.контр.					ЧАУВ, 2025	
Н.контр.	Чепижний					
Затвердив	Чепижний					



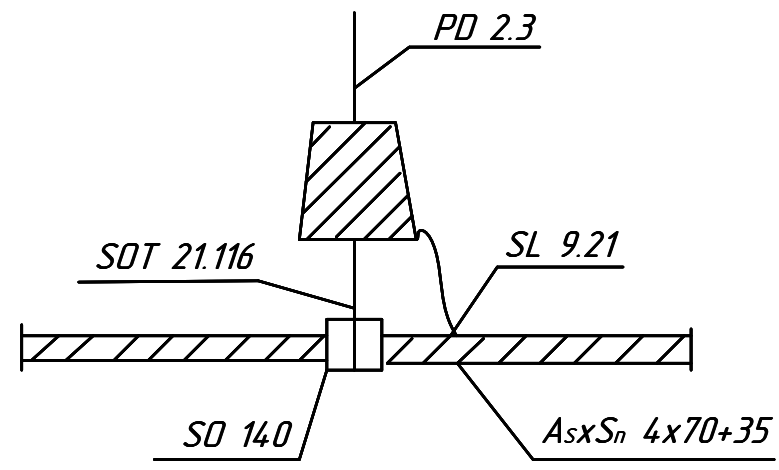
Встановлення шафи обліку на зовнішній стіні будівлі



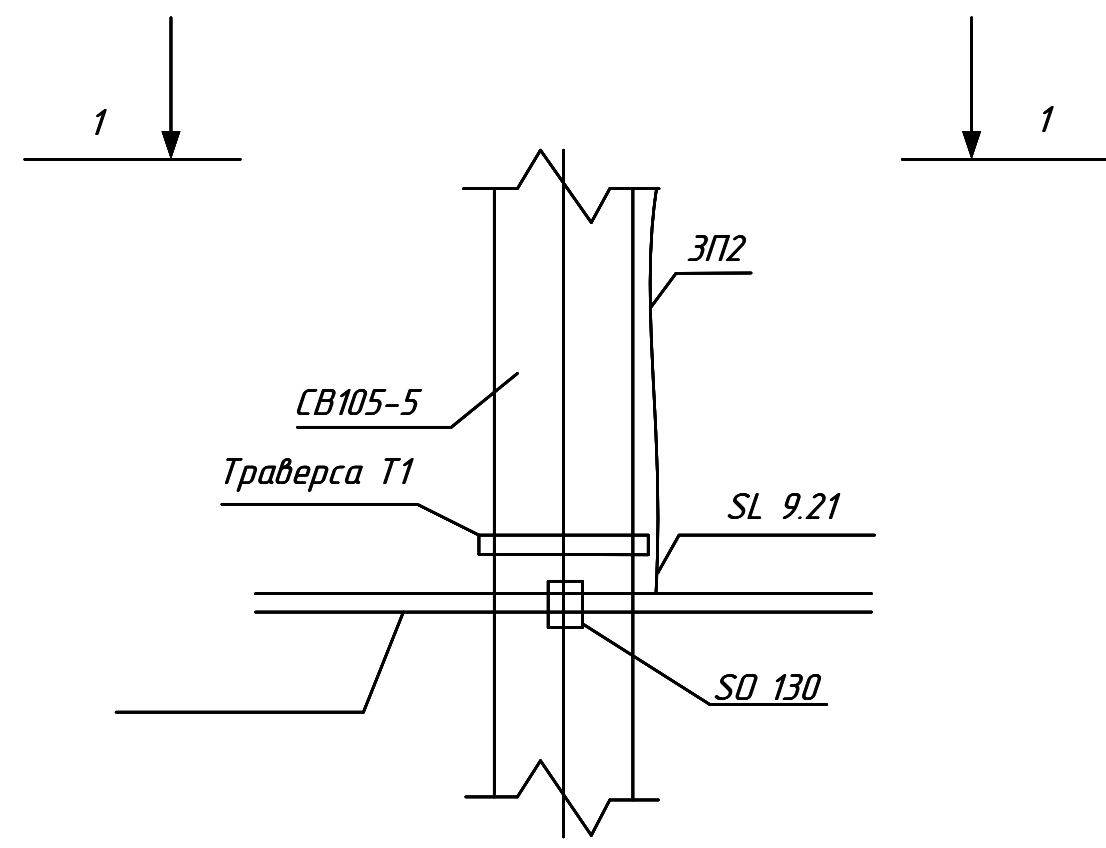
КР.06.09.003Е6					Літера	Маса	Масштаб
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Н	Д	П
Розроб.	Мальчевський						
Керівник	Барсукова Г.В.						
Н.контр	Чепижий А.В.				Аркуш 3	Аркуше 5	
Затверд.	Чепижий А.В.				СНАУ, 2025		



