

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики
(інститут)
Електротехнічний факультет
(факультет)
Кафедра електроенергетики
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Реви Владислава Євгеновича

(ПІБ)

академічної групи 141М-22-1

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему: «Моделювання режиму роботи системи розподілу електричної енергії за допомогою системи автоматичного проєктування “Sicad”»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи				
розділів:				
Технологічний	Півняк Г.Г.			
Спеціальний	Півняк Г.Г.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
----------------	------------------	--	--	--

Дніпро
2023

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю.А.

(прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студенту Реві В.Є. академічної групи 141М-22-1

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Моделювання режиму роботи системи розподілу електричної енергії за допомогою системи автоматичного проєктування “Sicad”»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Технологічний</i>	Постановка задачі проєктування	26.09.23...15.10.23
<i>Спеціальний</i>	Обґрунтування заходів з модернізації системи електропостачання району	15.10.23...25.11.23
<i>Економічний</i>	Економічна оцінка проєкту застосування запропонованих заходів з модернізації системи електропостачання	25.11.23...03.12.23

Завдання видано

(підпис керівника)

Кошеленко Є.В.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання

(підпис студента) (прізвище, ініціали)

Рева В.Є.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: стр.79; рис.40; табл.5; додатків 2; джерел 32.

Ключові слова: моделювання, Sicad, енергетичний баланс, СЕС, ДСТУ, САПР, СЕП.

Об'єкт розробки: Система розподілу електричної енергії на вулиці з приватною забудовою.

Мета: змоделювати систему, яка відповідає реальному споживанню та дослідити її поведінку в різних режимах роботи.

Актуальність цієї теми полягає в тому, що внаслідок стрімкого економічного та технологічного прогресу системи енергопостачання, які були розроблені та ефективні у минулому столітті, все частіше не відповідають потребам споживачів (оскільки споживання значно зросло). Більше того, їхні характеристики не завжди відповідають стандартам безпечного використання електроенергії.

З'явилися і стали більш доступними багато новітніх технологій, в тому числі приватні сонячні електростанції.

Також не можливо ігнорувати той факт, що за останній час внаслідок повномасштабного вторгнення, відбуваються постійні терористичні акти які спрямовані на знищення інфраструктури, і системи які до війни більш - менш функціонували, вже не можуть забезпечити електроенергією споживачів на достатньому рівні.

Тому дана робота є актуальною і дозволить знайти сучасні методи для розробки системи електропостачання та провести аналіз технічних та економічних показників роботи такої системи.

ABSTRACT

Explanatory note: page 79; Fig. 40; table 5; of applications 2; 32 sources.

Keywords: modeling, Sicad, energy balance, SES, DSTU, CAD, SEP.

Object of development: Electric energy distribution system on the street with private buildings.

Purpose: Justification of the choice of equipment for providing electrical energy to consumers.

The relevance of this topic lies in the fact that, due to rapid economic and technological progress, energy supply systems that were developed and efficient in the last century increasingly do not meet the needs of consumers (since consumption has increased significantly). Moreover, their characteristics do not always meet the standards of safe use of electricity.

Many new technologies have appeared and become more accessible, including private solar power plants.

It is also impossible to ignore the fact that recently, as a result of a full-scale invasion, there have been constant acts of terrorism aimed at destroying the infrastructure, and systems that functioned more or less before the war can no longer provide consumers with electricity at a sufficient level.

Therefore, this work is relevant and will allow to find modern methods for the development of the power supply system and to analyze the technical and economic indicators of the operation of such a system.

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	9
1.1. Опис об'єкта дослідження.....	10
1.2. Аналіз можливостей САПР Sicad.....	11
1.3. Аналіз потужностей одиничних споживачів приватної забудови відповідно до ДСТУ.....	18
1.4. Аналіз розвитку приватних сонячних електростанцій.....	24
1.5. Визначення умов при яких доцільно здійснювати вибір обладнання СЕП за літнім режимом роботи.....	29
2. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	33
2.1 Розрахунок електричних навантажень.....	34
2.2 Моделювання режиму роботи СЕП в режимі зимового максимуму споживання.....	36
2.3 Моделювання режиму роботи СЕП літнього максимуму генерації....	47
2.4 Моделювання режимів роботи СЕП за допомогою САПР Sicad	51
3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	58
Вступ.....	59
3.1. Розрахунок капітальних витрат на придбання необхідного обладнання та його монтаж.....	60
3.2. Розрахунок експлуатаційних витрат на забезпечення роботи та обслуговування об'єкту проектування.....	65
3.3. Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення.....	68
3.4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....	69
Висновок.....	71
Перелік посилань.....	73

ДОДАТКИ.....	76
Додаток А.....	76
Додаток Б Відгук керівника кваліфікаційної роботи.....	92
Додаток В Відгук керівника економічного розділу.....	93
Додаток Г Відгук керівника з охорони праці.....	94
Додаток Д Зовнішня рецензія.....	95

ВСТУП

У кваліфікаційній роботі була розглянута тема моделювання режимів роботи системи розподілу електричної енергії за допомогою системи автоматичного проектування “Sicad”.

Мета роботи: Розробити нову систему енергопостачання вулиці з житловою приватною забудовою, моделювання роботи системи з використанням САПР Sicad.

Актуальність даної теми обумовлена наявними проблемами в існуючій системі електропостачання, які виникли через моральний і фізичний знос обладнання, а також через зміни в енергетичному секторі, які вимагають адаптації систем під нові технології та потреби споживачів.

Проектом передбачається заміна одного потужного трансформатора на два менш потужних, заміна лінії низької напруги 0.4 кВ, заміна ввідного кабелю абонентських відгалуджень, дослідження існуючої СЕП, виявлення недоліків, пошук сучасних рішень для того аби система енергопостачання відповідала сучасним вимогам надійності і безпечності.

У економічному розділі було розраховано капітальні витрати на придбання необхідного обладнання, демонтаж старого та монтаж нового. Також було розраховано витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкту.

1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Опис об'єкта дослідження.

За об'єкт дослідження прийнято вулицю з приватною житловою забудовою. Яка має у своєму складі 120 будинків.

На даний момент для електропостачання споживачів розташовано одна трансформаторна підстанція, яка була встановлена ще на початку цього сторіччя. І наразі у зв'язку з техніко-економічним розвитком не може задовільнити потреби споживачів та працює в перевантаженому режимі.

Через збільшення потужності споживачів без модернізації діючої СЕП виникають неприпустимі падіння та втрати напруги.

Проектом передбачено встановлення, на ділянках деяких приватних домогосподарств, сонячних електростанцій, для продажу електроенергії у мережу по зеленому тарифу.

Для виконання розрахунків та побудови схеми живлення використано САПР Sicad, аби змодельовати процес роботи нової мережі в режимах літнього максимуму генерації і зимового максимуму споживання. Також моделювання показує характеристики у кожного окремого споживача, що спрощує процес налаштування лінії таким чином, щоб не виникало занадто великих відхилень напруг або втрат потужностей в лінії.

1.2 Аналіз можливостей САПР “Sicad”.

Онлайн САПР SiCAD по проектуванню ліній електропередач 0,4 - 35 кВ дозволяє будувати свої проекти на чистому листі або на картах:

- OpenStreetMap
- Google Streets
- Google Terrain
- Google Hybrid
- Google Satellite.

За допомогою онлайн САПР по проектуванню ліній електропередач 0,4 - 35 кВ SiCAD можливо виконати за відносно короткий проміжок часу проект ЛЕП і отримати вихідні креслення, специфікації і електричний розрахунок. Особливо зручно те, що для роботи у цій САПР потрібен лише браузер і володіння програмою та відповідними знаннями та навичками.

Актуальність

Зазвичай для проектування ПЛ 0,4 - 35 кВ застосовується низка професійних, складних та дорогих САПР. Для проектних відділів це виливається у довгий і не завжди результативний процес купівлі програм. Зрештою складається ситуація, коли десь присутня САПР, а десь - ні. Бувають випадки коли фахівцям доводиться робити свої проекти у Visio, Excel та навіть Word.

Хоча наявність на робочому місці навіть програми AutoCad не гарантує ефективної роботи фахівця. Так як AutoCad це доволі потужний редактор, але без наявності додаткових додатків, його можливості сильно обмежені в частині автоматизації рутинних процесів підрахунку специфікацій, формування вихідних документів, систематизації накопичених технічних рішень.

Огляд програми:

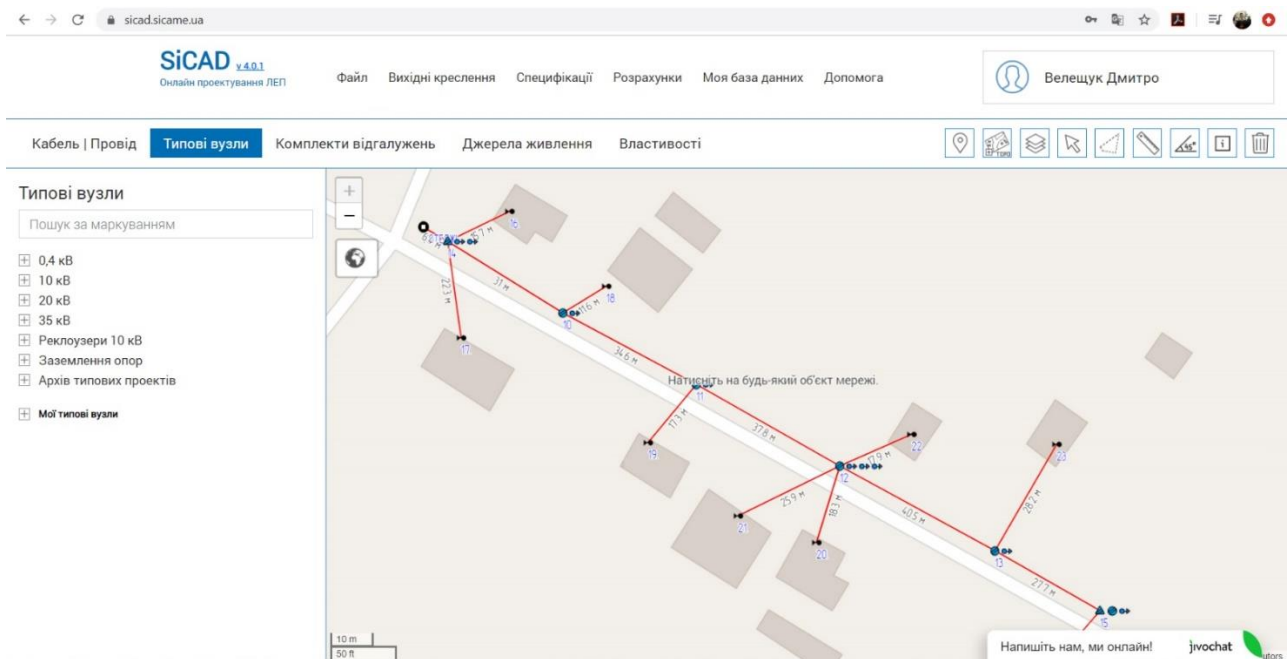


Рис. 1 Інтерфейс програми Sicad для онлайн проектування

Арматура для СІП підбирається автоматично відповідно до перерізу дроту.
Можливості онлайн системи автоматизованого проектування SiCAD

Доступні такі функції програми:

- Створити трасу ЛЕП на онлайн-картах (Google Maps, Openstreet map);
- Проектувати поверх топозйомки (топопідоснови);
- Як додаткову інформацію проектувальник може використовувати кадастрову карту, карту ґрунтів та дані з геоінформаційних систем обленерго (на сьогодні надано доступ до мереж Рівнообленерго).
- Розставити типові вузли (опори) та додаткове обладнання використовуючи рішення типових проектів - SiCAD автоматично підбере арматуру типових вузлів відповідно до перерізу проводів, що використовуються;

- У два кліки виконувати абонентські відгалуження інструментом "комплект відгалуження";
- Змінювати вручну специфікацію встановлених на карті типових вузлів.
- Автоматично порахувати зведену, поопорну, покупну (з цінами) та інші специфікації.
- Завантажити архів з типових проектів з кресленнями опор та вузлів, які використовувалися у Вашому проекті у форматі *.PDF або *.DWG.
- Завантажити зображення Вашого проекту в самому детальному масштабі, який дозволяє Google Maps.
- Розрахувати втрати напруги в мережі 0,4 кВ, струми однофазних коротких замикань та навантаження на трансформатор;
- Експортувати проект в формат *.DXF для подальшого оформлення в AutoCAD;

Основний принцип роботи програми – використання готової бази проводів та типових вузлів розроблених компанією СІКАМ Україна для проектування повітряної лінії 0,38 – 35 кВ. Також користувач може створювати власні вироби, типові вузли та потужності абонентів з урахуванням електроопалення.

На карти Google, Open street maps або топооснову наноситься траса ЛЕП, розставляються опори та обладнання, підключаються абоненти. Арматура підбирається автоматично відповідно до перерізу дроту. Отриману карту з проєктованої ЛЕП можна зберегти та роздрукувати.

Далі вже автоматично підраховуються специфікації (зведена, поопорна, покупна та інші) з можливістю експорту до таблиці формату *.xls (excel).

Особистий кабінет користувача систематизує Вашу роботу, дозволяючи додати до бази нове обладнання та створити власні типові вузли.

Типовий вузол - це набір обладнання, що дозволяє вирішити завдання для механічного кріплення та електричного з'єднання/розгалуження дроту повітряної

лінії. Наприклад – підтримуюча опора, кутова анкерна опора, встановлення рубильника на опорі, однофазне відгалуження до абонента або інші типи вузлів. Типових вузлів у програмі взято з діючих типових проектів від провідних інститутів України.

Для кожного типового вузла користувачі доступні:

- Умовне позначення
- Зображення типового вузла (перегляд)
- Креслення типового вузла
- Перелік виробів, що входять у типовий вузол (для встановленого на карту типового вузла, перелік може редагуватися)
- Географічні координати встановленої опори з можливістю їх зміни

Сервіс дозволяє встановити абонентське відгалуження на лінії. Це дозволяє значно економити час у процесі проектування, адже наприклад на ВЛІ 0,38 кВ зазвичай необхідно запроектувати десятки відгалужень на кожній лінії. Висока швидкість встановлення абонентських відгалужень на карту досягається за допомогою комплектів для відгалужень.

Комплект відгалуження – це два типові вузли (див. рис. 2) та провід відгалуження (як правило, це AsXS_n 2x16 або AsXS_n 4x16). Зручність застосування комплекту в тому, що відгалуження встановлюється в два кліки. Перший клік на опорі від якої передбачається відгалуження, а другий – на стіні будинку абонента. Після встановлення комплекту типові вузли відгалуження редагуються – кожен окремо аналогічний до всіх інших у проекті.

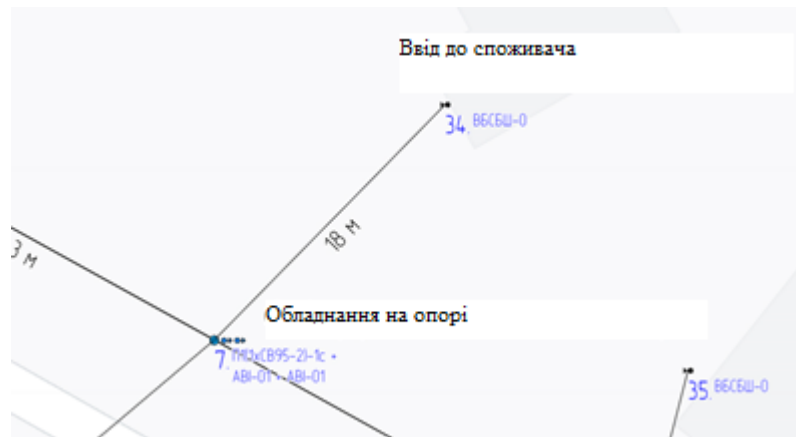


Рис.2 Приклад використання інструмента "Комплект відгалуження".

Перелік інструментів в Sicad:



Рис.3 Панель інструментів доступних проектувальнику

1. Інструмент для вказівки географічного місця – для швидкого переходу до міста, селища чи іншого географічного об'єкта.
2. Інструмент для додавання топооснов для відображення поверх карт (підтримується формат *.jpeg).
3. Інструмент для створення різних шарів та розміщення в них об'єктів (трас або типових вузлів)
4. Інструмент курсор. Застосовується для виділення об'єктів та перегляду/редагування їх властивостей на вкладці "Властивості".
5. Інструмент виділення полігоном - для подальшого отримання знімка виділеної області або формування специфікації об'єктів усередині виділеної області.
6. Інструмент лінійка. Дозволяє вимірювати лінійні відстані по карті за метри.

7. Інструмент для вимірювання вузла чоловіка напрямками сусідніх прольотів.

8. Інструмент info. Застосовується для відображення підписів (інформації) про об'єкти.

9. Інструмент видалення об'єктів з картки. Застосовується видалення об'єктів у проекті користувача (типові вузли, траси).

Деякі інструменти в останній версії програми винесені до головного меню або бібліотеки типових рішень:

Інструмент знімок знаходиться в головному меню – "вихідні креслення / отримати зображення видимої області". Застосовується для отримання знімка проекту на карті.

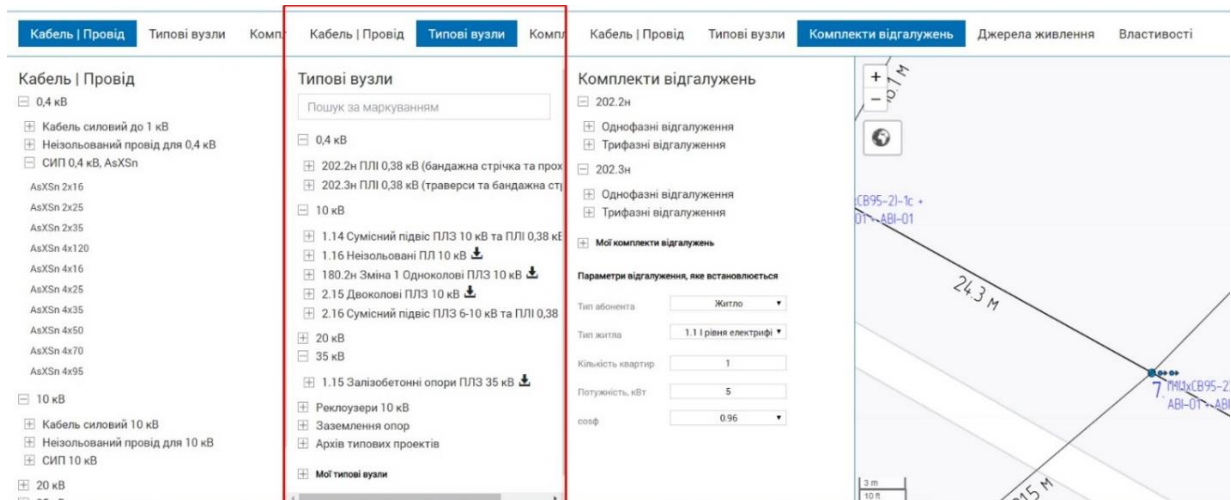


Рис. 4. Вигляд вкладок "Типові вузли", "Властивості", "Траси"

Бібліотеки типових рішень:

Бібліотека “Типові вузли” дозволяє намалювати трасу та відредагувати її.

