

**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 с. Богданівка Шосткинського району Сумської області з розробкою технологічної карти монтажу повітряних ліній»

Виконав:

\_\_\_\_\_

(підпис)

Жигер Д. І.

(Прізвище, ініціали)

Група:

ЕТЕС 2101

(Науковий) керівник:

\_\_\_\_\_

(підпис)

Савойський О. Ю.

(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**

Жигеру Денису Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Реконструкція системи електропостачання с. Богданівка Шосткинського району Сумської області з розробкою технологічної карти монтажу повітряних ліній»,

керівник роботи: Савойський Олександр Юрійович, к.т.н.,

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “24” вересня 2024 року № 3256/ос

2. Строк подання здобувачем роботи: “23” травня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: матеріали обстеження об'єкту, технічна література, нормативна документація, державні стандарти.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Вступ

1. Аналіз виробничо-господарської діяльності району

2. Проєктування ліній передач електричних мереж

3. Проєктування електричної частини підстанцій

4. Розробка технологічної карти монтажу

5. Охорона праці

6. Екологічна експертиза

7. Економічне обґрунтування

Висновки

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

1. с. Богданівка. Електричні мережі 0,38 кВ. Схема електрична розташування.

2. КТП-10/0,4 кВ. Креслення загального виду.

3. КТП-10/0,4 кВ «Богданівка». Кола первинних з'єднань. Схема електрична принципова.

4. КТП-10/0,4 кВ «Колос». Кола первинних з'єднань. Схема електрична принципова.

5. Карта технологічна монтажу повітряних ліній 0,4 кВ. Таблиця.

6. Показники техніко-економічні. Таблиця.

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці			
Економічне обґрунтування			
Нормоконтроль			

7. Дата видачі завдання: "04" вересня 2024 року

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів кваліфікаційної роботи	Погоджено з керівником кваліфікаційної роботи
1.	Збір інформації про діяльність господарства	09.09.2024 р. – 13.09.2024 р.	
2.	Аналіз літературних джерел з обраної тематики	16.09.2024 р. – 15.11.2024 р.	
3.	Складання плану роботи	18.11.2024 р. – 22.11.2024 р.	
4.	Написання вступу	25.11.2024 р. – 29.11.2024 р.	
5.	Підготовка розділів 1	02.12.2024 р. – 27.12.2024 р.	
6.	Підготовка розділів 2 та 3. Підготовка листів 1 та 2 графічної частини.	03.02.2025 р. – 28.02.2025 р.	
7.	Підготовка розділів 4 та 5. Підготовка листів 3 та 4 графічної частини.	03.03.2025 р. – 28.03.2025 р.	
8.	Підготовка розділів 6 та 7. Підготовка листів 5 та 6 графічної частини.	31.03.2025 р. – 02.05.2025 р.	
9.	Написання висновків	05.05.2025 р. – 09.05.2025 р.	
10.	Подання роботи на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 15.05.2025 р.	
11.	Подання роботи на рецензування	до 23.05.2025 р.	
12.	Подання до попереднього захисту	до 27.05.2025 р.	

Здобувач вищої освіти \_\_\_\_\_  
(підпис)

**Жигер Д.І.**  
(прізвище та ініціали)

Керівник  
кваліфікаційної роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

**Савойський О. Ю.**  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

**Жигер Денис Ігорович.** Реконструкція системи електропостачання с. Богданівка Шосткинського району Сумської області з розробкою технологічної карти монтажу повітряних ліній.

Кваліфікаційна робота на здобуття бакалавра за освітньою програмою «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Сумський національний аграрний університет, Суми, 2025.

Проведено аналіз поточного стану повітряних ліній 0,4 кВ, визначено навантаження на ключові об'єкти інфраструктури та споживачів, розроблено схеми електроживлення, що забезпечують надійне постачання електроенергії споживачам. Здійснено розрахунки навантажень, підбрано силові трансформатори типу 10/0,4 кВ. Основну увагу приділено проектуванню мережі 0,4 кВ у нормальному режимі та за умов мінімального навантаження, з метою зменшення втрат напруги та підвищення енергоефективності. Обґрунтовано вибір типу та перерізу самонесучих ізольованих проводів (СПП) відповідно до умов експлуатації. Проведено підбір комутаційної апаратури для підстанції з урахуванням вимог надійності та електробезпеки.