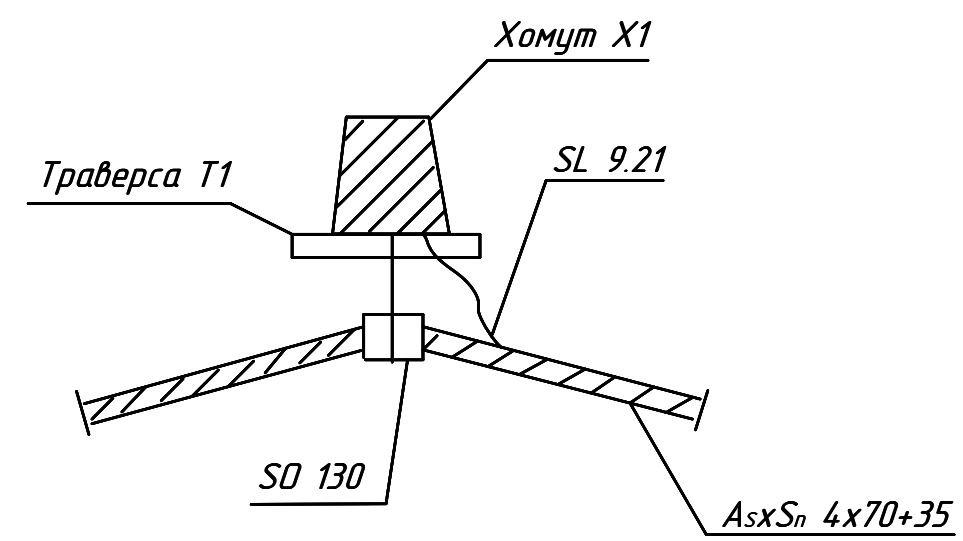
Розріз 1-1



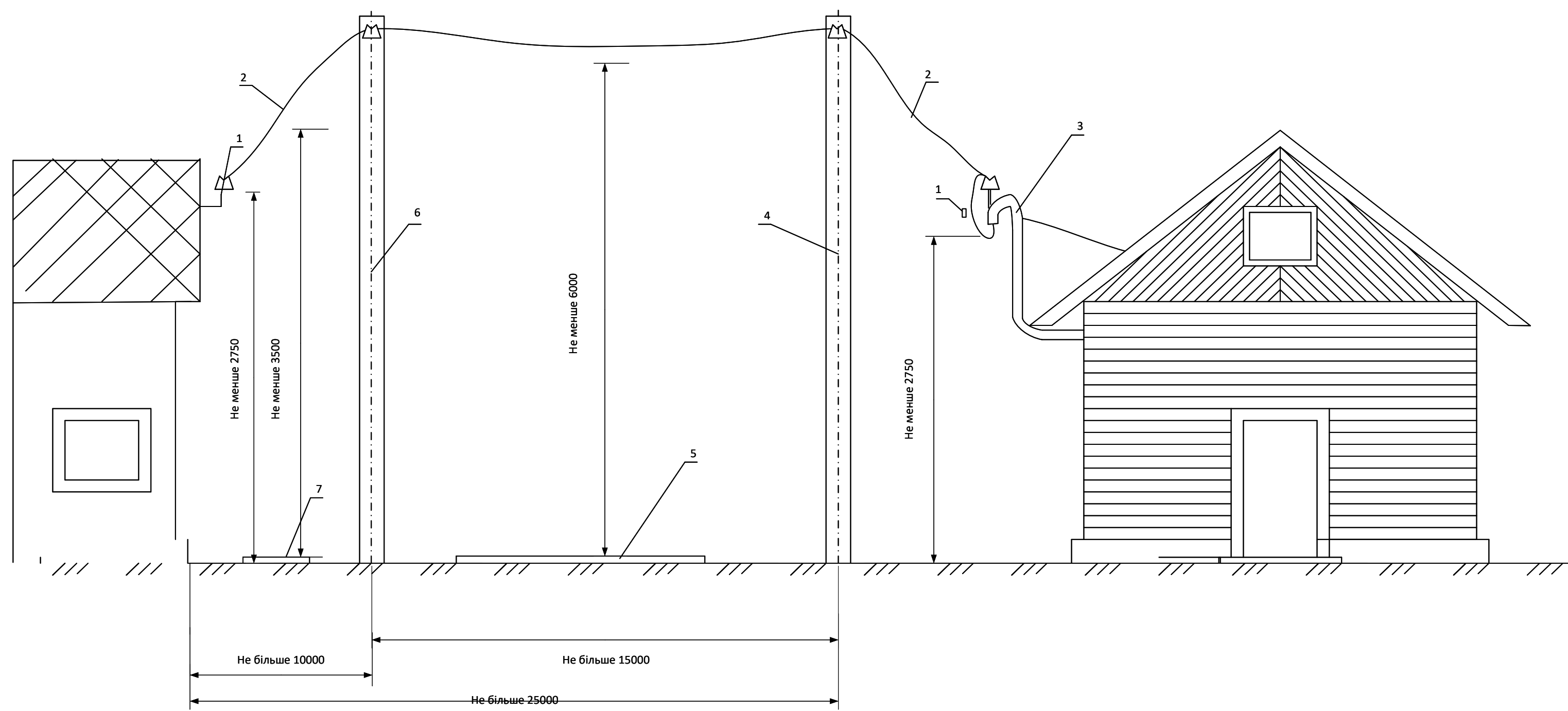
Кріплення СПП на проміжній опорі



Розріз 1-1



Кріплення СПП на кутовій опорі



Умовні позначення:

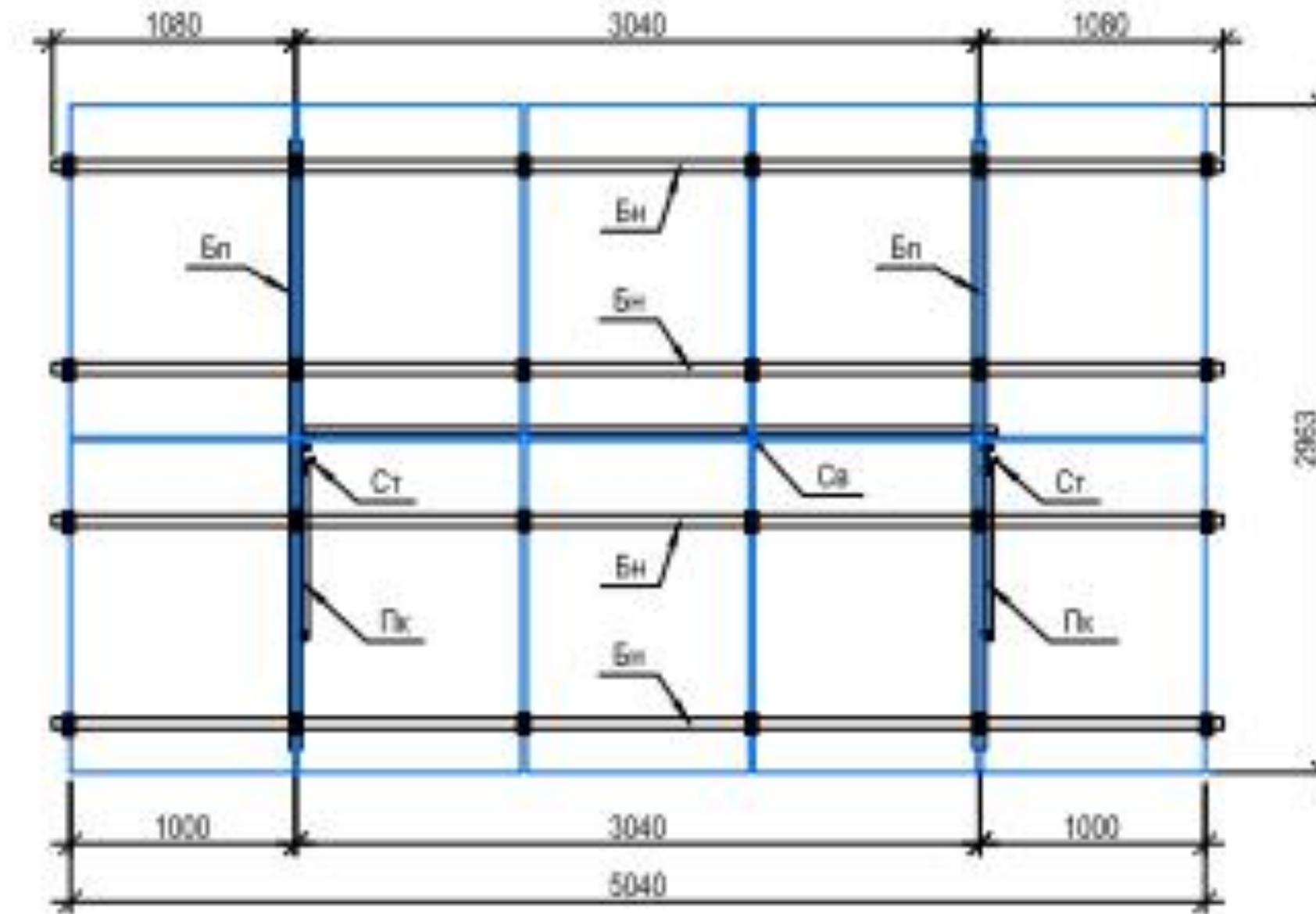
- 1- увід;
- 2- відгалуження;
- 3- трубостояк;
- 4- опора;
- 5- дорога;
- 6- додаткова (підставна) опора;
- 7- тротуар.

					КР.06.03.009.02 Е6				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Конструкції ввідів у будівлі Монтажна схема.	Літера	Маса	Масштаб	