На цій вкладці відображається весь перелік доступних типових вузлів, які можна вибирати та використовувати у проекті. Типові вузли можуть

встановлюватися на карту з прив'язкою до трас або без (при прив'язці траса переміщатиметься за типовим вузлом під час його переміщення). При встановленні додаткового типового вузла на існуючу в проекті опору типові вузли об'єднуються в групу і поопорній специфікації відображаються як один будівельний елемент з відповідним позначенням (до позначення опори додаються назви додаткових вузлів через знак "+").

Бібліотека "Кабель / Провід". Дозволяє редагувати виділену трасу (змінювати тип дроту, колір відображення траси, додавати, при необхідності, провід на кінцях ЛЕП та переглядати довжину дроту на трасі з урахуванням його провисання).

Бібліотека встановлення комплекту відгалуження "Комплекти відгалуження" - винесена до бібліотеки типових рішень в останній версії програми. Застосовується для швидкого розміщення відгалужень до абонентів. У комплект входить вузол закріплення та підключення дроту відгалуження на опорі ЛЕП, вузол організації введення на фасаді будівлі та провід. Довжина дроту під час розміщення абонентських відгалужень вважається автоматично.

Вкладка "Властивості". Тут відображаються властивості типових вузлів чи комплектів відгалуження. Для виділеного типового вузла цієї вкладки можна змінювати його специфікацію і географічні координати.

Які типові проекти внесено до бази даних онлайн-сервісу:

1. Арх. № 202.2н "Залізобетонні опори ВЛІ 0,38 кВ".
2. Арх. № 202.3н "Опори високоефективних ВЛІ 0,38 кВ з СІП на базі опор СВ95, СВ105. Спільний підвіс ВЛІ з ВОЛЗ та лініями зовнішнього освітлення"
3. Арх. № 180.2н "Одночіпні ЗБ опори повітряної лінії із захищеними проводами напругою 10 кВ (ВЛЗ 10 кВ)"

4. Арх.№ 1.14 "ЗБ опори ВЛЗ 6-10 кВ. Спільний підвіс проводів ВЛЗ 6-10 кВ та ВЛІ 0,38 кВ"

5. Арх.№ 2.16 "Компактні одноланцюгові та дволанцюгові ВЛЗ 6-10 кВ з вертикальним розташуванням фаз. Спільний підвіс ВЛЗ 6-10 кВ та ВЛІ 0,38 кВ.

6. Арх. № 2.15 "Дволанцюгові ЗБ опори лінії із захищеними проводами 10 кВ (ВЛЗ 10 кВ)"

7. Арх. № 1.15 «ЗБ опори ПЛ 35 кВ з проводами в захисній ізоляції PAS-35 (СПІЗ-35)»

Майбутні можливості:

- Графічний редактор
- Виведення на друк
- Командна робота
- Розрахунок відомості робіт

1.3 Аналіз потужностей одиничних споживачів приватної забудови відповідно до ДСТУ.

Енергопостачання

Енергопостачання населених пунктів слід передбачати від мереж районної енергетичної системи з застосуванням альтернативних джерел електричної енергії, геліо-, геотермальних, вітрових установок тощо відповідно до ДСТУ 8635:2016 [66].

При виборі потужностей джерел енергопостачання розрахункова потреба у теплі, газі та електроенергії визначається:

- для промислових і сільськогосподарських підприємств з використанням аналогічних проектів нових підприємств і тих, що реконструюються, а також за

укрупненими показниками енергоозброєності або енергомісткості на підприємствах даної галузі промисловості з урахуванням місцевих умов; для комунально-побутових потреб відповідно до вимог ДБН В.2.5-23, ДБН В.2.6-31.

Для попередніх розрахунків для новоутворюваних населених пунктів допускається застосовувати укрупнені показники електроспоживання з урахуванням потреб житлового фонду чи громадських об'єктів населених пунктів, підприємств комунально-побутового обслуговування на зовнішнє освітлення, міський транспорт (крім метрополітену), системи теплопостачання, водо- постачання і водовідведення відповідно до таблиці 11.4.

Згідно з таблицею 11.4 річне електроспоживання залежить від ступеню благоустрою житлових і громадських будинків, населених пунктів. Ступені бувають таких типів:

- Будинки, які не обладнані стаціонарними електроплитами, без кондиціонерів:

- на першу чергу: 800 кВт/год на особу на рік.
- На розрахунковий строк: 1700 кВт/год на особу на рік.

- Будинки, які не обладнані стаціонарними електроплитами, з кондиціонерами:

- на першу чергу: 840 кВт/год на особу на рік.
- На розрахунковий строк: 2000 кВт/год на особу на рік.

- Будинки, які обладнані стаціонарними електроплитами, без кондиціонерів:

- на першу чергу: 1300 кВт/год на особу на рік.
- На розрахунковий строк: 2100 кВт/год на особу на рік.

- Будинки, які обладнані стаціонарними електроплитами, з кондиціонерами:

- на першу чергу: 1600кВт/год на особу на рік.
- На розрахунковий строк: 2400 кВт/год на особу на рік.

- Будинки, в селищах і сільських населених пунктах, які не обладнані стаціонарними електроплитами, без кондиціонерів:

- на першу чергу: 800 кВт/год на особу на рік.
- На розрахунковий строк: 950 кВт/год на особу на рік.

- Будинки, в селищах і сільських населених пунктах, які обладнані стаціонарними електроплитами, без кондиціонерів:

- на першу чергу: 1000 кВт/год на особу на рік.
- На розрахунковий строк: 1350 кВт/год на особу на рік.

Згідно з таблицею 11.4 річна кількість годин використання максимуму електричного навантаження залежить від ступеню благоустрою житлових і громадських будинків, населених пунктів:

- Будинки, які не обладнані стаціонарними електроплитами, без кондиціонерів:

- на першу чергу: 3100 годин.
- На розрахунковий строк: 5200 годин.

- Будинки, які не обладнані стаціонарними електроплитами, з кондиціонерами:

- на першу чергу: 5200 годин.
- На розрахунковий строк: 5700 годин.

- Будинки, які обладнані стаціонарними електроплитами, без кондиціонерів:

- на першу чергу: 4500 годин.
- На розрахунковий строк: 5300 годин.

- Будинки, які обладнані стаціонарними електроплитами, з кондиціонерами:

- на першу чергу: 5300 годин.
- На розрахунковий строк: 5800 годин.

- Будинки, в селищах і сільських населених пунктах, які не обладнані стаціонарними електроплитами, без кондиціонерів:

- на першу чергу: 3000 годин.
- На розрахунковий строк: 4100 годин.

- Будинки, в селищах і сільських населених пунктах, які обладнані стаціонарними електроплитами, без кондиціонерів:

- на першу чергу: 3900 годин.
- На розрахунковий строк: 4400 годин.

Примітка 1. Застосування стаціонарних електроплит та кондиціонерів слід передбачати згідно з ДБН Б.2.2.-5.

Примітка 2 .Укрупнені показники наведені для великих міст. Для інших міст застосовуються коефіцієнти: для найкрупніших - 1.2; крупних - 1.1; середніх - 0.9; малих - 0.8;

Кількість, потужність і напруга понижувальних підстанцій, а також їх розміщення визначаються відповідно до схеми перспективного розвитку місцевих мереж електропостачання згідно з вимогами [11].

Понижувальні підстанції глибокого вводу з трансформаторами потужністю 16 МВт і вище призначені для електропостачання житлових районів, а на територіях курортних зон і комплексів усі трансформаторні підстанції і розподільні пристрої слід передбачати закритого типу.

На підходах до підстанцій повітряних і кабельних ліній слід забезпечувати технічні смуги для їх вводу і виводу з розмірами, що залежать від кількості і напруги ліній.

Розміри земельних ділянок для закритих підстанцій і розподільних пристроїв слід приймати 0,6 га, для відкритих 0,5-1,5 га з дотриманням вимог ДБН В.2.5-16, для пунктів переходу повітряних ліній у кабельні не більше ніж 0,1 га.

Трансформаторні підстанції потужністю не більше 2 МВт і розподільні пункти напругою до 20 кВ слід передбачати закритими і розміщувати від вікон житлових і громадських будинків згідно з таблицею 15.9 залежно від класу вогнестійкості, на відстані не менше 7-10 м, від лікувальних і оздоровчих установ відповідно не менше 25 м і 15 м.

Розміщення трансформаторних підстанцій у зсувних зонах, зонах затоплення не допускається.

Розміщення ліній електропередач, які є складовими загальних енергетичних систем, на територіях промислових і сільськогосподарських підприємств не допускається.

Повітряні лінії електропередачі (ПЛЕ) напругою 35 кВ і вище слід розміщувати за межами селищних територій, а при реконструкції територій населених пунктів передбачати винесення існуючих ПЛЕ за межі селищних територій.

Для повітряних і кабельних ліній електропередачі, трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і пристроїв (далі - елементи електричних мереж) всіх напруг визначаються охоронні зони, розміри яких залежать від типу і напруги енергооб'єкта. Розміри цих зон слід приймати у відповідності з вимогами [39], ДСН 239-96.

Лінії електропередачі до понижувальних підстанцій глибокого вводу напругою 110 кВ і вище у межах територій крупних і найкрупніших міст, а також електричні мережі напругою до 35 кВ включно у межах сельбищних територій усіх груп населених пунктів із будинками висотою 4 поверхи і вище слід виконувати кабелем.

На виробничих територіях населених пунктів найменші відстані від високовольтних проводів повітряних ліній до поверхні землі, будинків і споруд, збудованих з негорючих матеріалів, слід приймати відповідно до таблиці 1.5.

Для живлячої лінії 0.4 кВ, відстань до житлових будинків складає не менше 2 метрів.

Умови роботи	Ділянка, споруда	Найменша відстань, м, при напрузі ПЛЕ, кВ					
		до 36	110	150	220	330	500
Нормальний режим	До поверхні землі	7	7	7,5	8	11	15,5
	До будинків і споруд	3	4	4	5	7,5	8
Обрив провода у сусідньому прогоні	До поверхні землі	5,5	5,5	5,5	5,5	6	–
Примітка. Лінії електропередачі не повинні перешкоджати безпечній роботі пожежних автодрабин і колінчастих підйомників.							

Таблиця 1. Мінімальні відстані від високовольтних проводів повітряних ліній до поверхні землі, будинків і споруд

1.4 Аналіз розвитку приватних сонячних електростанцій.

За короткий проміжок часу в українських степах були зведені величезні за площею сонячні електростанції, а у приватних будинках – тисячі менших.

Відповідно до енергетичного балансу протягом 2019 – 2021 років частина джерел енергії, які є відновлювальними зростає з 2.9% до 8.1%, тобто майже у 3 рази.

За перші три місяці 2021 року близько 2000 українських родин придбали та ввели в експлуатацію сонячні електростанції. Для порівняння, за весь 2017 рік було встановлено 1901 сонячну електростанцію. Невпинно швидко розвивається ринок матеріалів та послуг із побудови, розрахунку та введення в експлуатацію сонячних станцій.



Рис. 5 Динаміка встановлення СЕС у домогосподарствах.

Опираючись на статистичні дані Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, зацікавленість українських домогосподарств щодо «чистих» джерел енергії тільки зростає. Адже власна сонячна електростанція – реальна можливість бути незалежним від енергопостачальника, самостійно генерувати власну електроенергію і до того ж можливість заробляти додаткові кошти на сонячній енергії по умовам Зеленого тарифу.

На сьогодні в Україні вже інстальовано 31 923 сонячні станції загальною потужністю 835 МВт.



Рис. 6 Кількість СЕС у домогосподарствах по регіонах.

Приватні сонячні електростанції (СЕС) в Україні зазнали значного розвитку протягом останніх кількох років, завдяки сприятливому законодавству, спеціальним тарифам на вироблену електроенергію та зростанню інтересу до відновлюваної енергетики.

Ось деякі ключові аспекти розвитку приватних сонячних електростанцій в Україні:

Законодавство та тарифи: уряд України впровадив законодавчі та регуляторні зміни, спрямовані на стимулювання виробництва електроенергії з використанням відновлюваних джерел енергії, включаючи сонячну енергію.

Введення спеціальних тарифів на зелену енергію стало ключовим фактором для інвесторів у сонячні електростанції.

Фінансова підтримка: приватні інвестори та бізнес-особи отримали можливість отримувати фінансову підтримку та кредити для будівництва та експлуатації сонячних електростанцій. Це сприяє збільшенню числа сонячних проектів.

Зростання обсягів виробництва: Україна зазнає поступового зростання обсягів виробництва сонячної енергії. Багато приватних господарств та підприємств встановлюють власні сонячні панелі для генерації власної електроенергії.

Технологічний прогрес: зростання технологічних можливостей та зниження вартості сонячних панелей сприяє розвитку більш доступних і ефективних сонячних електростанцій.

Енергетична незалежність: свідомість про важливість власної енергетичної незалежності та відсутність витрат на електроенергію з мережі також стають факторами, що підтримують встановлення приватних сонячних електростанцій.

Незважаючи на позитивний розвиток галузі, є виклики, такі як регуляторні зміни, які можуть впливати на тарифи, та нестабільність в роботі енергетичного ринку. Однак загальний тренд позитивний, і приватні сонячні електростанції стають все більш популярними у виробничому і приватному секторах в Україні.

Розвиток приватних сонячних електростанцій (СЕС) в Україні відбувався в рамках стрімкого розвитку відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), зокрема сонячної енергії. Нижче подано детальний огляд кроків, які сприяли цьому процесу:

- Період перед 2010 роком:

Перші кроки в розвитку відновлювальної енергії в Україні були зроблені в 2009 році, коли було прийнято Закон "Про відновлювані джерела енергії". Цей закон створив правову базу для розвитку сонячної енергетики.

- 2010–2014:

Тарифи на зелену енергію: у 2010 році уряд введе тарифи на зелену енергію, зокрема на сонячну енергію, які стали ключовим стимулом для інвесторів.

Старт проектів: разом з введенням тарифів розпочалася активна реалізація сонячних проектів, включаючи приватні СЕС на покрівлях житлових та комерційних будівель.

Розбудова інфраструктури: з'явилися перші компанії, спеціалізовані на встановленні сонячних електростанцій. Інфраструктура для виробництва та встановлення сонячних панелей почала розвиватися.

- 2014–2020:

Зростання об'ємів виробництва: після прийняття нових тарифів та покращення правового середовища виробництво електроенергії з сонячних

панелей стрімко зростало. Україна була однією з лідерів у розгортанні сонячних електростанцій в регіонах.

Підтримка держави: уряд України здійснював різні заходи для підтримки розбудови сонячних електростанцій, зокрема за програмою "Всеукраїнський енергетичний ефективний проект".

Участь міжнародних інвесторів: залучення інвестицій в сектор відбувалося за участю міжнародних інвесторів та банків.

- З 2020 року:

Зміни в спрощенні процедур: уряд продовжує впроваджувати політику сприяння використанню сонячної енергії, включаючи спрощення процедур для інвесторів та власників СЕС.

Розвиток технологій: завдяки розвитку технологій та зниженню вартості сонячних панелей, приватні особи стають більш зацікавленими в установці власних СЕС.

Зелена енергія як пріоритет: зелена енергія і сталий розвиток залишаються важливими пріоритетами для уряду та суспільства, що сприяє подальшому розвитку сонячних електростанцій.

У цілому, розвиток приватних сонячних електростанцій в Україні став динамічним процесом, забезпечуючи енергетичну ефективність та зменшення викидів парникових газів.



Потужність СЕС домогосподарств у регіонах

(станом на 01.04.2021)

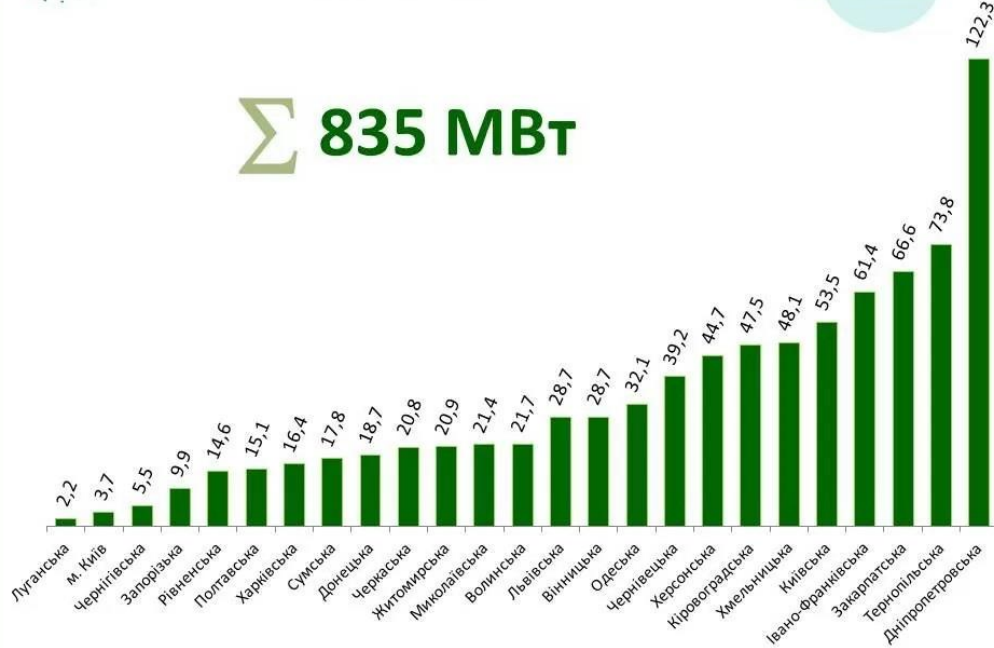


Рис.7 Потужність СЕС домогосподарств у регіонах.