Окремий розділ присвячено розробці технічної карти монтажу обладнання, де визначено послідовність виконання електромонтажних робіт, тривалість їх проведення, перелік необхідних механізмів і засобів, а також заходи з охорони праці.

Запропоновані в роботі інженерні рішення спрямовані на підвищення надійності електропостачання, довготривалу експлуатацію обладнання, зниження експлуатаційних витрат та адаптацію мережі до перспективного зростання енергоспоживання в регіоні.

**Ключові слова:** реконструкція електропостачання населеного пункту, напруга, втрати, електричне навантаження силовий трансформатор, електрична схема, навантаження, підстанція.

## ABSTRACT

**Zhyger Denys Ihorovych.** Reconstruction of the power supply system in the village of Bohdanivka, Shostka District, Sumy Region, with the development of a technological map for the installation of overhead lines.

Qualification work for a bachelor's degree in the educational programme “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics” in the speciality 141 “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics”. Sumy National Agrarian University, Sumy, 2025.

The current state of 0.4 kV overhead power lines was analyzed; load levels for key infrastructure facilities and consumers were determined; power supply schemes were developed to ensure reliable electricity delivery to consumers. Load calculations were performed, and 10/0.4 kV power transformers were selected.

The project focuses on designing the 0.4 kV network for both normal operating conditions and minimal load scenarios, aiming to reduce voltage losses and improve energy efficiency. The selection of the type and cross-section of self-supporting insulated cables (SIP) was justified based on operating conditions. Switching equipment for the substation was selected considering reliability and electrical safety requirements.

A separate section is dedicated to the development of a technical installation map for the equipment, detailing the sequence of electrical installation works, their duration, the required machinery and tools, as well as occupational safety measures.

The engineering solutions proposed in this job are aimed at improving the reliability of the power supply system, ensuring long-term equipment operation, reducing operating costs, and adapting the network to the projected growth in energy consumption in the region.

**Keywords:** reconstruction of settlement power supply system, voltage, losses, electrical load, power transformer, electrical diagram, load, substation.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	8
<b>1. АНАЛІЗ ВИРОБНИЧО-ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ РАЙОНУ</b> ...	9
1.1. Природно-географічний опис населеного пункту.....	9
1.2. Загальна характеристика населеного пункту с. Богданівка.....	9
1.3. Перспективи розвитку населеного пункту.....	10
1.4. Аналіз господарської діяльності об'єкту електропостачання.....	11
1.5. Аналіз існуючої схеми електропостачання району або об'єкту.....	12
1.6. Висновки та пропозиції.....	13
<b>2. ПРОЄКТУВАННЯ ЛІНІЙ ПЕРЕДАЧ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ</b> .....	15
2.1. Визначення розрахункових навантажень споживачів району електропостачання.....	15
2.2. Визначення розрахункових навантажень споживачів об'єкту електропостачання.....	15
2.4. Визначення місця положення ТП-10/0,4 кВ об'єкту електропостачання.....	16
2.5. Трасування повітряних ліній напругою 0,38 кВ.....	21
2.8. Розрахунок електричних навантажень ліній 10 та 0,38 кВ об'єкту електропостачання.....	22
2.10. Визначення потужності та кількості силових трансформаторів.....	26
2.11. Визначення допустимої втрати напруги в мережах.....	29
2.15. Розрахунок і вибір перетину самонесучих ізольованих проводів (СП)....	32
2.17. Розрахунок струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В.	38
2.18. Перевірка повітряної лінії 0,38 кВ на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна.....	45
<b>3. ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЙ</b> .....	47
3.1. Розрахунок та вибір обладнання ліній передач електричних мереж.....	47
3.2. Вибір і побудова електричних принципівих схем споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.....	49
3.3. Вибір електричних апаратів напругою 6, 10 кВ трансформаторних підстанцій.....	50

3.4. Вибір електричних апаратів напругою 0,38 кВ трансформаторних підстанції.....	51
3.5. Вибір контрольно-вимірювальних приладів.....	51
<b>4. РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ КАРТИ МОНТАЖУ.....</b>	<b>53</b>
<b>5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....</b>	<b>64</b>
<b>6. ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА.....</b>	<b>68</b>
<b>7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....</b>	<b>71</b>
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>74</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>75</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>77</b>