Розроб.	Мальчевський А.	Барсукова Т.В.				Н	Д	П	-
Керівник						Аркуш 2		Аркуше 5	
Н.контр.	Челіжний А.В.					СНАУ,2025			
Реценз.	Челіжний А.В.								
Затверд.									

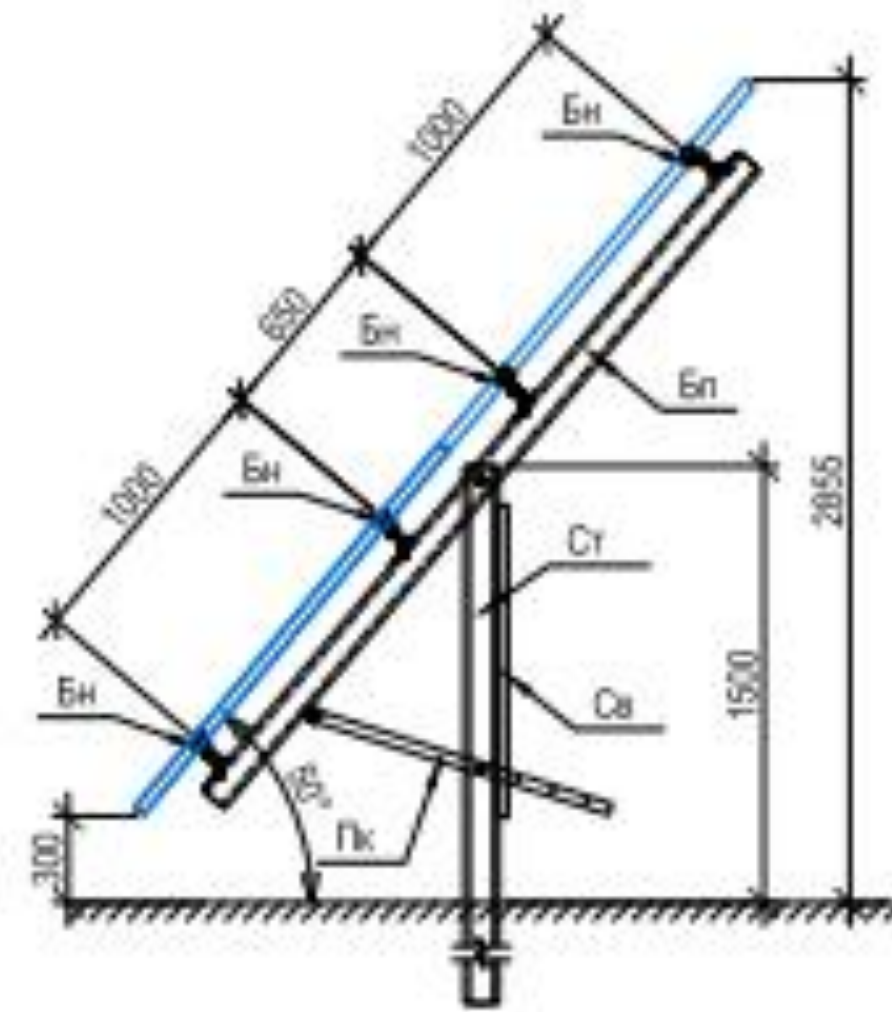
Загальний вигляд базового столу з модулями