1.5 Визначення умов (співвідношення потужностей споживачів та СЕС) при яких доцільно здійснювати вибір обладнання СЕП за літнім режимом роботи.

Система електропостачання (СЕП) є критично важливим компонентом для забезпечення надійності та ефективності електроживлення споживачів.

Збільшення споживання електроенергії в літній період може створювати великі проблеми для систем електропостачання, особливо в контексті забезпечення стійкості та ефективності. Вибір правильного обладнання для СЕП стає ключовим етапом в забезпеченні безперебійного живлення та врахуванні особливостей літнього режиму роботи.

Умови літнього споживання, де пікові навантаження можуть бути вкрай високими через роботу кондиціонерів та інших пристроїв, вимагають детального розгляду факторів, таких як потужність системи електропостачання, ефективність обладнання та його стійкість до високих температур.

Доцільний вибір обладнання повинен враховувати співвідношення сумарної потужності споживачів та потужності системи електропостачання. Застосування формул для розрахунку цього співвідношення дозволяє визначити ефективність використання енергії та забезпечити запас потужності для надійності роботи системи в умовах пікового навантаження.

Такий підхід до вибору обладнання для СЕП в умовах літнього режиму роботи відкриває можливості оптимізації системи та забезпечення найвищого рівня продуктивності та стійкості, зменшуючи вплив пікових навантажень на загальну працездатність електропостачання.

Визначення співвідношення потужностей (S_p):

Одним із ключових показників вибору обладнання є співвідношення потужностей (S_p), яке визначає ефективність використання потужності СЕП в порівнянні із сумарною потужністю споживачів. Формула для розрахунку S_p виглядає наступним чином:

$$S_p = \frac{P_{\text{спож}}}{P_{\text{сист.}}}$$

$P_{\text{спож}}$ - сумарна потужність споживачів, $P_{\text{сист.}}$ - потужність системи електропостачання.

Розрахунок пікового навантаження:

Важливо також враховувати пікові навантаження, які можуть виникати в літній період через включення кондиціонерів та інших електричних приладів. Пікове навантаження ($P_{\text{пik}}$) може бути визначено як:

$$P_{\text{пik}} = P_{\text{спож}} \times \text{Фактор піку}$$

де Фактор піку - коефіцієнт, який визначає, наскільки зростає споживання енергії під час пікового навантаження.

Дослідження ефективності та стійкості до температур:

Обладнання СЕП повинне бути ефективним та стійким до високих температур літнього періоду. Використання ефективних приладів та оцінка їхньої працездатності при високих температурах допоможе визначити найбільш підходяще обладнання.

$$\text{Ефективність} = \frac{P_{\text{кор}}}{P_{\text{вхідна}}}$$

Передбачення запасу потужності:

Запас потужності враховується для забезпечення додаткової потужності та надійності в роботі:

$$P_{\text{запас.}} = P_{\text{спож}} \times \text{Коефіцієнт запасу.}$$

Підсумуємо:

Розглядання співвідношення потужностей та інших факторів визначає вибір обладнання СЕП за літнім режимом роботи. Враховуючи ефективність, пікові навантаження та інші параметри, можна забезпечити надійну та ефективну роботу системи електропостачання в умовах літнього споживання електроенергії.

Цей аналіз є ключовим етапом при виборі обладнання для системи електропостачання, оскільки в умовах літнього режиму роботи може виникати збільшене споживання електроенергії. Пікові навантаження, спричинені використанням кондиціонерів та інших електричних приладів, можуть значно впливати на надійність та продуктивність електропостачання.

Висновок до технологічного розділу.

У технологічному розділі кваліфікаційної роботи було розглянуто та детально описано об'єкт дослідження. В рамках цього опису проведено глибинний аналіз можливостей систем автоматизованого проектування та керування (САПР) Sicad. Висвітлено всі аспекти та характеристики цієї системи, що відзначаються високою ефективністю та інноваційністю в контексті досліджуваного об'єкта.

Далі в розділі проведено аналіз потужностей споживачів приватної забудови, значення яких прийнято відповідно до норм та стандартів, які визначені в Державному стандарті України (ДСТУ). Цей етап аналізу спрямований на визначення відповідності технічних характеристик та потужностей споживачів вимогам визначеним національними стандартами.

Додатково, було проведено обґрунтоване та докладне дослідження розвитку приватних сонячних електростанцій. Аналізовані тенденції ринку, новітні технології та можливості впровадження сучасних рішень в даній області. Визначено умови, за яких вибір обладнання системи електропостачання є доцільним, зосереджуючись на літньому режимі роботи.

Усі ці аспекти були докладно вивчені та охоплені у технологічному розділі, надаючи повний та глибокий огляд обраного об'єкта дослідження та його потенціалу для впровадження інноваційних рішень.

2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок електричних навантажень.

По потужності на вулиці яка розглядається в проекті присутні чотири групи споживачів:

1. З мінімальним довгостроковим навантаженням потужністю $P_n=3,5$ кВт кожен.
2. З нормальним навантаженням потужністю $P_n=5,5$ кВт кожен.
3. З додатковим короткостроковим навантаженням потужністю $P_n=6,5$ кВт кожен

Загальна кількість споживачів 120 приватних житлових будинків.

Вони розподілені між групами цими групами:

1. З мінімальним навантаженням 50 будинків
2. З нормальним навантаженням 35 будинків
3. З додатковим короткостроковим навантаженням 35

Виходячи з цього розрахуємо встановлену потужність та ефективну кількість електроприймачів.

Встановлена потужність:

$$P_{n1} = p_{n1} \cdot n = 3,5 \cdot 40 = 140 \text{ кВт}$$

Де p_{n1} – потужність одного будинку,

n – кількість будинків.

Середнє навантаження:

$$P_{cp1} = P_{n1} \cdot K_{\Pi} = 140 \cdot 0,75 = 105 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp1} = P_{cp1} \cdot \text{tg}\varphi = 105 \cdot 0,43 = 45,15 \text{ квар}$$

Де K_{Π} – коефіцієнт попиту

Ефективна кількість електроприймачів:

$$n_e = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum n \cdot p_H^2} = \frac{(433,12)^2}{50 \cdot 3,5^2 + 35 \cdot 5^2 + 35 \cdot 6,5^2} = 109 \text{ буд.}$$

Максимальне навантаження:

$$P_M = \sum P_{cp} \cdot K_p = (131,25 + 131,25 + 170,62) \cdot 0,8 = 346,5 \text{ кВт}$$

$$Q_M = \sum Q_{cp} \cdot K_p = (75,25 + 75,25 + 97,83) \cdot 0,8 = 248,33 \text{ квар}$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{346,5^2 + 248,33^2} = 426,3 \text{ кВА}$$

Де K_p - Коефіцієнт розрахункової активної потужності

Результати зведено в таблицю

Табл. 2. Розрахунок електричного навантаження вулиці, кварталу.

№ групи	Кількість споживачів, n	Встановлена потужність		Коефіцієнт попиту, K_{Π}	cosφ	tgφ	Середнє навантаження	
		P_H , кВт	P_H , кВт				P_{cp} , кВт	Q_{cp} , квар
1	50	3,5	175	0,75	0,92	0,43	131,25	75,25
2	35	5	175				131,25	75,25
3	35	6,5	227,5				170,62	97,83

Ефективна кількість електроприймачів	Коефіцієнт розрахункової активної потужності K_p	Максимальне навантаження		
		$P_m, \text{кВт}$	$Q_m, \text{квар}$	$S_m, \text{кВА}$
109	0,8	346.5	248.33	426.3

2.2 Моделювання режиму роботи СЕП в режимі зимового максимуму споживання.

Для того, аби змоделювати будь-яку систему електропостачання необхідно перш за все визначитись безпосередньо на об'єкті, де краще встановлювати живлячий трансформатор(и), як і яким чином його приєднати до високовольтної живлячої лінії, також не менш важливою є лінія 0.4кВ, тому що для її встановлення потрібно визначити тип ґрунту, провести розмітку згідно проекту і згідно місцевих особливостей ландшафту. Режим зимового максимуму споживання є особливим через те що у цьому режимі взимку ввечері більшість споживачів використовує майже найбільшу кількість електроприладів (різноманітні обігрівачі, бойлери, електроплити та ін.).

Виділіть об'єкт на карті або пункт у списку типових рішень для відображення їх властивостей.

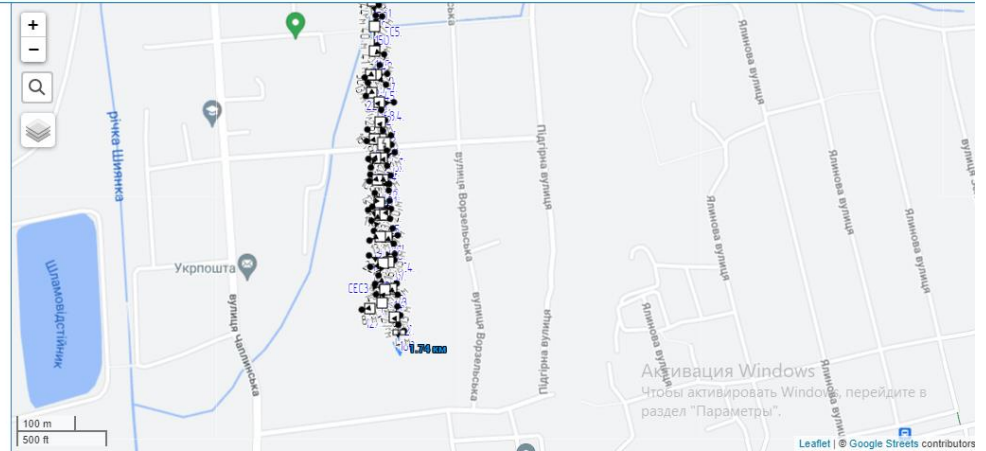


Рис.8 Довжина проєктованої вулиці

Так, як довжина вибраної вулиці складає близько 1.74 кілометри, було дослідним шляхом виявлено, що лінія 0.4 кВ такою довжиною є економічно і фізично не доцільною через величину перерізу живлячих кабелів СПП (більше 120 мм^2), яка необхідна для забезпечення споживачів напругою $230 \text{ В} \pm 10\%$. Також посередині вулиці є ділянка, довжиною 277 метрів, на якій немає житлових забудов, які б потребували підключення до електромережі :

Виділіть об'єкт на карті або пункт у списку типових рішень для відображення їх властивостей.

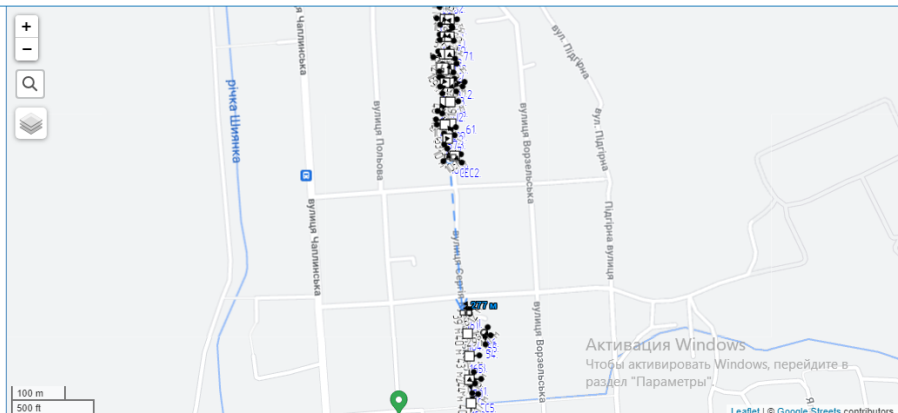


Рис.9 Розділ вулиці на 2 ділянки

Враховуючи вищезазначене, було прийнято рішення розділити вулицю на 2 ділянки, встановити два менш потужні трансформатори аби рівномірно забезпечити споживачів електроенергією на достатньому рівні:

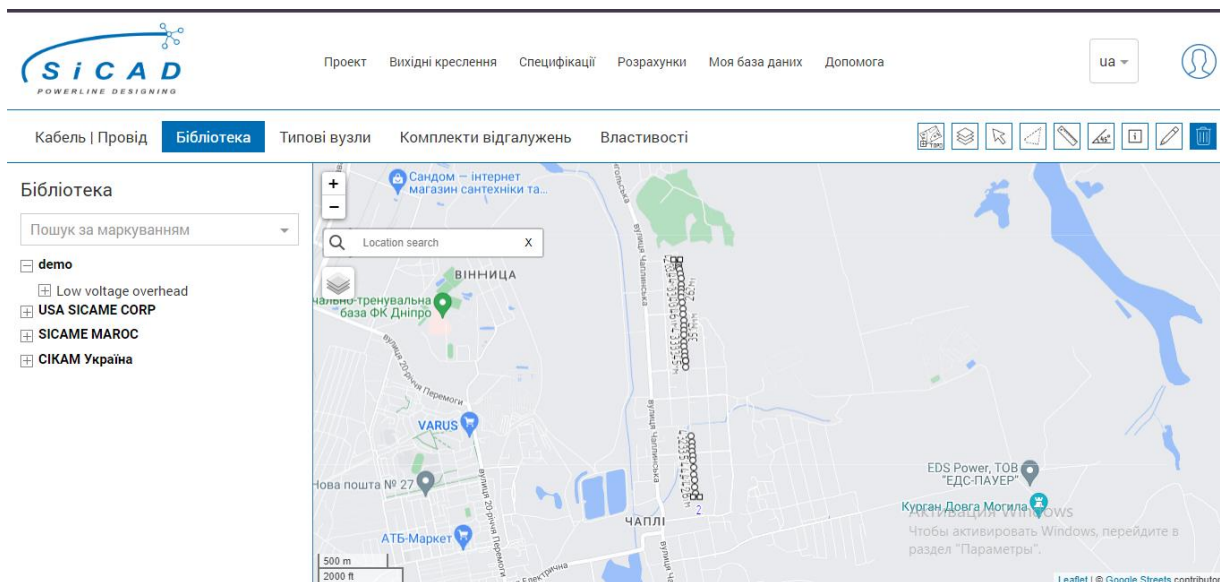


Рис.10 Вигляд вулиці зверху (Google Streets)

Так виглядає досліджувана вулиця, зі встановленими електроопорами і проведеними лініями 0.4кВ., а ось так виглядає та сама вулиця, тільки з супутникового знімку:

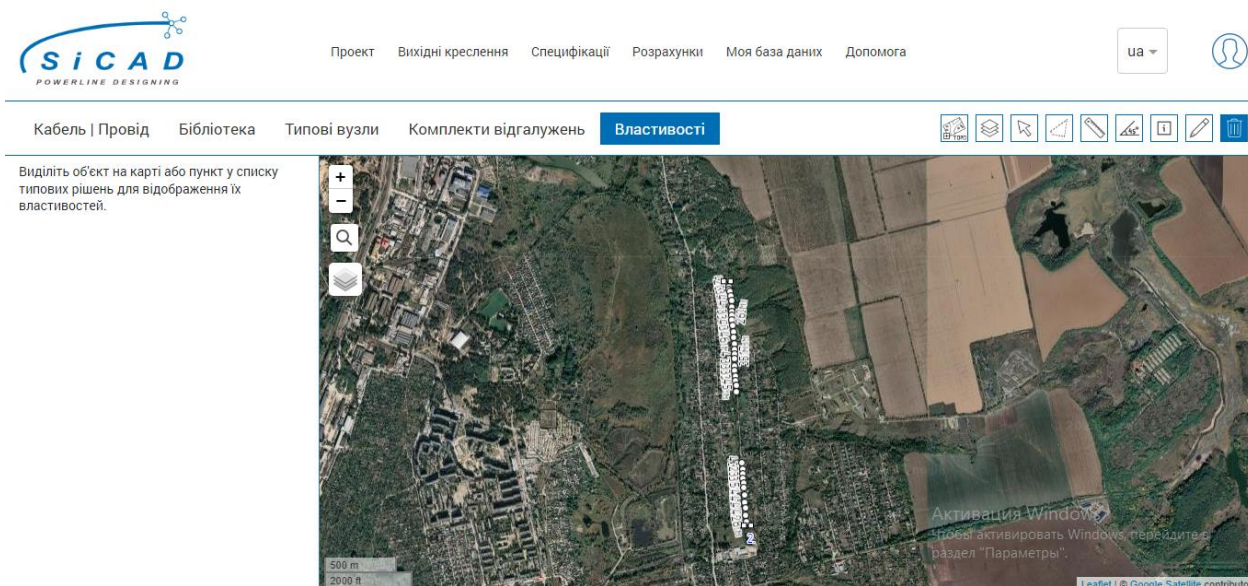


Рис.11 Вигляд вулиці зверху (Google Satellite)

Після прокладання кабельної лінії, необхідно виконати приєднання споживачів до живлячої лінії за допомогою відгалужень, вказавши для кожного абонента окремо його тип, рівень електрифікації, електричне з'єднання(одно(фаза А,В,С) або трифазне), потужність :

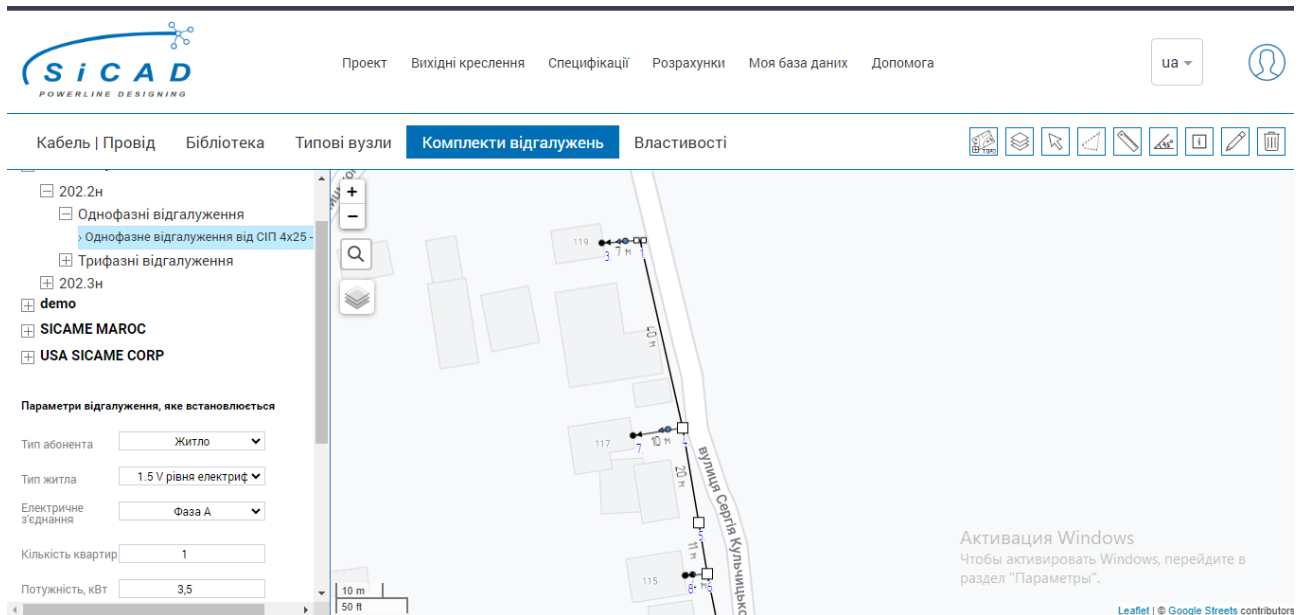


Рис.12 Налаштування параметрів відгалуження

Також необхідно поставити і під'єднати трансформатори, в ході моделювання на трансформаторах було застосоване регулювання під навантаженням (РПН), так як на кінцевих ділянках у режимі зимового вечірнього максимуму спостерігалось падіння напруги близько 7% від номінальної, що є неприйнятним.