## ВСТУП

Надійність та ефективність системи електропостачання населених пунктів значною мірою визначаються рівнем її модернізації. Покращення електромереж передбачає впровадження інноваційних технологій, оновлення трансформаторних підстанцій, заміну застарілих повітряних і кабельних ліній, а також використання автоматизованих систем керування енергопостачанням. Процес реконструкції електромереж є складним завданням, що вимагає всебільного підходу, з урахуванням зростання попиту на електроенергію, економічні аспекти та технічні можливості реалізації. Автоматизовані системи управління дають змогу здійснювати моніторинг параметрів мережі в режимі реального часу з оперативним реагуванням на потенційні аварійні ситуації та зменшувати енергетичні втрати.

Реконструкція системи електропостачання с. Богданівка Шосткинського району є необхідною через значний рівень зношеності електромереж, підвищений попит на стабільне постачання електроенергії, а також необхідність підвищення енергоефективності та зниження витрат на експлуатацію. Чинна енергетична інфраструктура вже не відповідає сучасним стандартам надійності, що спричиняє часті перебої в електропостачанні та високі енергетичні втрати.

Основне завдання кваліфікаційного роботи в розробці заходів щодо модернізації системи електропостачання населеного пункту. Запропоновані рішення включають проектування нових ліній електропередачі, оновлення застарілого обладнання та впровадження сучасних методів управління енергопотоками.

Також у роботі представлено технологічну карту монтажу нового обладнання, що сприятиме оптимізації витрат ресурсів і часу та забезпечить високу ефективність функціонування оновленої енергосистеми.

# **1. АНАЛІЗ ВИРОБНИЧО-ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ РАЙОНУ**

## **1.1. Природно-географічний опис населеного пункту**

Шосткинський район розташований на півночі Сумської області та межує з Чернігівською областю. Територія району має рівнинний рельєф, представлений лісовими масивами, річками та сільськогосподарськими угіддями.

Характеризується помірно-континентальним кліматом із чітко вираженими сезонами. Середньорічна температура повітря становить приблизно  $+6,5^{\circ}\text{C}$ . Найхолодніший місяць - січень, із середньою температурою близько  $-6^{\circ}\text{C}$ , а найтепліший - липень, із середньою температурою близько  $+19^{\circ}\text{C}$ .

Річна кількість опадів коливається в межах 550–650 мм, переважно у вигляді дощів у теплий період року. Сніговий покрив утворюється в грудні та тримається до середини березня.

Переважаючі вітри - західні та північно-західні, середня швидкість вітру становить 3–5 м/с. Кількість днів із грозами - близько 20–30 на рік, переважно в літній період.

Згідно з нормативами, Шосткинський район відноситься до II району по ожеледиці та II району по вітровим навантаженням.

## **1.2. Загальна характеристика населеного пункту с. Богданівка**

Село Богданівка розташоване в межах півночі Шосткинського району Сумської області, орієнтовно за 20 км від районного центру міста Шостка та за 163 км від обласного центру - міста Суми. Географічно село знаходиться поблизу кордону з Чернігівською областю. Загальна площа населеного пункту становить близько 2,4 км<sup>2</sup>. У селі нараховується 8 вулиць. Орієнтовна чисельність населення близько 900 осіб.

Через Богданівку проходить асфальтована дорога місцевого значення, яка з'єднує село з сусідніми населеними пунктами та забезпечує цілорічне транспортне

сполучення. Найближча залізнична станція - Пирогівка, розташована приблизно за 3 км від села. Вона належить до територіальної дільниці Хутір-Михайлівський - Шостка й обслуговує пасажирські та вантажні перевезення.

Клімат села - помірно континентальний, із вираженими сезонами:

- середньорічна температура повітря: близько +7,5 °С;
- середня температура січня: -6,5 °С;
- середня температура липня: +19,5 °С;
- середньорічна кількість опадів: 550-600 мм, з максимумом у літні місяці;
- середня швидкість вітру: 3,5-4,0 м/с, переважають північно-західні та південно-східні напрямки;
- кількість грозових днів на рік: 20-25.