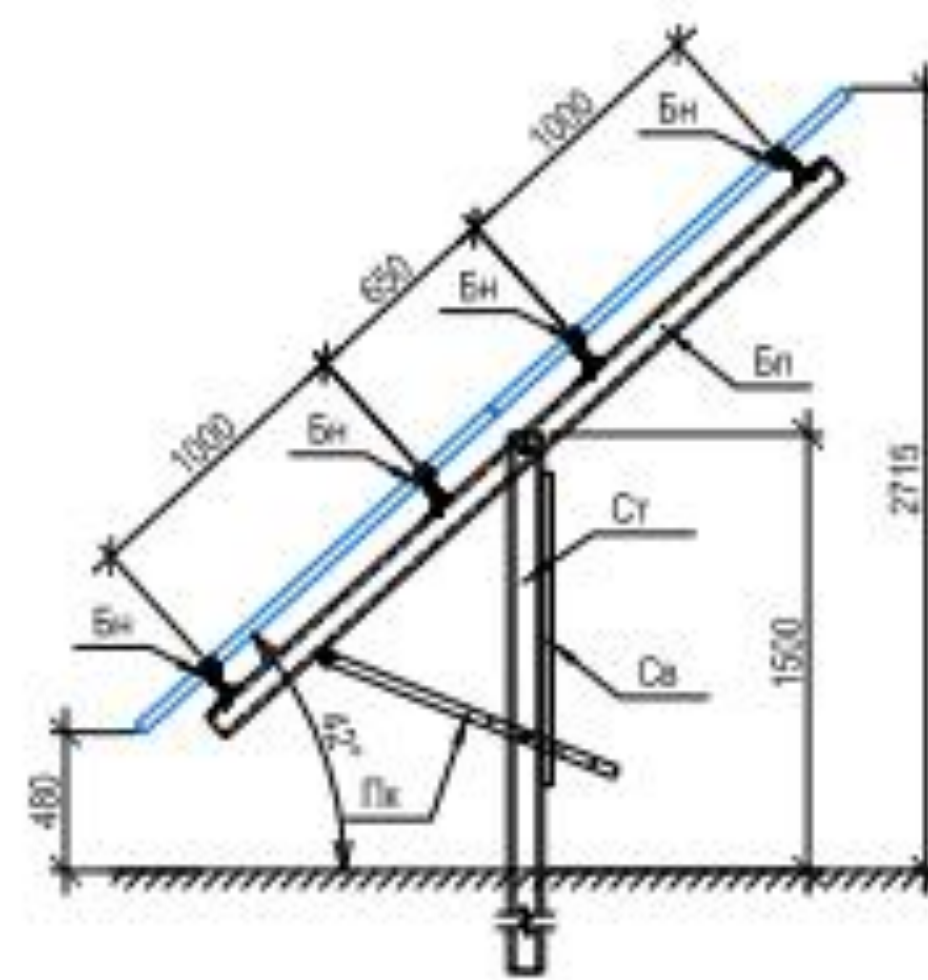
Схема конструкції базового столу для модулів