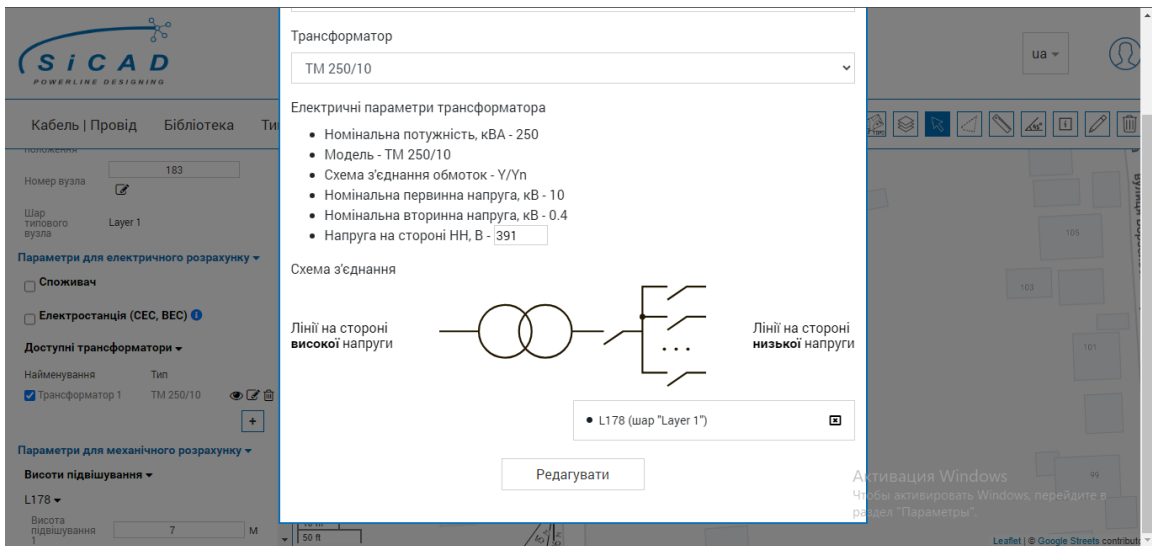


Рис.13 Налаштування параметрів трансформатора

Побудована система енергопостачання має такий вигляд:

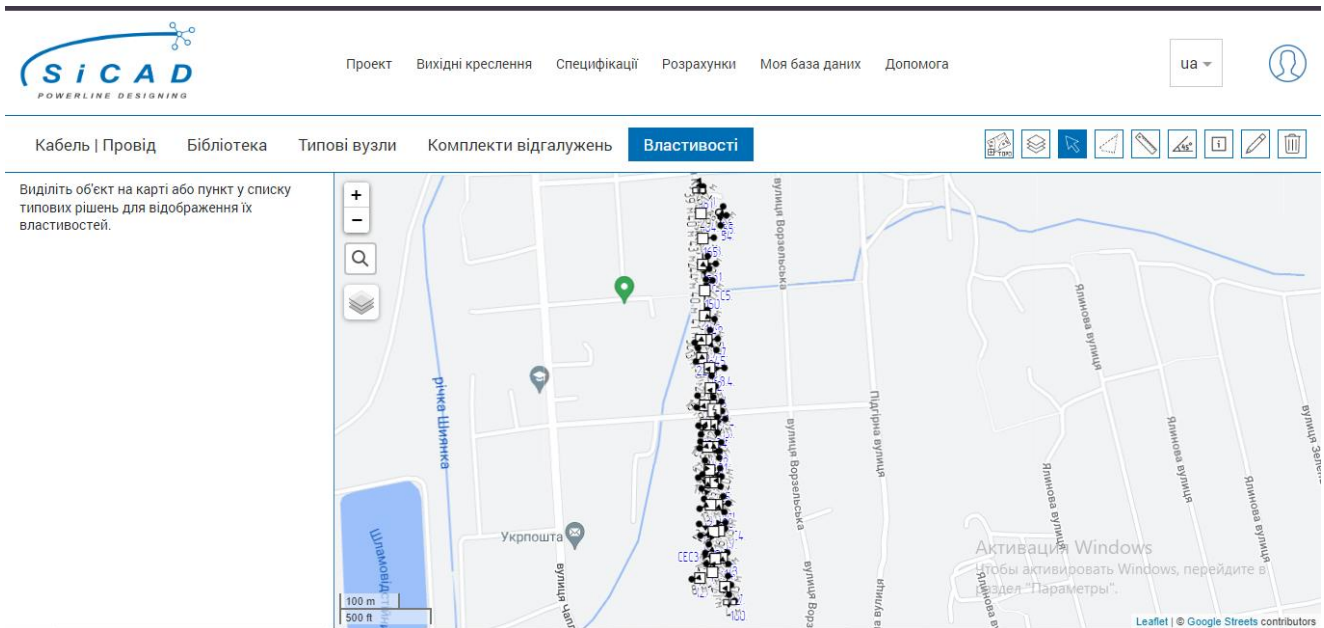


Рис.14 Спроектвана система енергопостачання.

Ще декілька ділянок:

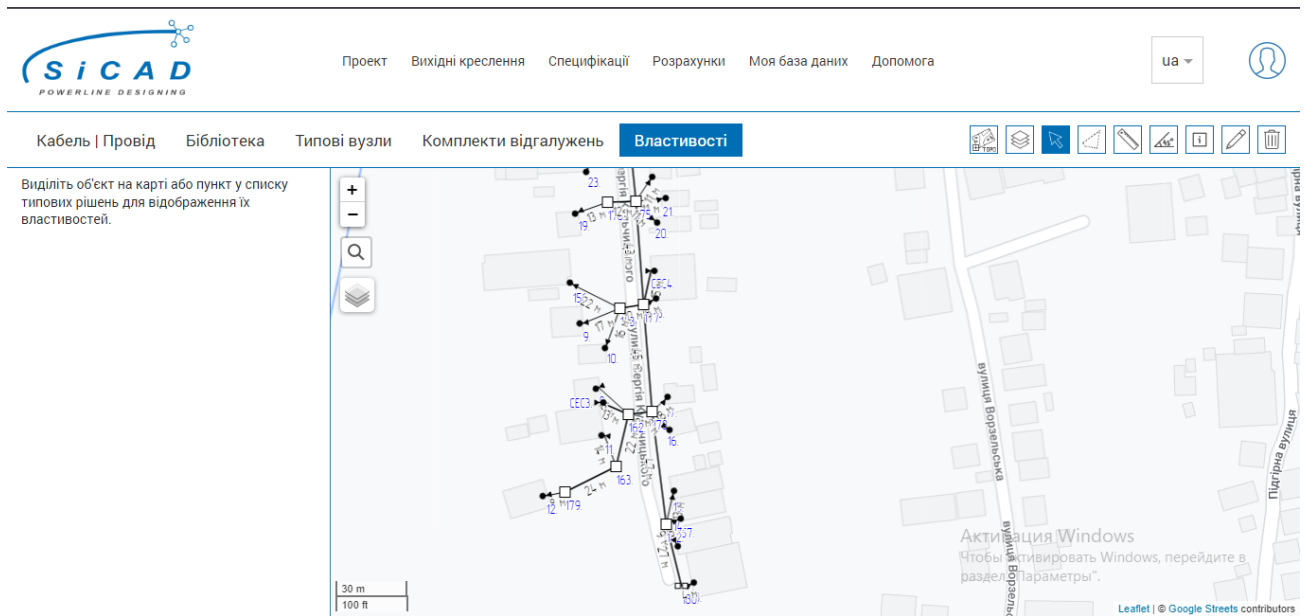


Рис.15 Початок вулиці

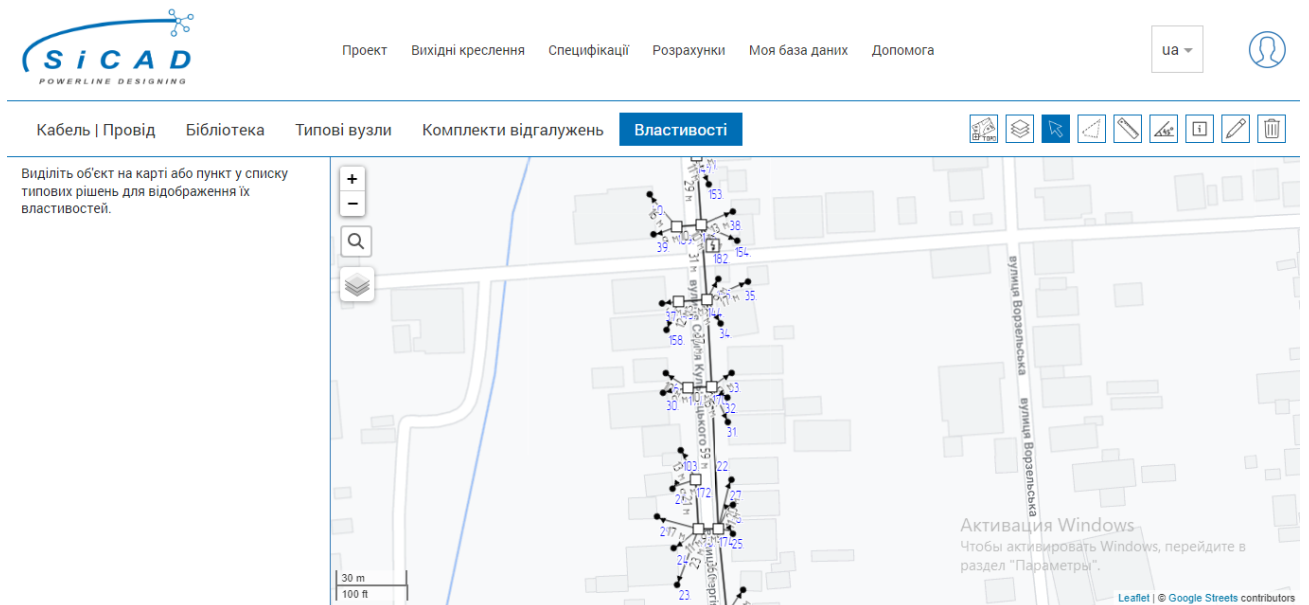


Рис.16 Ділянка з встановленим джерелом живлення

Після побудови системи розподілу в програмі Sicad, можливо перейти безпосередньо до моделювання, для зручності результати моделювання будуть наведені для більш відповідальних ділянок, а саме початок і кінець вулиці і

ділянка біля трансформатора: (Ділянка 1, зимовий вечірній максимум споживання)

Результати розрахунку електричних параметрів

Коефіцієнт перспективного збільшення потужності

Режим зимового вечірнього максимуму споживання

Втрати напруги dU

№	Назва траси	№ опори найбільш віддаленого приєднання	Втрати фазних напруг, %			Втрати фазних напруг, В			Фазні напруги, В			Лінійні напруги, В			Відхилення від номінального значення напруги, %		
			dUA	dUB	dUC	dUA	dUB	dUC	UA	UB	UC	UAB	UBC	UCA	ΔUA	ΔUB	ΔUC
1	D72	69	0.51	-	-	1.13	-	-	224.62	-	-	-	-	-	2.1	-	-
2	D73	70	-	0.98	-	-	2.15	-	-	223.59	-	-	-	-	-	1.63	-
3	D77	74	-	-	0.58	-	-	1.28	-	-	224.46	-	-	-	-	-	2.03
4	D78	75	-	1.33	-	-	2.92	-	-	222.83	-	-	-	-	-	1.28	-
5	D74	71	-	-	1.19	-	-	2.61	-	-	223.14	-	-	-	-	-	1.43
6	D75	72	-	1.35	-	-	2.97	-	-	222.77	-	-	-	-	-	1.26	-
7	D76	73	1.05	-	-	2.32	-	-	223.43	-	-	-	-	-	1.56	-	-
8	D119	136	0.59	-	-	1.3	-	-	224.44	-	-	-	-	-	2.02	-	-

Рис.17 Результат розрахунку втрат напруги на ділянці 1

9	D81	78	0.82	-	-	1.81	-	-	223.93	-	-	-	-	-	1.79	-	-
10	D82	79	-	-	0.75	-	-	1.65	-	-	224.1	-	-	-	-	-	1.86
11	D83	80	-	0.89	-	-	1.95	-	-	223.79	-	-	-	-	-	1.72	-
12	D121	138	-	0.82	-	-	1.81	-	-	223.93	-	-	-	-	-	1.79	-
13	D69	66	-	-	1.46	-	-	3.22	-	-	222.53	-	-	-	-	-	1.15
14	D70	67	1.55	-	-	3.42	-	-	222.33	-	-	-	-	-	1.06	-	-
15	D71	68	-	1.17	-	-	2.58	-	-	223.16	-	-	-	-	-	1.44	-
16	D84	81	-	1.11	-	-	2.45	-	-	223.29	-	-	-	-	-	1.5	-
17	D85	82	0.99	-	-	2.18	-	-	223.56	-	-	-	-	-	1.62	-	-
18	D86	83	1.14	-	-	2.51	-	-	223.24	-	-	-	-	-	1.47	-	-
19	D122	139	-	1.06	-	-	2.33	-	-	223.42	-	-	-	-	-	1.55	-
20	D123	140	-	-	1.21	-	-	2.67	-	-	223.07	-	-	-	-	-	1.4
21	D67	64	-	-	1.2	-	-	2.65	-	-	223.1	-	-	-	-	-	1.41
22	D68	65	-	1.27	-	-	2.8	-	-	222.94	-	-	-	-	-	1.34	-
23	D65	62	-	-	1.31	-	-	2.88	-	-	222.87	-	-	-	-	-	1.3
24	D66	63	1.7	-	-	3.74	-	-	222.01	-	-	-	-	-	0.91	-	-
25	D87	84	-	1.69	-	-	3.71	-	-	222.03	-	-	-	-	-	0.92	-
26	D88	85	-	-	1.64	-	-	3.61	-	-	222.13	-	-	-	-	-	0.97

Рис.18 Продовження розрахунку

26	D88	85	-	-	1.64	-	-	3.61	-	-	222.13	-	-	-	-	0.97	
27	D89	86	-	-	1.78	-	-	3.91	-	-	221.83	-	-	-	-	0.83	
28	D124	141	-	-	1.76	-	-	3.87	-	-	221.88	-	-	-	-	0.85	
29	D63	60	-	1.37	-	-	3.02	-	-	222.73	-	-	-	-	1.24	-	
30	D64	61	1.41	-	-	3.1	-	-	222.65	-	-	-	-	1.2	-	-	
31	D90	87	-	-	2.22	-	-	4.88	-	-	220.87	-	-	-	-	0.39	
32	D91	88	2.07	-	-	4.56	-	-	221.19	-	-	-	-	0.54	-	-	
33	D93	90	-	2.58	-	-	5.67	-	-	220.07	-	-	-	-	0.03	-	
34	D92	89	-	2.04	-	-	4.49	-	-	221.26	-	-	-	-	0.57	-	
35	D60	57	1.58	-	-	3.48	-	-	222.26	-	-	-	-	1.03	-	-	
36	D62	59	-	-	1.67	-	-	3.68	-	-	222.06	-	-	-	-	0.94	
37	D94	91	-	-	3.02	-	-	6.65	-	-	219.09	-	-	-	-	-0.41	
38	D95	92	2.39	-	-	5.26	-	-	220.48	-	-	-	-	0.22	-	-	
39	D61	58	-	1.48	-	-	3.25	-	-	222.49	-	-	-	-	1.13	-	
40	D113	CEC2	1.33	1.31	1.29	2.92	2.86	2.82	222.82	222.88	222.92	385.99	386.08	386.03	1.28	1.31	1.33
41	D96	93	-	2.85	-	-	6.27	-	-	219.48	-	-	-	-	0.24	-	
42	D97	94	2.79	-	-	6.13	-	-	219.62	-	-	-	-	-	-	-	
43	D98	95	-	-	3.64	-	-	8.01	-	-	217.73	-	-	-	-	-1.03	