### **1.3 Перспективи розвитку населеного пункту**

У перспективі село Богданівка не має затверджених робіт масштабного промислового або житлового будівництва. Проте в межах громади розглядається можливість створення міні-цеху з переробки сільськогосподарської продукції, орієнтованого на сушіння та фасування зернових і бобових культур. Планується, що об'єкт матиме сезонний характер роботи та забезпечуватиме робочі місця для місцевого населення. Оскільки підприємство вимагатиме надійного електропостачання, це зумовлює потребу в модернізації електромереж і встановленні нового силового трансформатора потужністю 160 кВА для побутових споживачів, а для юридичних 63 кВА.

У комунально-побутовій сфері місцева влада ініціює роботу модернізації ФАПу (фельдшерсько-акушерського пункту) з розширенням функціоналу до медичного амбулаторного пункту з денним стаціонаром. Передбачається збільшення навантаження на місцеву систему електропостачання, зокрема через використання новітнього медичного обладнання, освітлення, вентиляційних систем та електричного опалення.

Крім того, впродовж останніх років простежується тенденція до повернення мешканців до села, зокрема в літній період. Це призводить до збільшення побутового навантаження на електромережу. За даними місцевої ради, у 2023–2024 роках відновлено експлуатацію понад 15 раніше занедбаних приватних будинків. Очікується підключення нових побутових споживачів до 20 нових абонентів протягом найближчих 2–3 років.

З урахуванням загального зростання навантаження та старіння існуючого енергообладнання, виникає необхідність реконструкції системи електропостачання села.

Основні завдання:

- заміна аварійних ділянок повітряних ліній електропередач;
- оновлення застарілих трансформаторних підстанцій;
- встановлення сучасних засобів обліку та автоматизації;

Таким чином, навіть за відсутності масштабної забудови, технічна реконструкція системи електропостачання є обґрунтованою з урахуванням існуючих потреб та запланованих локальних змін у структурі споживання електроенергії.

#### **1.4 Аналіз господарської діяльності об'єкту електропостачання.**

Господарська діяльність у с. Богданівка є переважно сільськогосподарський характер. На території села діє фермерське господарство «Богданівське поле». Також у селі функціонує приватне підприємство «Агроплюс», яке спеціалізується на вирощуванні овочевих культур у теплицях. Для підтримання стабільного мікроклімату в теплицях необхідне електроживлення для систем обігріву, вентиляції та освітлення, що створює постійне навантаження на мережу протягом усього року, особливо у холодний період. У селі діє тваринницьке господарство, яке утримує велику рогату худобу. У процесі господарювання використовується електроенергія для доїльного обладнання, холодильних установок, систем освітлення й автоматизованого контролю.

До категорії побутових і соціальних споживачів відносяться сільська школа, фельдшерський пункт, заклад культури, адміністрація сільради та місцеві магазини та приватні домогосподарства. Усі об'єкти також залежать від стабільного енергопостачання для забезпечення нормального функціонування. Варто відзначити, що значна частина населення використовує електроенергію для обігріву будинків у зимовий період, що зумовлює підвищене сезонне навантаження.

### 1.5 Аналіз існуючої схеми електропостачання району або об'єкту.

Електропостачання села Богданівка Шосткинського району Сумської області здійснюється від двох трансформаторних підстанцій: КТП-317 та КТП-454 (рис. 1.1-1.3), які живлять повітряні лінії електропередачі напругою 0,4 кВ. Усі підстанції підключені до мережі 10/0,4 кВ, що забезпечує розподіл електроенергії до побутових та сільськогосподарських споживачів.

У сільських електромережах застосовуються неізолювані проводи, які поступають за рівнем надійності ізольованим, особливо під час несприятливих атмосферних умов. Для передачі електроенергії в селі використовуються неізолювані дроти що не забезпечують підвищену надійність у порівнянні з ізольованими проводами, особливо в умовах дії атмосферних явищ.

Для підвищення надійності було запропоновано самонесучий ізольований провід марки АС, А, ізоляція якого зі зшитого поліетилену гарантує вищий рівень захисту від зовнішніх факторів. Завдяки цьому зменшуються втрати, аварійність та покращується якість і стабільність електропостачання, що особливо важливо для сільської місцевості.



Рисунок 1.1- Схема вулиці Зоряний шлях.