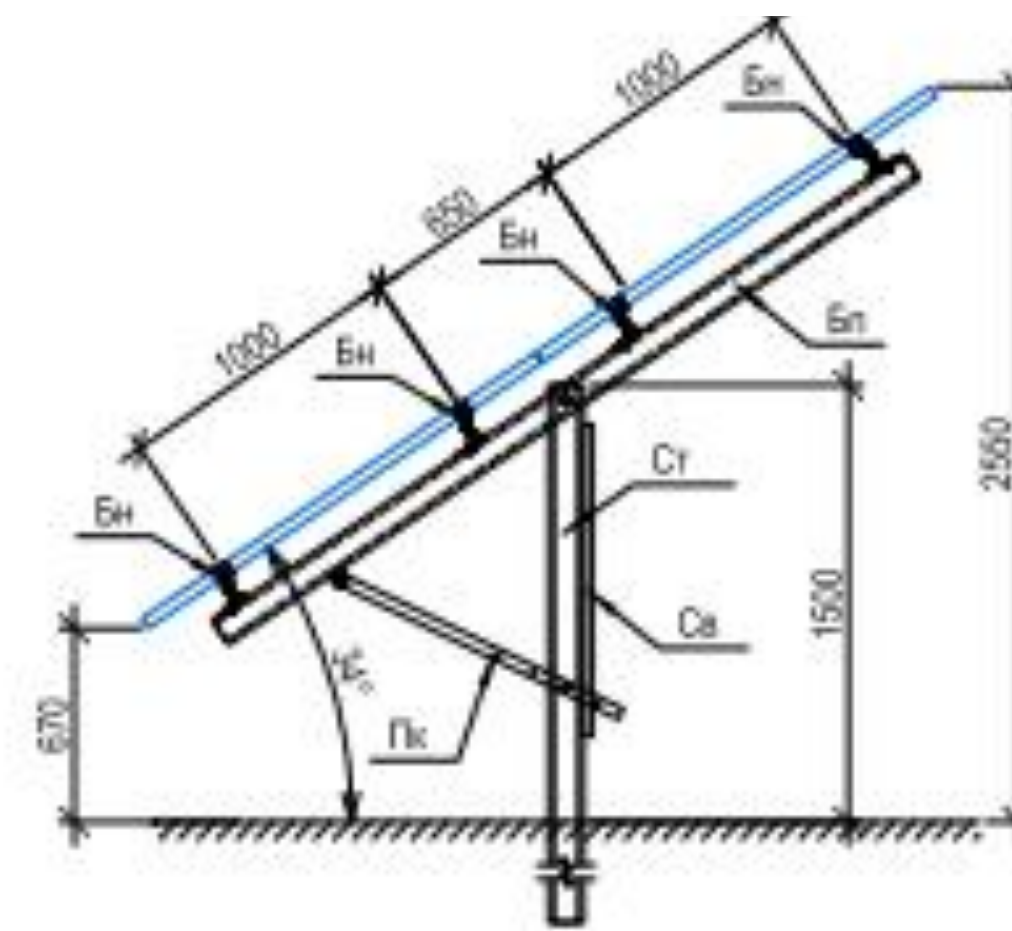
Кут нахилу 50°С



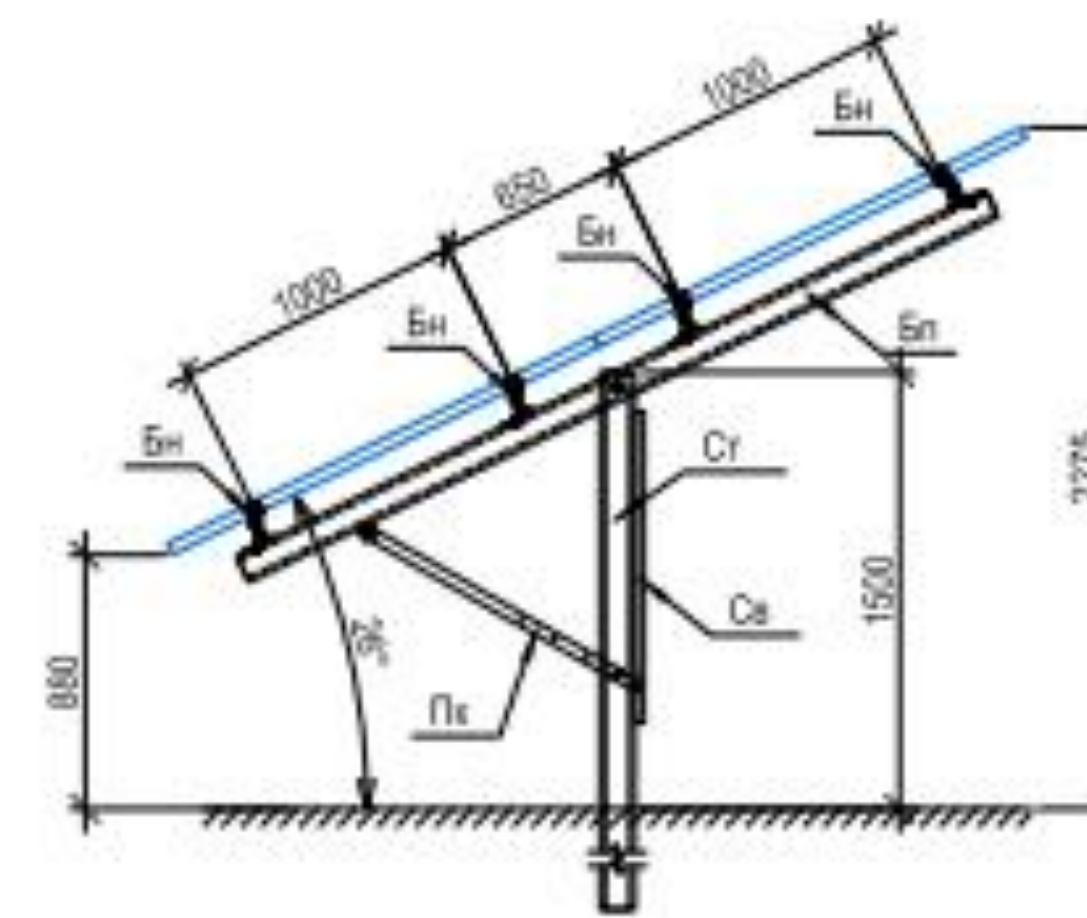
Кут нахилу 42°С



Кут нахилу 34°С



Кут нахилу 26°С



					КР.06.09.004.Е6		
зм	арк	№ докум	Підп	Дата	Монтажна конструкція для кріплення сонячних батарей. Схема електрична МОНТАЖНА		
Крес	Мальчевський						
Перев	Барсукова Г.В.						
Рецен							
Н. конт	Чепижний А.В.				літера	маса	масштаб
Затверд	Чепижний А.В.				аркуш 4	аркуш 5	
					СНАУ, 2025		

Капітальні вкладення

<i>Вид капітальних вкладень</i>	<i>Сума, грн</i>
<i>1. Кабельні лінії та обладнання</i>	<i>244 800</i>
<i>2. Об'єднувачі постійного струму</i>	<i>110000</i>
<i>3. Сонячні модулі</i>	<i>12000000</i>
<i>4. Загальна сума капітальних витрат</i>	<i>18924,8 тис. гривень</i>

Термін окупності:

10, 7 років

КР.06.09.005.ТБ					
Зм	Арк	№	Докум	Підпис	Дата
Розробив	Мальчевський				
Керівник	Барсукова Г.В.				
Т.контроль					
Н.контр.	Челожний А.В.				
Затвер.	Челожний А.В.				
				Літера	Маса
				і	
				Аркш 5	Аркшів 5
СНАУ, 2025					