Рис.19 Продовження розрахунку

44	D99	96	-	3.12	-	-	6.87	-	-	218.87	-	-	-	-	-	-0.51	-
45	D100	97	3.88	-	-	8.53	-	-	217.22	-	-	-	-	-	-1.26	-	-
46	D101	98	-	-	3.95	-	-	8.69	-	-	217.06	-	-	-	-	-	-1.34
47	D102	99	-	3.64	-	-	8.02	-	-	217.73	-	-	-	-	-	-	-1.03
48	D103	100	3.87	-	-	8.51	-	-	217.24	-	-	-	-	-	-1.26	-	-
49	D104	101	-	-	4.54	-	-	9.98	-	-	215.76	-	-	-	-	-	-1.93
50	D8	6	-	4.44	-	-	9.78	-	-	215.97	-	-	-	-	-	-	-1.83
51	D6	4	-	-	5.22	-	-	11.49	-	-	214.25	-	-	-	-	-	-2.61
52	D7	5	4.95	-	-	10.89	-	-	214.85	-	-	-	-	-	-	-	-2.34
53	D4	3	4.88	-	-	10.73	-	-	215.02	-	-	-	-	-	-	-	-2.26
54	D111	104	-	5.2	-	-	11.43	-	-	214.31	-	-	-	-	-	-	-2.59
55	D112	CEC1	4.68	4.67	4.94	10.27	10.24	10.83	215.47	215.5	214.91	373.23	372.75	372.73	-2.06	-2.04	-2.31
56	D108	102	-	-	5.58	-	-	12.28	-	-	213.46	-	-	-	-	-	-2.97
57	D2	2	-	5.38	-	-	11.84	-	-	213.9	-	-	-	-	-	-	-2.77
58	D1	1	5.65	-	-	12.43	-	-	213.31	-	-	-	-	-	-	-	-3.04
59	D79	76	0.49	-	-	1.08	-	-	224.67	-	-	-	-	-	2.12	-	-
60	D80	77	-	-	0.7	-	-	1.54	-	-	224.2	-	-	-	-	-	-
61	D120	137	0.19	-	-	0.41	-	-	225.33	-	-	-	-	-	2.42	-	-

Рис.20 Кінець розрахунку

Ділянка1, кінець лінії 1:

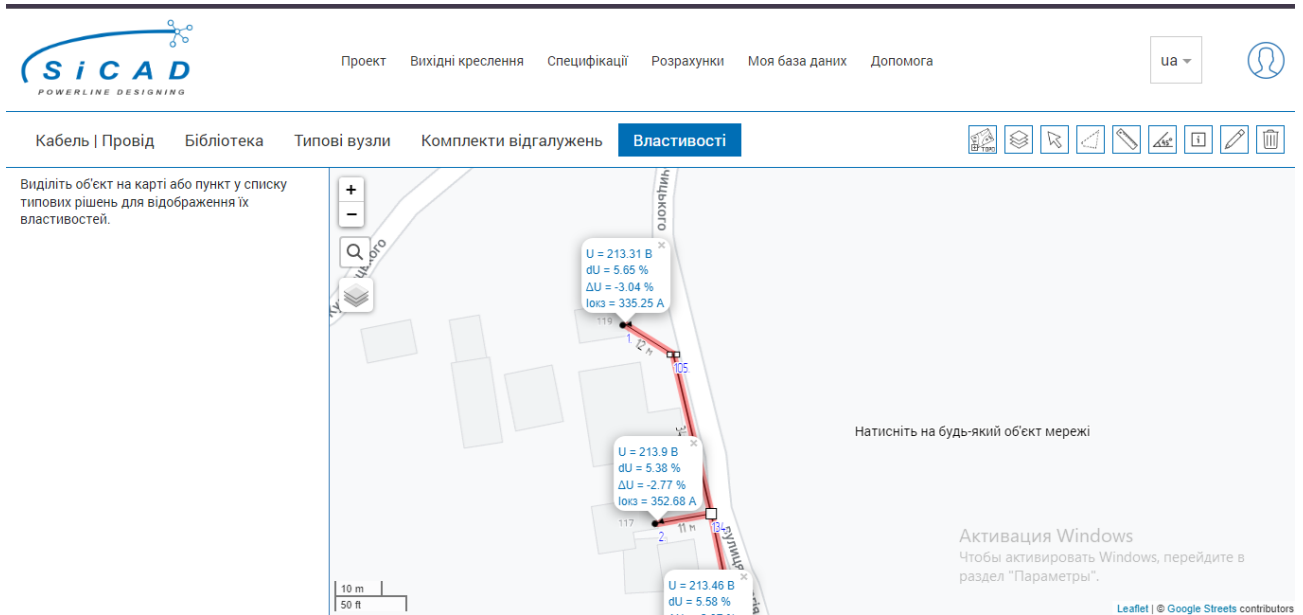


Рис.21 Значення напруги на фазах А,В,С на кінці лінії 1

Ділянка 1 Значення напруги безпосередньо біля трансформатора:

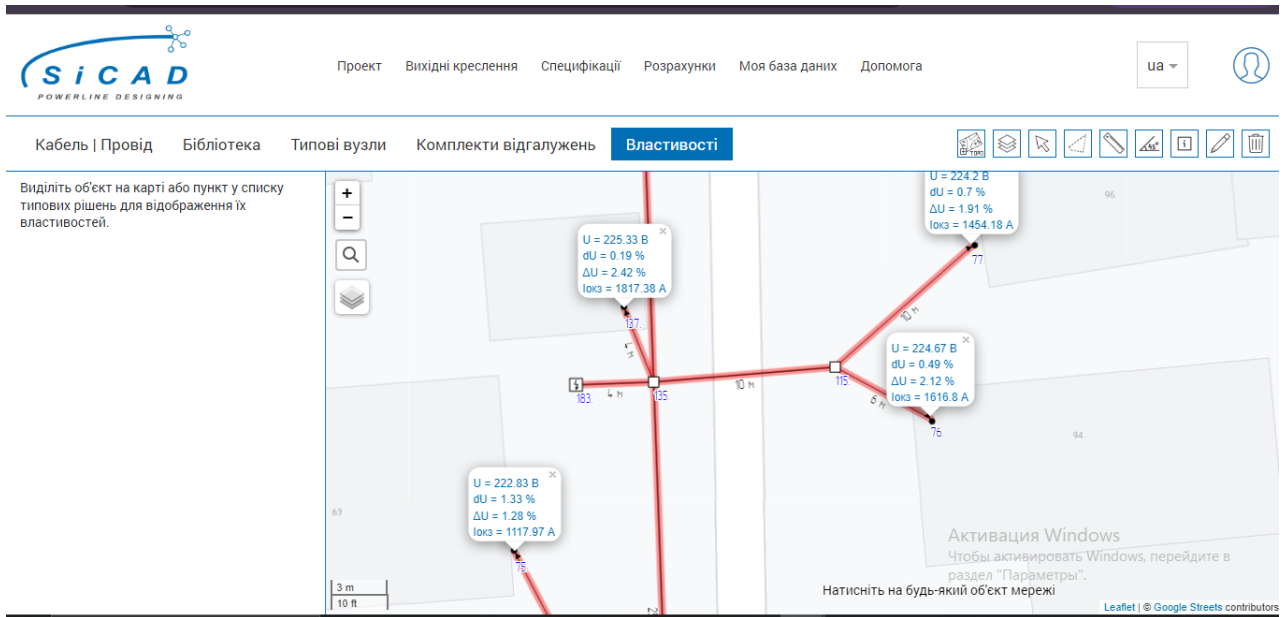


Рис.22 Значення напруги біля живлячого трансформатора лінії 1

Ділянка 1, початок, лінії 1 :

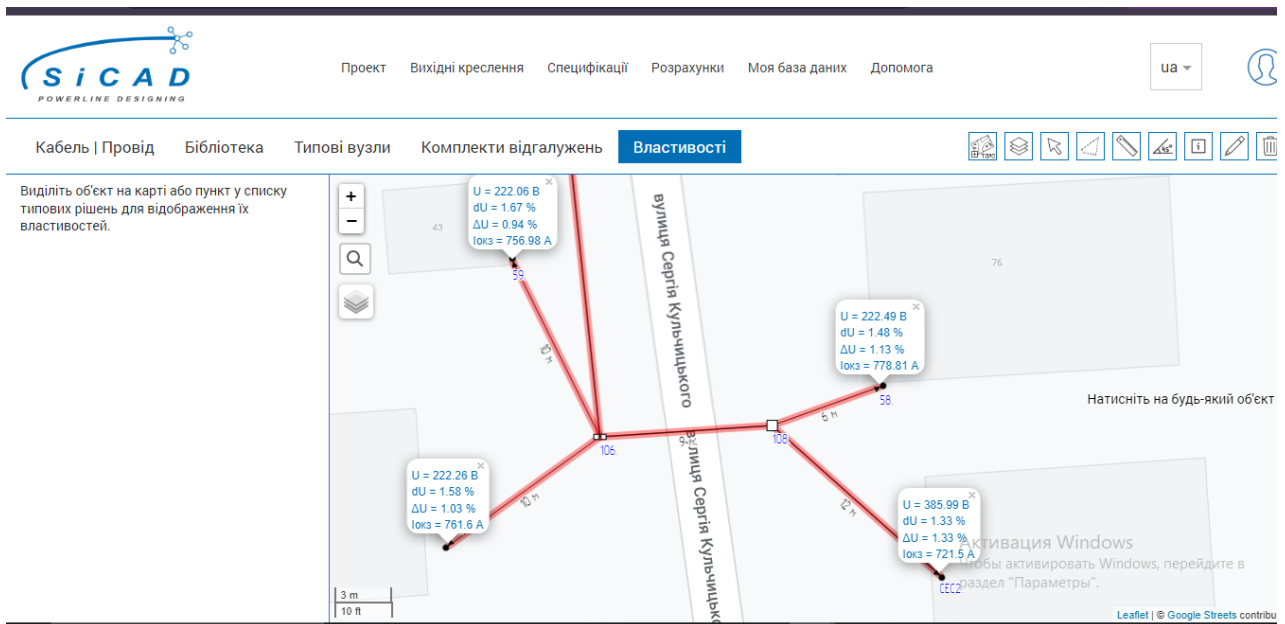


Рис.23 Значення напруги на фазах А,В,С на початку лінії 1

Як видно із результатів моделювання для першої ділянки, вибір провідників, джерела живлення, фазування виконано вірно, споживачі отримують живлення на достатньому рівні, падіння напруги не перевищує 5.65%.

Ділянка 2, значення напруги на кінці ділянки:

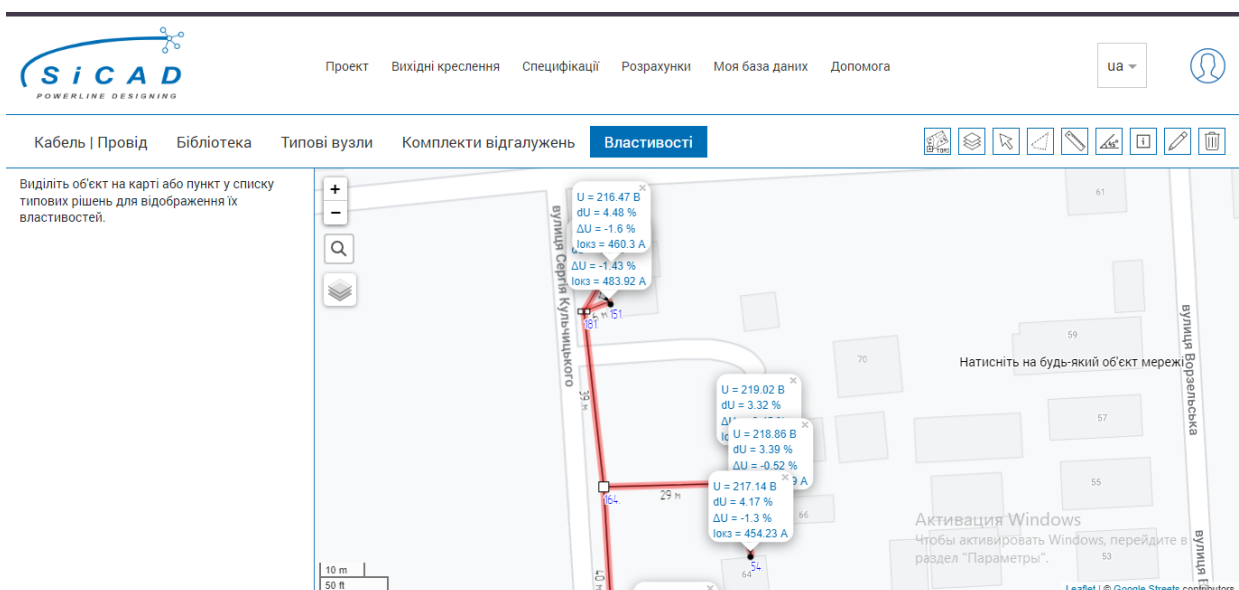


Рис.24 Значення напруги на фазах А,В,С на кінці лінії 2

Ділянка 2, значення напруги біля живлячого трансформатора:

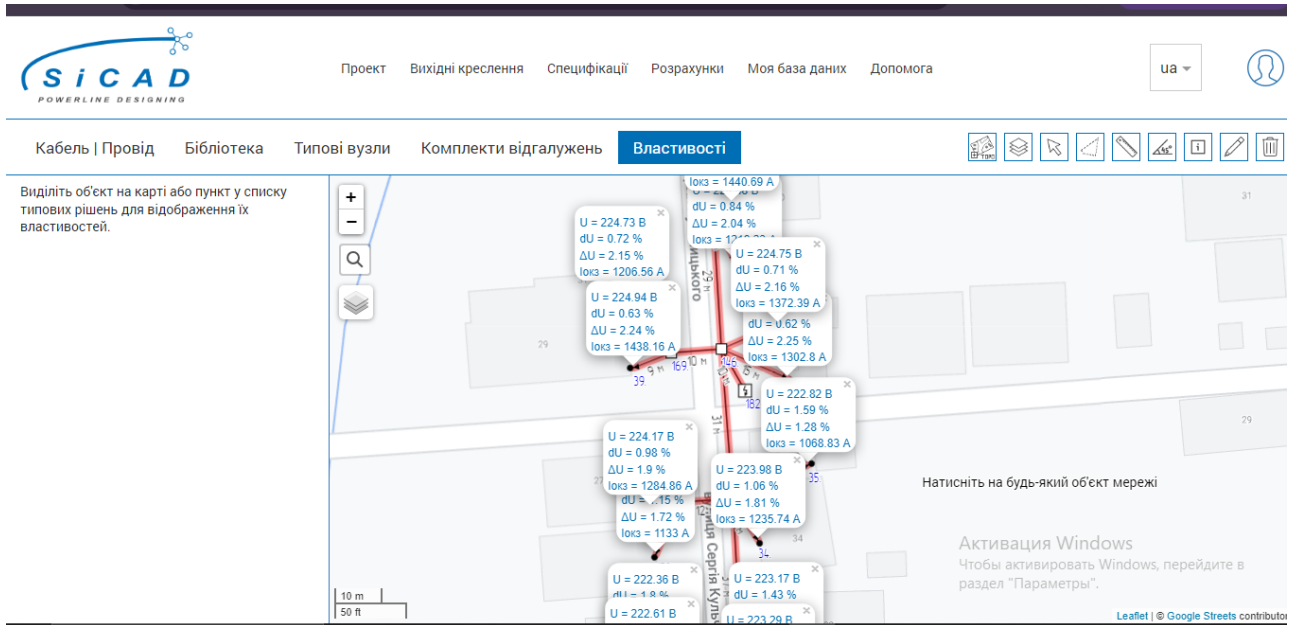


Рис.25 Значення напруги біля живлячого трансформатора лінії 2

Ділянка 2, значення напруги на початку вулиці:

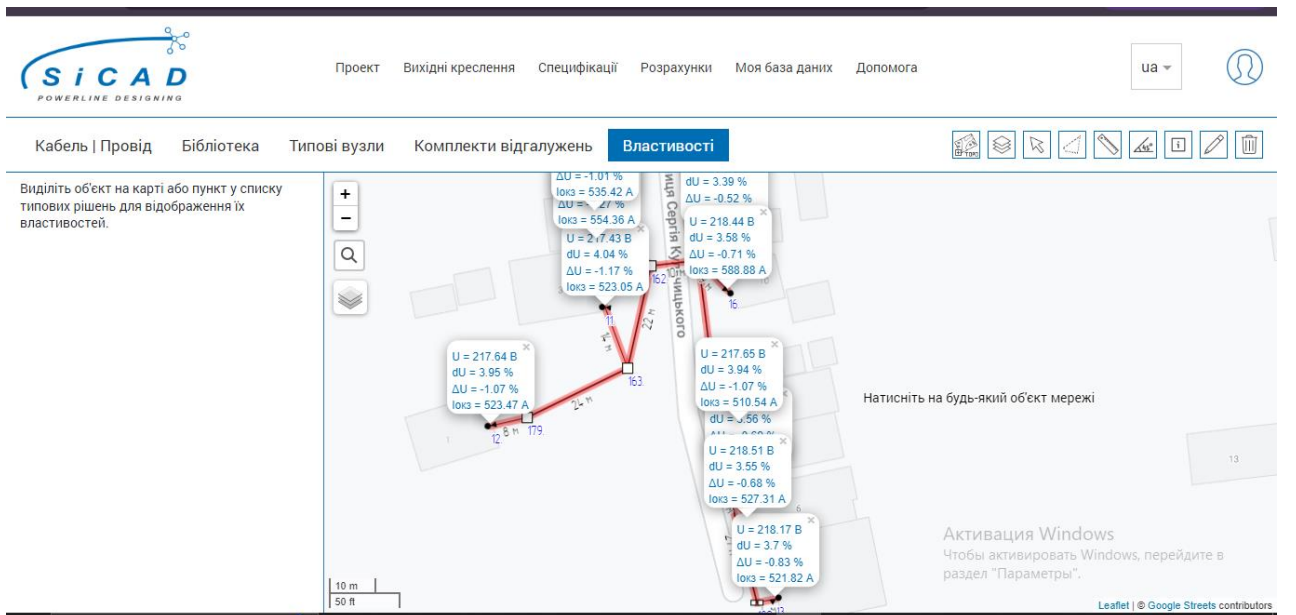


Рис.26 Значення напруги на фазах А,В,С на початку лінії 2

Як видно, падіння напруги на найвіддаленішій ділянці не перевищує 3.95%, що повністю задовольняє вимоги.

2.3 Моделювання режиму роботи СЕП літнього максимуму генерації.