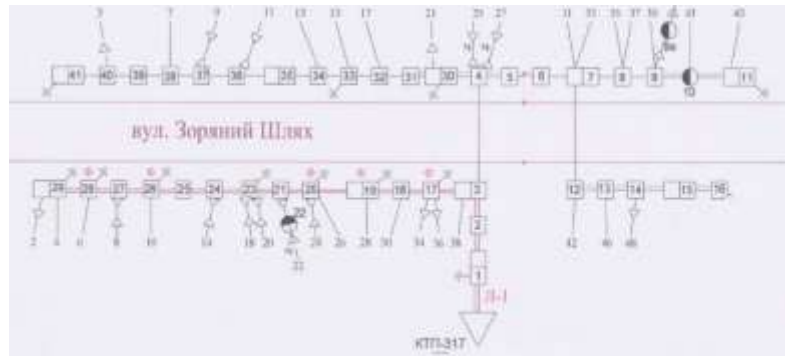


Рисунок 1.2- Схема вулиці Зоряний шлях.

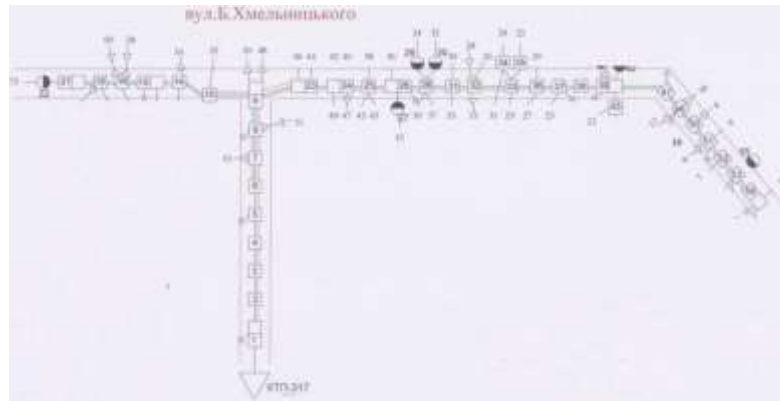


Рисунок 1.3- Схема вулиці Богдана Хмельницького.

Підстанція обладнана трансформатором потужністю ТМГ - 100 кВА, Довжина ліній - 0,6 км.

Підстанція КТП-454 забезпечує живлення споживачів. Потужність трансформатора також 100 кВА, тип: ТМГ-100. Довжина повітряної лінії - 0,4 км.

Трансформаторна підстанція типу КТП-317 та КТП-454 живлять побутових та юридичних споживачів . Ця підстанція обслуговує меншу кількість споживачів і має трансформатор потужності 63 кВА.

## 1.6 Висновки та пропозиції.

На основі проведеного аналізу існуючої схеми електропостачання населеного пункту села Богданівка встановлено, що наявна система не задовольняє сучасні вимоги щодо надійності, якості електропостачання та забезпечення стабільного живлення споживачів. Причиною є фізичний та технічний знос наявного електрообладнання, обмежена пропускну здатність повітряних ліній 0,4 кВ, також

перевантаження трансформаторних підстанцій, які тривалий час експлуатуються без модернізації. Існуюча схема електропостачання є застарілою, що призводить до підвищених втрат електроенергії в мережі та знижує надійність живлення споживачів, особливо в умовах зростання навантажень. Для покращення ефективності та надійності системи електропостачання запропоновано впровадження таких заходів:

- визначення розрахункових навантажень споживачів району та окремих об'єктів електропостачання;
- оптимізація розташування трансформаторних підстанцій ТП-10/0,4 кВ для рівномірного розподілу навантажень;
- розробка оновленої схеми живлення споживачів, що забезпечить покращену стабільність роботи мережі;
- проведення розрахунків електричних навантажень ліній 10 кВ та 0,38 кВ для визначення оптимальних параметрів їх роботи;
- вибір потужності та кількості силових трансформаторів 10/0,4 кВ з урахуванням перспективного зростання енергоспоживання;
- визначення допустимих втрат напруги та відповідність їх нормативним значенням;
- розрахунок і вибір перерізу самонесучих ізольованих проводів (СПП) для мінімізації втрат енергії та підвищення механічної стійкості ліній;
- розрахунок струмів короткого замикання у мережах напругою до 1000 В з метою вибору відповідного захисного обладнання;
- аналіз коливань напруги у повітряній лінії 0,38 кВ при пуску потужних електродвигунів;
- вибір та розрахунок обладнання для повітряних та кабельних ліній електропередач;

Реалізація запропонованих заходів дозволить значно покращити якість електропостачання, підвищити надійність роботи мережі, знизити втрати енергії та забезпечити відповідність сучасним технічним стандартам.