Особливість режиму літнього максимуму генерації полягає в тому, що сонячні електростанції в цей період генерують максимальну потужність. Важливо враховувати, щоб у прилеглих територіях, особливо серед найближчих споживачів, не відбувалося значного збільшення напруги, оскільки в такому випадку може виникнути аварійний режим роботи. Це може призвести до серйозних проблем, таких як виходження з ладу електропристроїв, пошкодження обладнання та інші небажані наслідки.

У зв'язку зі значним піковим навантаженням у літній період, важливо вжити заходів для попередження ризиків, пов'язаних з можливими перепадами напруги. Керування інфраструктурою енергосистеми повинно бути організоване таким чином, щоб забезпечити стабільну роботу системи при високому виробництві сонячної енергії. Необхідно вивчати та визначити оптимальні методи регулювання напруги для уникнення можливих проблем та забезпечення надійного функціонування всієї електроенергетичної системи під час літнього пікового навантаження.

В даній системі електропостачання присутні 5 сонячних електростанцій номінальною потужністю 30кВт кожна. Перейдемо безпосередньо до моделювання:

Значення напруги у споживачів, прилеглих до СЕС № 1:

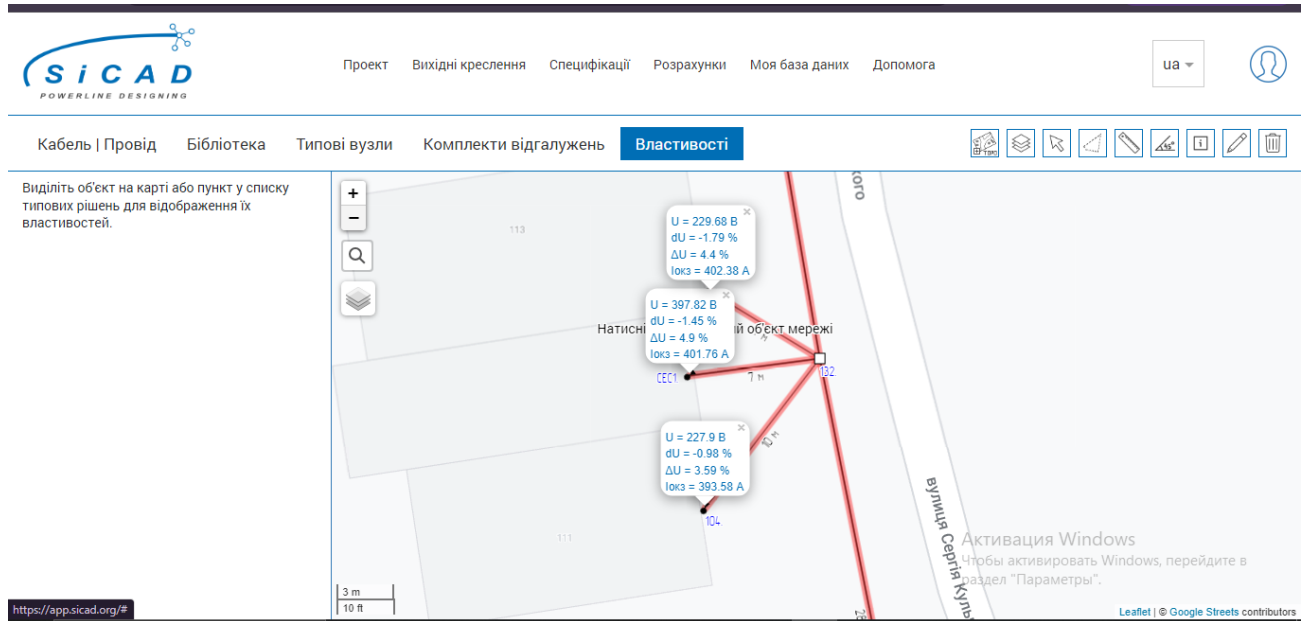


Рис.27 Значення напруги на фазах А,В,С у споживачів, прилеглих до СЕС№1

Значення напруги у споживачів, прилеглих до СЕС № 2:

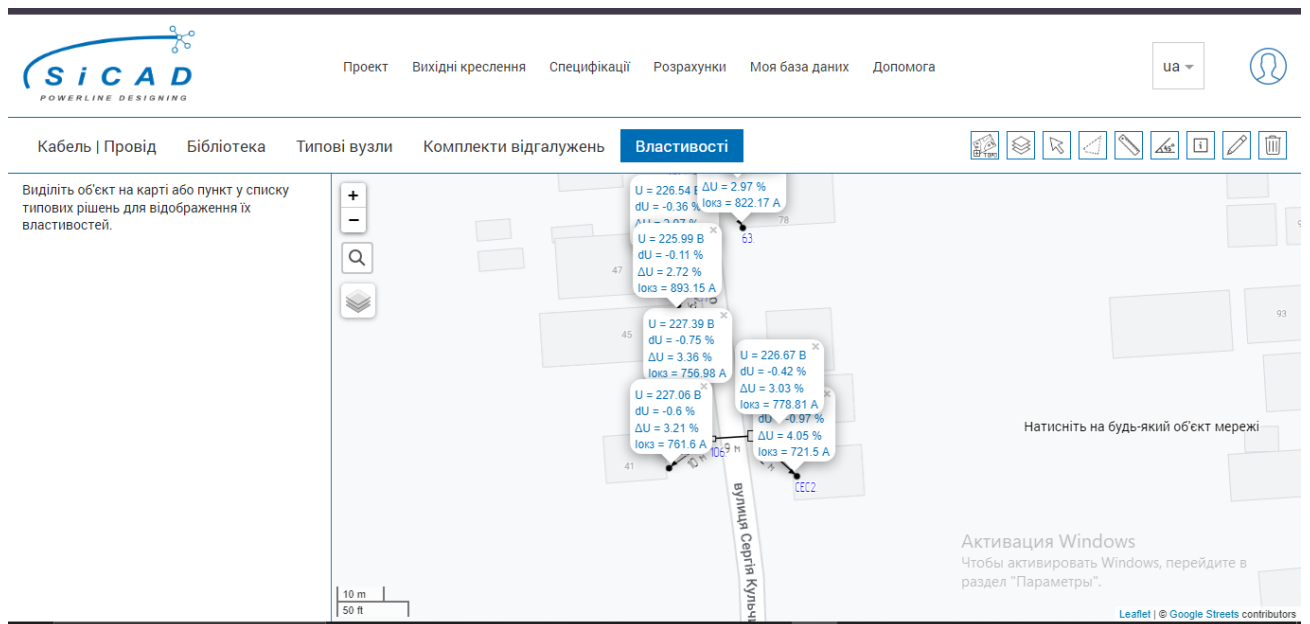


Рис.28 Значення напруги на фазах А,В,С у споживачів, прилеглих до СЕС№2

Значення напруги у споживачів, прилеглих до СЕС № 3:

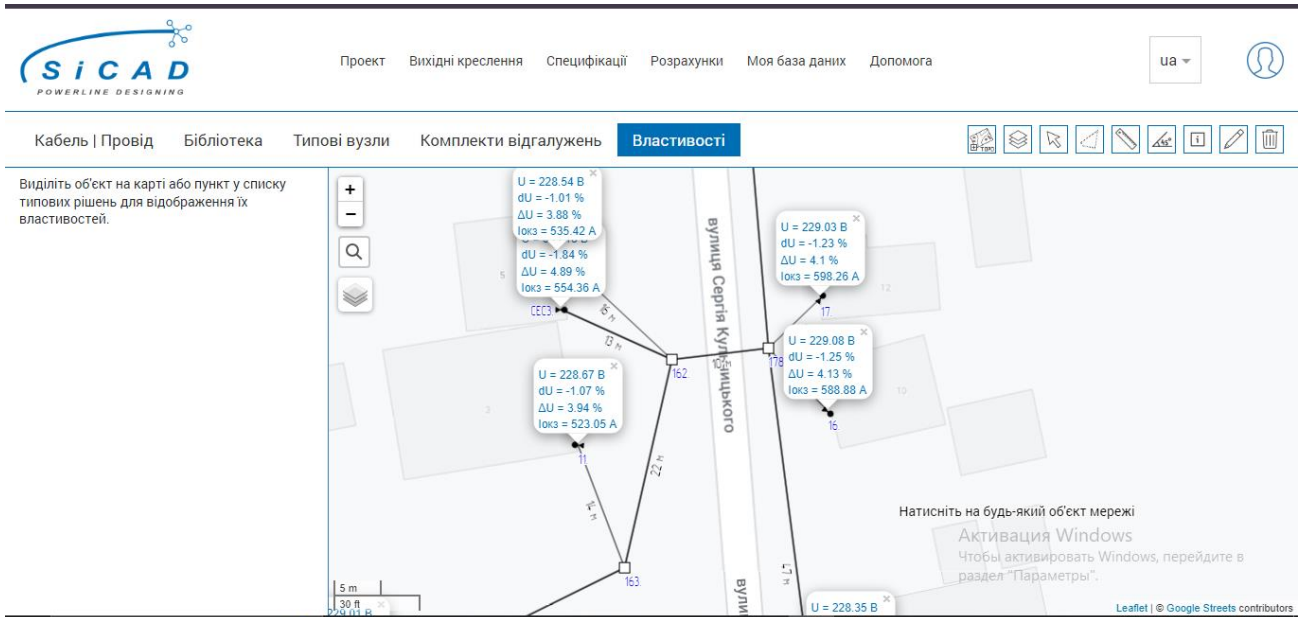


Рис.29 Значення напруги на фазах А,В,С у споживачів, прилеглих до СЕС№3

Значення напруги у споживачів, прилеглих до СЕС № 4:

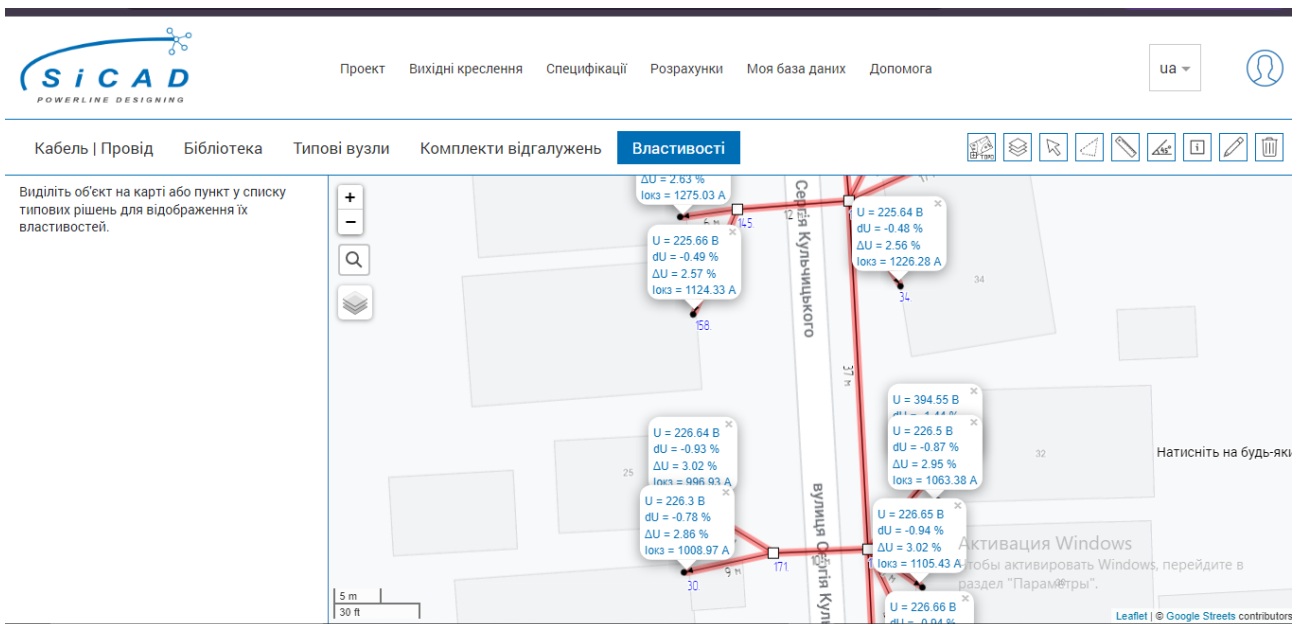


Рис.30 Значення напруги на фазах А,В,С у споживачів, прилеглих до СЕС№4

Значення напруги у споживачів, прилеглих до СЕС № 5:

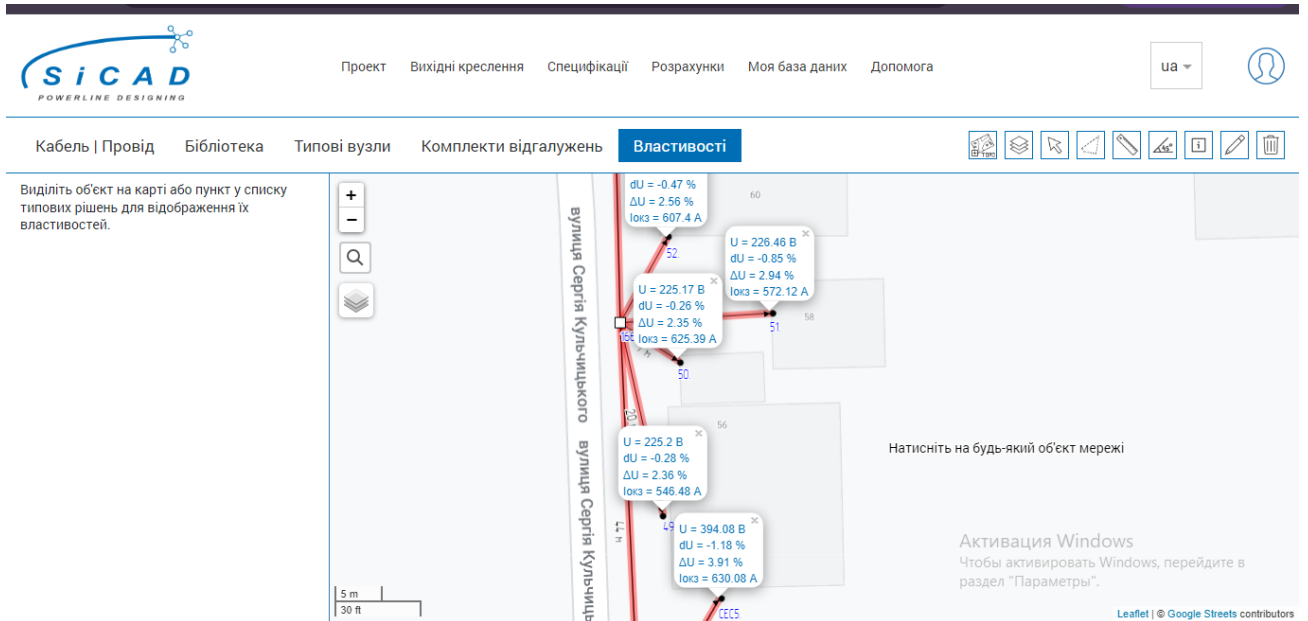


Рис.31 Значення напруги на фазах А,В,С у споживачів, прилеглих до СЕС№5.

2.4. Моделювання режимів роботи СЕП за допомогою САПР “Sicad”.

САПР Sicad дає змогу змоделювати не тільки режими зимового вечірнього максимуму споживання і літнього максимуму генерації, а й розрахувати монтажні тяжіння, розрахувати механічні навантаження на опору, а також розрахунок профілю прогону.

Виконаємо розрахунок монтажних тяжінь для декількох найбільш навантажених прогонів:

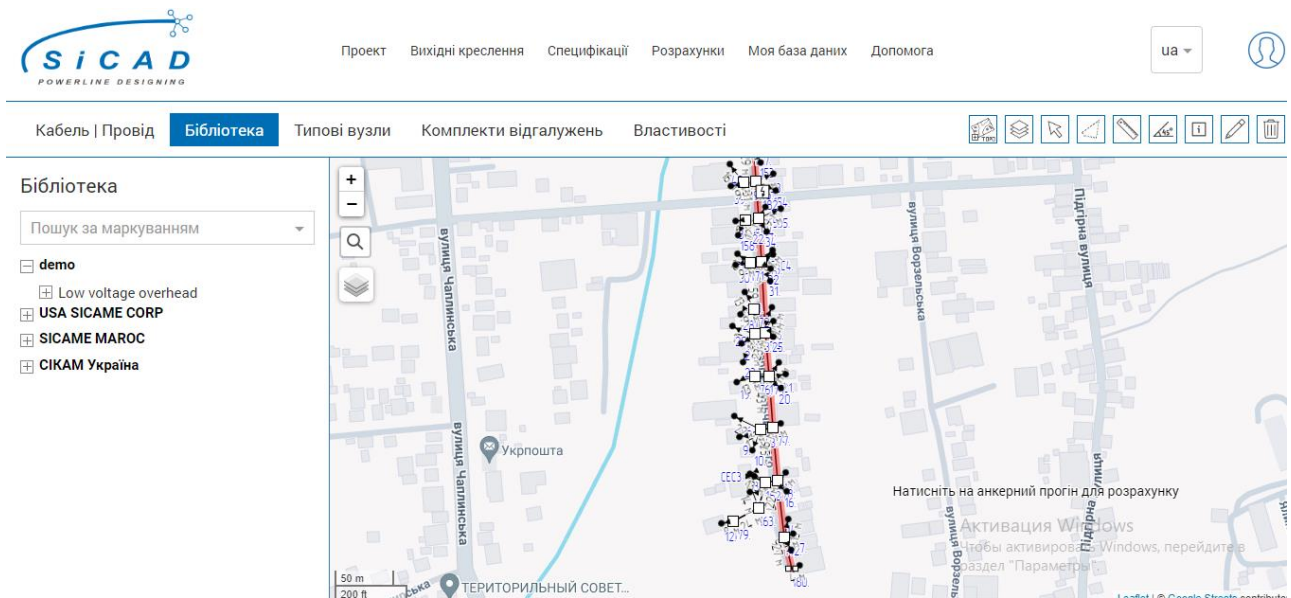


Рис.32 Розрахунок монтажних тяжінь для обраного анкерного прогону

SiCAD powerline designing - Google Chrome
app.sicad.org/ua?calculation=mechanical

Розрахунок таблиці монтажних тяжінь

Таблиця монтажних тяжінь анкерного прогону 181 - 180, СИП-5нг 4x70, Lmax = 59 м, fmax = 2,5 м (Tmax = 3.89 кН)

Кліматичні райони: Ожеледь - 3, Вітер - 3, Вітер з ожеледдю - 3, tcp - 4, tмін - 7, tмакс - 2.

Температура при монтажі:	t, °C	-36	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	38
Монтажне тяжіння:	T, кН	3	2.96	2.78	2.63	2.5	2.39	2.29	2.2	2.12	2.05	1.98	1.92	1.87	1.82	1.77	1.73	1.7

Прогін	Довжина прогону, м	Стріли провисання, м																
		0.61	0.61	0.65	0.69	0.73	0.76	0.79	0.83	0.86	0.89	0.92	0.95	0.97	1	1.03	1.05	1.07
181 - 164	39	0.61	0.61	0.65	0.69	0.73	0.76	0.79	0.83	0.86	0.89	0.92	0.95	0.97	1	1.03	1.05	1.07
164 - 165	40	0.66	0.67	0.71	0.75	0.79	0.83	0.87	0.9	0.94	0.97	1	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.16
165 - 166	43	0.75	0.76	0.8	0.85	0.9	0.94	0.98	1.02	1.06	1.09	1.13	1.17	1.2	1.23	1.27	1.3	1.32
166 - 150	44	0.77	0.78	0.83	0.88	0.92	0.97	1.01	1.05	1.09	1.13	1.16	1.2	1.23	1.27	1.3	1.34	1.35
150 - 149	40	0.66	0.67	0.71	0.75	0.79	0.83	0.87	0.9	0.93	0.97	1	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.16
149 - 159	41	0.67	0.68	0.72	0.76	0.8	0.84	0.88	0.91	0.95	0.98	1.01	1.05	1.08	1.11	1.14	1.16	1.18
159 - 168	46	0.84	0.86	0.91	0.96	1.01	1.06	1.11	1.15	1.2	1.24	1.28	1.32	1.36	1.4	1.43	1.47	1.49
168 - 147	33	0.43	0.44	0.47	0.5	0.52	0.55	0.57	0.59	0.62	0.64	0.66	0.68	0.7	0.72	0.74	0.76	0.77
147 - 146	29	0.33	0.34	0.36	0.38	0.4	0.42	0.44	0.46	0.47	0.49	0.51	0.52	0.54	0.55	0.57	0.58	0.59
146 - 144	31	0.4	0.4	0.43	0.45	0.48	0.5	0.52	0.54	0.56	0.58	0.6	0.62	0.64	0.66	0.67	0.69	0.7
144 - 170	37	0.54	0.54	0.58	0.61	0.65	0.68	0.71	0.73	0.76	0.79	0.81	0.84	0.86	0.89	0.91	0.93	0.95
170 - 174	59	1.42	1.44	1.53	1.62	1.7	1.78	1.86	1.94	2.01	2.08	2.15	2.21	2.28	2.34	2.4	2.46	2.5
174 - 175	36	0.52	0.53	0.56	0.6	0.63	0.66	0.69	0.71	0.74	0.77	0.79	0.82	0.84	0.86	0.89	0.91	0.92
175 - 177	43	0.76	0.77	0.81	0.86	0.91	0.95	0.99	1.03	1.07	1.11	1.14	1.18	1.21	1.25	1.28	1.31	1.33
177 - 178	45	0.81	0.82	0.88	0.93	0.98	1.02	1.07	1.11	1.15	1.19	1.23	1.27	1.31	1.34	1.38	1.41	1.43
178 - 142	47	0.91	0.92	0.98	1.04	1.09	1.14	1.19	1.24	1.29	1.33	1.38	1.42	1.46	1.5	1.54	1.58	1.6
142 - 180	27	0.29	0.29	0.31	0.33	0.34	0.36	0.38	0.39	0.41	0.42	0.44	0.45	0.46	0.47	0.49	0.5	0.51

Рис.33 Продовження розрахунку монтажних тяжінь для обраного анкерного прогону

SiCAD powerline designing - Google Chrome
app.sicad.org/ua?calculation=mechanical

Характеристики анкерного прогону L165

Тип проводу	СИП-5нг 4x70
Довжина анкерного прогону, м	679.7
Довжина приведенного прогону, м	42.14
Середня висота підвішування, м	7 м
Тип місцевості	II - Сільська місцевість з огорожами (парканами), невеликими спорудами, будинками і деревами
Прийняте максимальне тяжіння Tmax, кН	3.89

Кліматичне районування згідно ПУЕ

Тип карти	Значення	Район
Характеристичне значення ожеледі, Н/м	15	3
Характеристичне значення вітрового тиску, Па	500	3
Характеристичне навантаження дії вітру на проводи вкриті ожеледдю, Н/м	8	3
Середньорічна температура повітря, °C	9	4
Мінімальна температура повітря, °C	-36	7
Максимальна температура повітря, °C	38	2

Рис.34 Продовження розрахунку монтажних тяжінь для обраного анкерного прогону

SICAD powerline designing - Google Chrome
app.sicad.org/ua?calculation=mechanical

ожеледі, МПа/м						
Від дії вітру на провід, вкритий ожеледдю, власної ваги, ваги ожеледі під час дії вітру на провід, вкритий ожеледдю, МПа/м	0.063					

Розрахункові режими згідно ПУЕ

Режим роботи ПЛ	Температура повітря, °C	Вітер	Ожеледь	f, м	T, кН	σ, МПа
Нормальний	Середньорічна te = 9 за 2.5.58	-	-	2.13	1.99	7.16
	Найвища tmax = 38 за 2.5.60	-	-	2.5	1.7	6.11
	Найнижча tmin = -36 за 2.5.59	-	-	1.42	3	10.78
	Під час ожеледі t0 = -5 за 2.5.61	-	Розрахункове значення Gmp = 8.05 Н/м за 2.5.33	2	3.89	13.99
	Мінус 5 °C	Максимальний тиск вітру Pm = 594.16 Н - за 2.5.49	-	2	3.77	13.52
	Під час ожеледі t0 = -5 за 2.5.61	Під час ожеледі Qm = 4.9 Н/м - за 2.5.54	0.9 від розрахункового значення Gmp = 7.24 Н/м за 2.5.33	2	3.87	13.91

f - стріла провисання
T - сила тяжіння
σ - напруження у проводі

Експорт в EXCEL Windows, раздел "Параметры".

Рис.35 Результат розрахунку монтажних тяжінь для обраного анкерного прогону

Розрахуємо механічні навантаження опори на найбільш складній ділянці лінії:

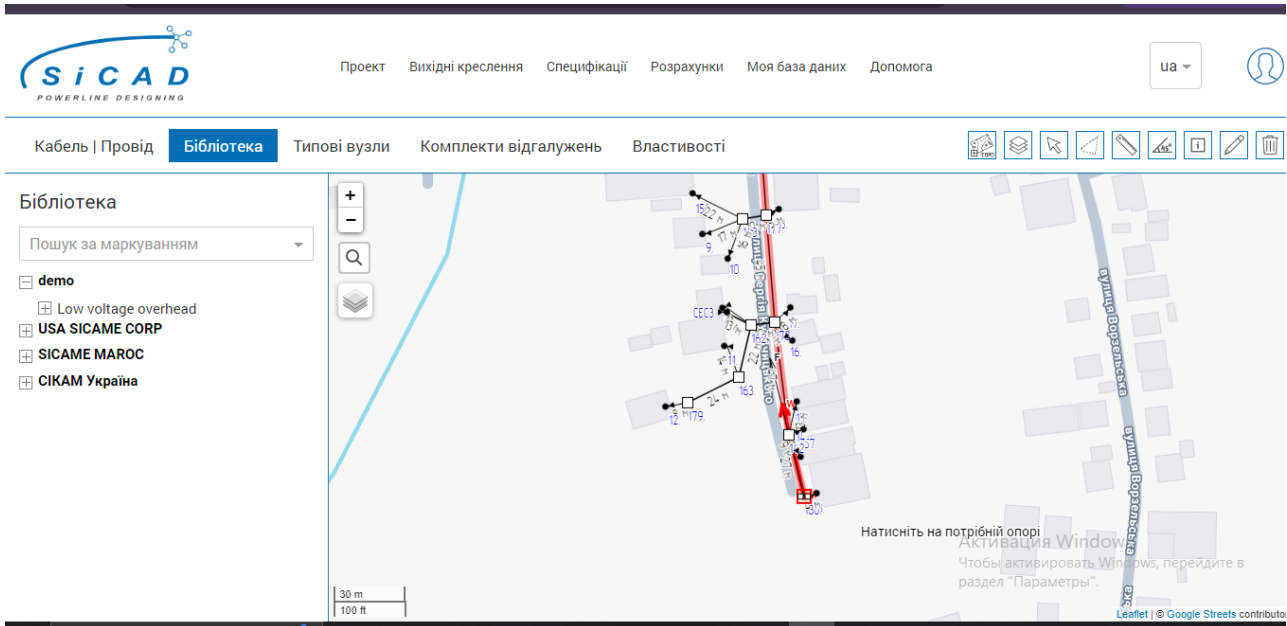


Рис.36 Розрахунок механічного навантаження опори

SICAD powerline designing - Google Chrome
 app.sicad.org/ua?calculation=mechanical

Розрахунок механічних навантажень на опору

Розрахункові моменти навантажень на опору № 180, Лінія: D15, L165
 Типовий вузол: 2хСВ95-2
 Опис: Стька СВ95-2 з підкосом

Інформація про опору	
Клас безвідмовності	1
Тип місцевості	II - Сільська місцевість з огорожами (парканами), невеликими спорудами, будинками і деревами
Заглиблення стійки, м	2.5
Тип стійки	СВ95-2
Конфігурація стійки	Опора з підкосом
Допустимий згинаючий момент, кН·м	-
Максимальний розрахунковий згинаючий момент, кН·м	48.81

Кліматичне районування згідно ПУЕ		
Тип карти	Значення	Район
Характеристичне значення ожеледі, Н/м	15	3
Характеристичне значення вітрового тиску, Па	500	3
Характеристичне навантаження дії вітру на проводи вкриті ожеледдю, Н/м	8	3
Середньорічна температура повітря, °C	9	4
Мінімальна температура повітря, °C	-36	7
Максимальна температура повітря, °C	38	2

Інформація про закріплення у ґрунті	
Найменування ґрунту	Суглинки
Вид ґрунту	0.25<L<0.5
Коефіцієнт пористості	0.75
Тип закріплення у ґрунті	3Г2х2,5НГ-1
Несуча здатність закріплення, кН	31
Розрахункова сила тиску на ґрунт, кН	16

Перелік ліній на опору					
Назва лінії	Висота підвішування, м	Кут повороту*	Тип проводу	Тип Лінії абонентського відгалуження	Tmax, кН
D15	4.5	-	AsXSn 2x16	Лінія абонентського відгалуження	0.01
L165	7	-	СИП-5нг 4x70	Магістральна лінія	3.89

Таблиця розрахункових згинаючих моментів					
Режим роботи ПЛ	Температура повітря, °C	Вітер	Ожеледь	Значення згинаючого моменту на стійку, кН·м	
	Середньорічна te = 9 за			18.14	

Рис.37 продовження розрахунку механічного навантаження опори

SiCAD powerline designing - Google Chrome
app.sicad.org/ua?calculation=mechanical

Допустимий згинаючий момент, кН·м	-	Мінімальна температура повітря, °C	-36	7	Розрахункова сила тиску на ґрунт, кН	16
Максимальний розрахунковий згинаючий момент, кН·м	48.81	Максимальна температура повітря, °C	38	2		

Перелік ліній на опори

Назва лінії	Висота підвішування, м	Кут повороту*	Тип проводу	Тип	Tmax, кН
D15	4.5	-	AsXSn 2x16	Лінія абонентського відгалуження	0.01
L165	7	-	СИП-5нг 4x70	Магістральна лінія	3.89

Таблиця розрахункових згинаючих моментів

Режим роботи ПЛ	Температура повітря, °C	Вітер	Ожеледь	Значення згинаючого моменту на стійку, кН·м
Нормальний	Середньорічна $t_e = 9$ за 2.5.58	-	-	18.14
	Найнижча $t_{min} = -36$ за 2.5.59	-	-	27.32
	Під час ожеледі $t_0 = -5$ за 2.5.61	-	Розрахункове значення $G_{mp} = 6.74$ Н/м за 2.5.33	45.69
	Мінус 5 °C	Максимальний тиск вітру $P_m = 309.54$ Н за 2.5.49	-	44.06
	Під час ожеледі $t_0 = -5$ за 2.5.61	Під час ожеледі $G_m = 3.99$ Н/м за 2.5.54	0,9 від розрахункового значення $G_{mp} = 6.07$ Н/м за 2.5.33	48.81
Монтажний	Мінус 15 °C	Тиск вітру на висоті 10 м над поверхнею землі 62,5 Па	-	21.29 При монтажі L165, СИП-5нг 4x70

Результат розрахунку механічних навантажень на опору: Все ОК. Розрахункову перевірку пройдено. Розрахункові значення згинаючих моментів не перевищують значення несучої здатності опори.

Отримати розгорнутий розрахунок | Експорт в EXCEL

Рис.38 Результат розрахунку механічного навантаження опори

Як видно з результату розрахунку механічного навантаження на опору, розрахункові значення згинаючих моментів не перевищують моментів несучої здатності опори.

Спробуємо розрахувати профіль даного прогону:

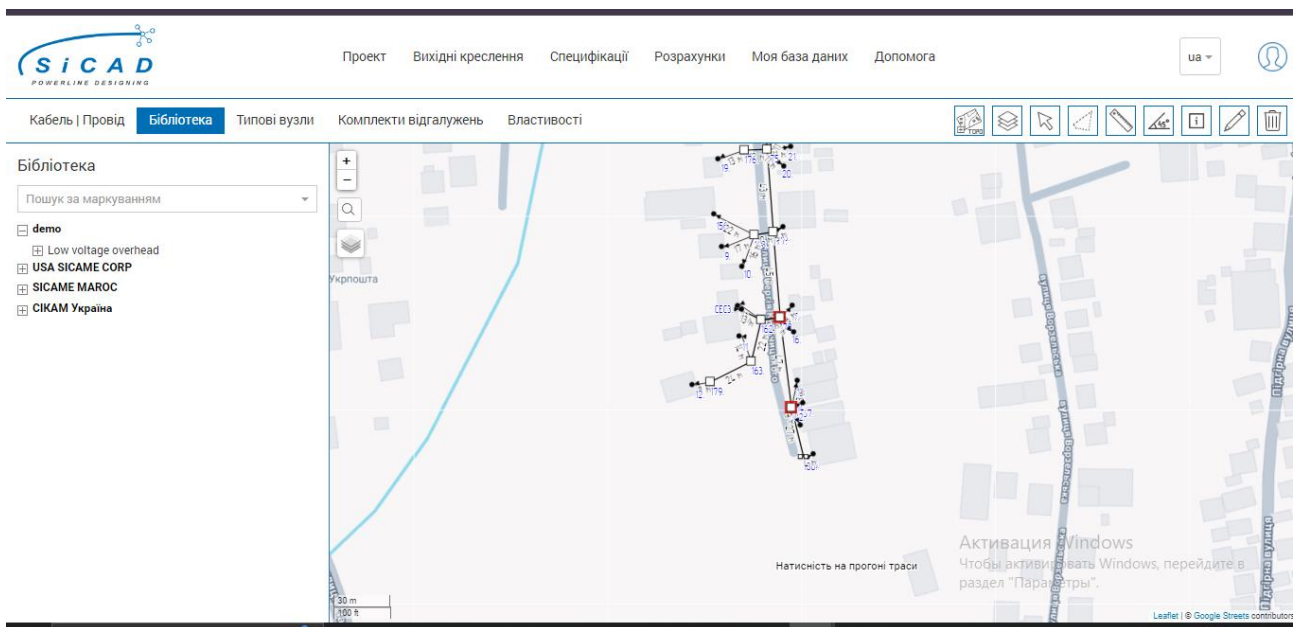


Рис.39 Розрахунок профілю обраного прогону

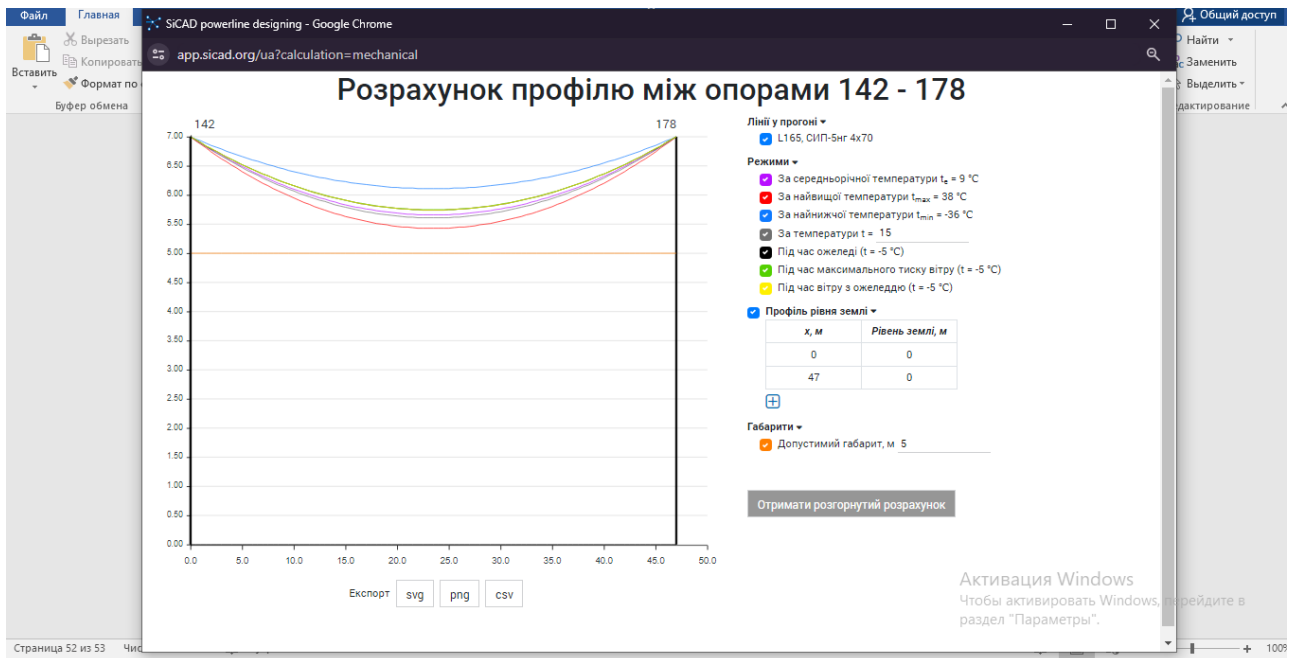


Рис.40 Результат розрахунку профілю обраного прогону.