## 2. ПРОЕКТУВАННЯ ЛІНІЙ ПЕРЕДАЧ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 2.1. Визначення розрахункових навантажень споживачів району електропостачання

Розрахунок навантажень здійснюється від нижчих рівнів до вищих, послідовно аналізуючи окремі ділянки електричних мереж. Розрахункові значення активного  $P_p$  та реактивного  $Q_p$  навантажень споживача визначаються як ймовірні максимальні середні навантаження [1].

### 2.2. Визначення розрахункових навантажень споживачів об'єкту електропостачання

Визначення навантаження на вводах до споживачів здійснюється одночасно для всіх точок живлення - денного та вечірнього максимуму споживання:

$$P_B = n \cdot k_o P_o \quad (2.1)$$

$n$  - число будинків у групі (визначається за умовами завдання,  $n = 1$ ), шт;

$k_o$  - коефіцієнт одночасності (для будинків однієї групи,  $k_o = 0,75$ );

$P_o$  - визначення розрахункової потужності на вводі до житлового будинку, кВт.

Для газифікований, нової (старої) забудови  $P_o = 5 \text{ кВт}$ .

Максимальне денне навантаження на вводі до групи житлових будинків:

$$P_D = 0,3 P_B. \quad (2.2)$$

$$P_B = 1 \cdot 0,75 \cdot 5 = 3,25 \text{ кВт.}$$

$$P_D = 0,3 \cdot 3,25 = 1,25 \text{ кВт.}$$

Електрична потужність для зовнішнього освітлення населеного пункту:

$$P_{з.о.} = L \cdot P_{о\text{вул.}} + N \cdot P_{о\text{прим.}} \quad (2.3)$$

$L$  – загальна протяжність вулиць у населеному пункті, м;

$N$  – число виробничих приміщень, шт.;

$P_{о\text{вул.}}$ ,  $P_{о\text{прим.}}$  – Нормативна потужність зовнішнього освітлення, що припадає на один погонний метр вулиці та одне виробниче приміщення, кВт [2].

$$P_{з.о.} = 1260 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,25 = 5,79$$

## 2.4 Визначення місця положення ТП-10/0,4 кВ об'єкту електропостачання

Число споживчих трансформаторних підстанцій (ТП) в сільському населеному пункті визначається на основі розподілу споживачів, наявності споживачів першої категорії та загальної потужності навантаження[3].

У кваліфікаційному роботі кількість трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ для населеного пункту визначається згідно з завданням і приймається рівною.

1. Зазвичай трансформаторну підстанцію розміщують в центрі зони навантажень, яку вона обслуговує.

Місцезнаходження центру навантажень населеного пункту визначаються за формулою:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}, \quad (2.4)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (2.5)$$

$P_i$  - розрахункова потужність в точці підключення  $i$ -го споживача, кВт;

$x_i, y_i$  - відстань до  $i$ -го споживача за осями координат.

Розрахунок центру навантаження здійснюється за одним із максимумів - денним або вечірнім, залежно від того, коли загальне навантаження є найбільшим.

Для забезпечення електропостачання сільськогосподарських споживачів застосовуються комплектні трансформаторні підстанції (КТП) 10/0,4 кВ. Тип КТП обирається в залежності від кількості та розрахункової потужності трансформаторів, числа споживачів та кількості ліній 0,4 кВ, які відходять від підстанції.

Розрахунки центру навантажень наведені в таблиці 2.1.