За даними, які ми отримали з розрахунку, можемо зробити висновок, що відстань між опорами вибрана вірна, і провисання лінії не перевищує дозволених меж.

Висновок до спеціального розділу:

У даному розділі був проведений детальний аналіз електричних навантажень, які споживачі накладають на систему електропостачання. В процесі дослідження був виконаний процес моделювання, в якому детально описано безпосередньо проведений процес режиму роботи системи електропостачання. Режими роботи були змодельовані відповідно до зимового вечірнього максимуму споживання та літнього максимуму генерації, що дозволило отримати більш точне уявлення про роботу системи.

Виконано розрахунки монтажних тягін для кількох найбільш навантажених прогонів.

Також, проведено розрахунки механічних навантажень на найбільш навантажені опори, що є важливою частиною дослідження.

В рамках даного розділу також було розглянуто і проаналізовано профіль окремого прогону, що дозволило визначити його характеристики та спрогнозувати поведінку. Загалом, отримані результати та проведений аналіз свідчать про високий рівень дослідження та важливість подальших заходів для забезпечення оптимальної ефективності та надійності системи електропостачання в розглянутій роботі.

3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

Вступ

В кваліфікаційній роботі розглядається тема модернізації системи енергопостачання вулиці з приватною забудовою.

Актуальність проблеми в тому, що існуюча система електропостачання була розроблена близько 20-30 років тому. Внаслідок цього тривалого періоду експлуатації вона набула не лише фізичного зносу, але й втратила свою ефективність та сучасність.

Необхідність перегляду та оновлення цієї системи впливає з різкого зростання обсягів енергоспоживання в останні роки. Цей ріст призводить до того, що існуюча система працює в умовах постійного перевантаження, ставлячи під загрозу не лише її ефективність, але й безпечний розподіл електроенергії.

Отже, необхідно розглядати цю ситуацію як проблему, яка вимагає негайної уваги та системного підходу до вирішення. Модернізація та удосконалення існуючої системи енергопостачання стане вирішальним етапом у забезпеченні не тільки її функціональності та надійності, але й відкриє нові можливості для її подальшого розвитку відповідно до сучасних технічних та енергетичних стандартів. Для вирішення цього питання проектом передбачена:

- Заміна КТП на 2 КТП більш сучасні з урахуванням актуальної енергопотреби вулиці.
- Заміна ЛЕП 0.4кВ
- Заміна проводів абонентських відгалуджень.
- Встановлення 5 СЕС, кожна потужністю 30 кВт.

Оновлення енергопостачальної системи сприятиме поліпшенню роботи системи в ряді аспектів, зокрема:

- забезпеченню стійкості та надійності постачання електроенергії,
- підвищенню якості електроенергії, яка постачається,
- забезпеченню безпеки використання енергії,
- зменшенню витрат на обслуговування та ремонт системи,
- мінімізації втрат електроенергії в компонентах системи.

Для оцінки фінансової прийнятності даного проекту потрібно виконати наступні етапи:

1. Розрахунок обсягу капітальних витрат, пов'язаних із закупівлею необхідного обладнання та його монтажем.
2. Визначення витрат на експлуатацію, утримання та обслуговування об'єкта, який планується до реалізації.
3. Аналіз економічної вигоди, що виникає внаслідок впровадження даного проекту.
4. Розрахунок та дослідження показників економічної ефективності проекту, що включає в себе такі аспекти, як чистий сучасний значення, індекс прибутковості та інші.
5. Висновки щодо фінансової доцільності реалізації даного проекту на основі проведених розрахунків та аналізу економічних показників.

3.1 Розрахунок капітальних витрат на придбання необхідного обладнання та його монтаж.

Таблиця 3.1

Зведення капітальних витрат

№ з/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	Ціна за одиницю, грн.	Сума, грн.
1	КТП з вбудованим трансформатором ТМ-250/10	2	100 000	200 000
2	Розподільча лінія 0,4 кВ СИП-5 4x70	1776 м	134,47	238 819
3	Провід самонесучий ізольований перерізом 2x16 мм ²	1341	20	26 820
4	Провід самонесучий ізольований перерізом 4x16 мм ²	48	39	1887
	Всього			466 707

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат для КТП з вбудованим трансформатором ТМ-250/10 визначаємо за формулою:

$$Z_{\text{ТЗС}} = L \cdot B \cdot C_{\text{Т}} + C_{\text{З}}$$

$$Z_{\text{ТЗС}} = 0,5 \cdot 17 \cdot 60 + 7\,360 = 7\,870 \text{ грн}$$

де L – відстань від місця доставки до підстанції,

B – витрата палива на 100 км для грузового авто,

C_T – ціна одного літру палива,

C_3 – заробітна плата водія та вантажно-розвантажувального персоналу,

Результати зведено в таблицю

Таблиця 3.2

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат

№ з/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість рейсів	Ціна за рейс, грн.	Сума, грн.
1	КТП з вбудованим трансформатор ТМ-250/10	2	7 870	15 740
2	Розподільча лінія 0,4 кВ СИП-5 4x70	1	18635	18635
3	Провід самонесучий ізолюваний перерізом 2x16 мм ²			
4	Провід самонесучий ізолюваний перерізом 4x16 мм ²			
	Всього	36 621		

[32] Витрати на монтажні і на налагоджувальні роботи знайдемо за формулою:

$$З_{м(н)} = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{см} \cdot K_{пр}$$

$$З_{м(н)} = 6 \cdot 100 \cdot 8 \cdot 1 \cdot 1,22 \cdot 1,1 = 6\,441 \text{ грн}$$

Де $Ч_i$ – чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

a_i – годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн.;

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$ – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

Розрахунок зведено у таблицю.

Таблиця 3.3

Витрати на монтажні і на налагоджувальні роботи

№ з/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Чисельність працівників	Необхідний час	Сума, грн.
1	КТП з вбудованим трансформатором ТМ-400/10	6	8	6441
2	Провід самонесучий ізольований перерізом 2x16 мм ²	4	16	10 872
3	Розподільча лінія 0,4 кВ СП-5 4x70	12	24	13986
4	Провід самонесучий ізольований перерізом 4x16 мм ²	4	5	2784
	Всього			34083

Інші одноразові вкладення грошових коштів розраховано за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Д + П + Пр$$

$$Z_{\text{пр}} = 18\,570 + 10\,000 + 7\,000 = 35\,570 \text{ грн}$$

Де Д – демонтаж застарілого обладнання,

П – проведення проектно-конструкторських робіт,

Пр – підготовка персоналу. [32]

Таблиця 3.4

Демонтаж застарілого обладнання

№ з/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Чисельність працівників	Необхідний час	Сума, грн.
1	КТП з вбудованим трансформатором ТМ-400/10	3	8	2 094
2	Розподільча лінія 0,4 кВ	6	12	5 797
3	Провід самонесучий ізолюваний перерізом 2x16 мм ²	6	10	1543
Всього				9434

Провід самонесучий ізолюваний перерізом 4x16 мм² не демонтується, тому що раніше він був відсутній на об'єкті.

Для розрахунку проектних капіталовкладень скористаємось формулою:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} \cdot \left(\sum_{i=1}^k \Pi_i \right) + Z_{\text{тзс}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{н}} + Z_{\text{пр}}$$

$$K_{\text{пр}} = 466707 + 36621 + 34083 + 35570 = 572981 \text{ тис. грн}$$

де $K_{\text{об}} \cdot (\sum_{i=1}^k \Pi_i)$ - вартість придбання електрообладнання,

$Z_{\text{тзс}}$ - вартість транспортно-заготівельних і складських витрат,

$Z_{\text{м}}$ - витрати на монтажні роботи,

$Z_{\text{н}}$ - витрати на налагоджувальні роботи,

$Z_{\text{пр}}$ - інші одноразові вкладення грошових коштів. [32]

3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат на забезпечення роботи та обслуговування об'єкту проектування.

[3] Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_3);
- єдиний соціальний внесок (C_c);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_T);
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або витрат електроенергії (C_9);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{\text{пр}}$).

Амортизаційні відрахування

Проектний варіант

Амортизаційні відрахування розрахуємо прямолінійним методом.
Вартість основних засобів, що амортизується

$$\Phi_a = \Phi_{\Pi} - Л$$
$$\Phi_a = 572981 - 57300 = 515681 \text{ грн}$$

Де Φ_a - вартість основних засобів, що амортизується,
 Φ_{Π} - первісна вартість об'єкта основних засобів,
Л - розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів. [32]

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_{\Pi} - Л}{\Phi_{\Pi} \cdot T_{\Pi}} \cdot 100\%$$
$$H_a = \frac{572981 - 57300}{572981 \cdot 5} \cdot 100 = 18\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{\Pi} \cdot H_a}{100}$$

$$AO = \frac{572981 \cdot 18}{100} = 103136 \text{ грн}$$

Базовий варіант, вже амортизував капіталовкладення

Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства .

Проектний варіант

- для підстанцій (у тому числі електроустановки), відповідно до витрат на подібних об'єктах приймаємо: – 5729 грн.

Базовий варіант

- для підстанцій (у тому числі електроустановки), відповідно до витрат на витрат на подібних об'єктах приймаємо: – 114600 грн .

Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності, річного фонду робочого часу об'єкта проектування та витрат електроенергії за формулою[32]:

Проектний варіант

$$C_e = W_p \cdot C_e$$

$$C_e = 3678 \cdot 2,64 = 9709 \text{ грн}$$

Де W_p – річні втрати електроенергії,

C_e – ціна на кВт електроенергії.

Базовий варіант

$$C_e = W_p \cdot C_e$$

$$C_e = 78821 \cdot 2,64 = 114747 \text{ грн}$$

Таким чином, експлуатаційні витрати складуть:

Проектний варіант

$$Z_{\text{екс}} = C_a + C_T + C_e = 103136 + 5729 + 9709 = 118580 \text{ грн/рік}$$

Базовий варіант

$$Z_{\text{екс}} = C_a + C_T + C_e = 0 + 114747 + 114600 = 229350 \text{ грн/рік}$$

3.3. Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Економія проектного варіанту, перш за все, відображається у зменшенні експлуатаційних витрат. Через те що обладнання наявне на підстанції було застарілим, мало великі втрати енергії та обладнання часто виходило з ладу. Потрібно було проводити постійні ремонти та заміни, виплачувати додаткову платню ремонтним службам.

Повна річна економія визначається за формулою:

$$E_{\text{кп}} = E_{\text{кр}} \pm \Delta C$$

$$E_{\text{кп}} = 131785 \text{ грн}$$

3.4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Оцінка економічної ефективності розглянутих в дипломному проекті технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників[32]:

а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p :

$$E_p = \frac{E_{\text{кп}}}{K_{\text{пр}}} = \frac{131785}{572981} = 0,23$$

б) терміну окупності капітальних витрат T_p .

$$T_p = \frac{K_{\text{пр}}}{E_{\text{кп}}} = \frac{572981}{131785} = 4,34 \text{ роки}$$

Нормативне значення коефіцієнта ефективності:

$$E_n = \frac{N_{\text{кр}} + N_{\text{інф}}}{100}$$
$$E_n = \frac{12 + 10}{100} = 0,22$$

[3] Для оцінки варіантів і вибору найбільш ефективного з них необхідно порівняти розрахункове значення E_p з нормативним E_n .

Варіант капітальних вкладень визначається доцільним за умови:

$$E_p > E_n;$$
$$0,23 > 0,22$$

Умова виконується. Отже проект є доцільним.

Висновок

У економічному розділі проекту було порівняно роботу системи до модернізації та після. Відповідно до результатів розрахунку, модернізація виявилась доцільною, через те, що зменшились втрати електричної енергії та експлуатаційні витрати.

За рахунок підвищення якості електропостачання збільшився термін експлуатування системи та підвищилась надійність системи. Економія від впровадження рішення складає 131785 тис.грн. Відповідно до цього термін окупності обладнання сягає 4.34 роки, що є меншим за мінімальний термін експлуатації – 5 років.

Але через те що обладнання працює більшість часу у номінальних режимах, - цей термін значно збільшується.

Враховуючи розрахунки, оновлення є економічно доцільним.

ВИСНОВОК.

У кваліфікаційній роботі було розглянуто вулицю з житловою приватною забудовою, на якій знаходяться 120 будинків, і наявна проблема з втратами напруги, на що скаржаться мешканці. Було прийнято рішення розробити нову систему енергопостачання взявши до уваги помилки і недоопрацювання які присутні у данній системі. В ході виявлення проблем було виявлено що у системі наявні 3 СЕС номінальною потужністю 30 кВт кожна. Було б помилкою не врахувати їх вплив на систему, тому прийнято рішення разом дослідити характер поведінки останньої, наприклад при додаванні ще двох систем (присутні споживачі які в майбутньому за сприятливих умов планують встановити 2 СЕС такої ж потужності для продажу електроенергії за “зеленим тарифом”).

Проаналізовано потужності споживачів приватної забудови, і прийнято їх значення відповідно до норм та стандартів, які визначені в Державному Стандарті України (ДСТУ).

Докладно досліджено розвиток приватних сонячних електростанцій, проаналізовано тенденції ринку, новітні технології. Визначено умови, за яких вибір обладнання системи електропостачання є доцільним, зосереджуючись на літньому режимі роботи.

У технологічному розділі, проведено детальний аналіз електричних навантажень, які споживачі накладають на систему електропостачання. В процесі дослідження був виконаний процес моделювання, в якому детально описано безпосередньо процес режиму роботи системи електропостачання. Режими роботи були змодельовані відповідно до зимового вечірнього максимуму споживання та літнього максимуму генерації, що дозволило отримати більш точне уявлення про роботу системи.

Виконано розрахунки монтажних тяжінь для кількох найбільш навантажених прогонів.

Також, проведено розрахунки механічних навантажень на найбільш навантажені опори, що є важливою частиною дослідження.

Було розраховано профіль найбільш навантаженого прогону, завдяки якому було вираховано значення провисання кабельної лінії, що дало змогу впевнитись у правильності вибору опор, та відстані між ними .

У економічному розділі роботи було порівняно роботу системи до модернізації та після. Відповідно до результатів розрахунку, модернізація виявилась доцільною, через те, що зменшились втрати електричної енергії та експлуатаційні витрати. І, що найголовніше, система стала спроможна витримувати ті навантаження, які потребують споживачі.

За рахунок підвищення якості електропостачання збільшився термін експлуатування системи та підвищилась надійність системи. Економія від впровадження рішення складає 131785 тис.грн. Відповідно до цього термін окупності обладнання сягає 4.34 роки, що є меншим за мінімальний термін експлуатації – 5 років.

Але через те що обладнання працює більшість часу у номінальних режимах,- цей термін значно збільшується.

У підсумку, можна сказати що прийняте оновлення є економічно доцільним.

Перелік посилань:

1. nmu.org.ua
2. Методичні рекомендації до виконання кваліфікаційних робіт спеціальності 141
3. Сайт компанії ЕДС -Інжиніринг <https://eds-engineering.com>
4. Сайт компанії ДТЕК www.dtek-dnem.com.ua
5. Моделювання <https://app.sicad.org/ua>
6. Довідник САПР <https://www.sicame.com.ua/84-sicad-description.html>
7. Електропостачання промислових підприємств та міст. Методичні рекомендації до курсового проектування для бакалаврів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / І.М. Луценко, Н.Ю. Рухлова, В.М. Прокуда, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган; Нац. техн. ун-т.«Дніпровська політехніка». – Д.: НТУ «ДП», 2021. – 49 с.
8. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни „Електрична частина станцій та підстанцій для студентів будь-якої форми навчання за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Упорядн.: Ю.А. Папаїка, Рогоза М.В., О.Г. Лисенко. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020.– 33 с.
9. Розрахунки електричних мереж та систем електропостачання. Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська.
10. ГІД 34.20.178:2005 Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ;
11. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок;

12. ДСП 173-96 "Державні санітарні правила планування і забудови населених пунктів"
13. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок;
14. ГКД 34.20.507-2003 "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу від 21.06.2019 №271) "
15. ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів;
16. ДНАОП 1.1.10-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів;
17. ДБН А.2.2-3:2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
18. ДСТУ 8855:2019 Визначення класу наслідків (відповідальності);
19. Закон України " Про оцінку впливу на довкілля";
20. ДБН А.2.2-1-2003 "Склад і зміст матеріалів оцінки дій на довкілля (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будівель і споруд";
21. ДСТУ-Н Б В.1.2-17:2016 «Настанова щодо науково-технічного моніторингу будівель і споруд»;
22. Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи для студентів напряму підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладач: Л.В. Тимошенко - Дніпро: НТУ «ДП», 2020. - 18 с.
23. Каталог кабелів <https://yuzhcable.com.ua/>
24. Сонячні електростанції побудова <https://prel.prom.ua/p495791096-sonyachna-elektrostantsiya-kvt.html>
25. Перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні <https://ua-energy.org/uk/posts/yakymy-ie-perspektyvy-rozvytku-soniachnoi-enerhii-v-ukraini>

26. ДСТУ 8635:2016 [66]. https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=63935
27. ДБН В.2.5-23:2010 "Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення"
https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3084989669637621022?doc_type=2
28. ДБН В.2.6-31:2021
https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3075196638495507996?doc_type=2
29. Зелений тариф, ціни: https://biz.ligazakon.net/news/218682_onovleno-zelen-tarifi-na-elektrichnu-energyu
30. Проектування сонячних електростанцій:
<https://iskra-energy.com/proektuvannya-sonyachnih-elektrostantsij-tipovij-proekt/>
31. . Вимоги нормоконтролю до виконання кваліфікаційної роботи.
32. ГНД 341.004.003.001-2002 «Інструкція з проектування електромереж 110–0,38 кВ м. Києва.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка		
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8			Презентація		

ДОДАТОК Б

Відгук керівника кваліфікаційної роботи

ДОДАТОК В

Відгук керівника «Економічного розділу»