Таблиця-2.1: Розрахунок центру навантажень

№	Найменування споживача	$P_d$ , кВт	$P_B$ , кВт	$x$ , мм	$y$ , мм	$P * x$	$P * y$
1.1	Група житлових будинків	1,25	3,75	232,42	310,53	871,58	1164,488
1.2	Група житлових будинків	1,25	3,75	209,42	309,67	785,33	1161,263

1.3	Група житлових будинків	1,25	3,75	186,42	310,53	699,08	1164,488
1.4	Група житлових будинків	1,25	3,75	163,42	310,53	612,83	1164,488
1.5	Група житлових будинків	1,25	3,75	137,37	310,53	515,14	1164,488
1.6	Група житлових будинків	1,25	3,75	140,42	340,02	526,58	1275,075
1.7	Група житлових будинків	1,25	3,75	163,42	340,02	612,83	1275,075
1.8	Група житлових будинків	1,25	3,75	188,09	340,02	705,34	1275,075
1.9	Група житлових будинків	1,25	3,75	209,42	340,02	785,33	1275,075
1.10	Група житлових будинків	1,25	3,75	232,42	340,02	871,58	1275,075
1.11	Група житлових будинків	1,25	3,75	278,42	310,53	1 044,08	1164,488
1.12	Група житлових будинків	1,25	3,75	301,42	310,53	1 130,33	1164,488
1.13	Група житлових будинків	1,25	3,75	324,42	309,11	1 216,58	1159,163
1.14	Група житлових будинків	1,25	3,75	347,42	309,11	1 302,83	1159,163
1.15	Група житлових будинків	1,25	3,75	370,42	309,11	1 389,08	1159,163
1.16	Група житлових будинків	1,25	3,75	389,65	309,11	1 461,19	1159,163
1.17	Група житлових будинків	1,25	3,75	409,93	303,13	1 537,24	1136,738
1.18	Група житлових будинків	1,25	3,75	425,14	288,98	1 594,28	1083,675
1.19	Група житлових будинків	1,25	3,75	278,42	340,02	1 044,08	1275,075
1.20	Група житлових будинків	1,25	3,75	301,42	340,02	1 130,33	1275,075
1.21	Група житлових будинків	1,25	3,75	324,42	340,02	1 216,58	1275,075
1.22	Група житлових будинків	1,25	3,75	347,42	340,02	1 302,83	1275,075
1.23	Група житлових будинків	1,25	3,75	370,42	340,02	1 389,08	1275,075
1.24	Група житлових будинків	1,25	3,75	389,65	340,02	1 461,19	1275,075
1.25	Група житлових будинків	1,25	3,75	424,93	335,02	1 593,49	1256,325
1.26	Група житлових будинків	1,25	3,75	444,60	320,55	1 667,25	1202,063
1.27	Група житлових будинків	1,25	3,75	504,32	317,55	1 891,20	1190,813

1.28	Група житлових будинків	1,25	3,75	528,11	317,55	1 980,41	1190,813
1.29	Група житлових будинків	1,25	3,75	547,32	317,55	2 052,45	1190,813
1.30	Група житлових будинків	1,25	3,75	562,45	317,55	2 109,19	1190,813
1.31	Група житлових будинків	1,25	3,75	582,34	317,55	2 183,78	1190,813
1.32	Група житлових будинків	1,25	3,75	598,05	317,55	2 242,69	1190,813
1.33	Група житлових будинків	1,25	3,75	614,94	317,55	2 306,03	1190,813
1.34	Група житлових будинків	1,25	3,75	634,34	317,55	2 378,78	1190,813
1.35	Група житлових будинків	1,25	3,75	647,06	317,55	2 426,48	1190,813
1.36	Група житлових будинків	1,25	3,75	660,85	317,55	2 478,19	1190,813
1.37	Група житлових будинків	1,25	3,75	687,53	317,55	2 578,24	1190,813
1.38	Група житлових будинків	1,25	3,75	701,46	317,55	2 630,48	1190,813
1.39	Група житлових будинків	1,25	3,75	715,58	317,55	2 683,43	1190,813
1.40	Група житлових будинків	1,25	3,75	729,06	317,55	2 733,98	1190,813
1.41	Група житлових будинків	1,25	3,75	742,54	317,55	2 784,53	1190,813
1.42	Група житлових будинків	1,25	3,75	757,59	317,55	2 840,96	1190,813
1.43	Група житлових будинків	1,25	3,75	441,96	273,88	1 657,35	1027,05
1.44	Група житлових будинків	1,25	3,75	463,09	272,94	1 736,59	1023,525
1.45	Група житлових будинків	1,25	3,75	478,72	271,83	1 795,20	1019,363
1.46	Група житлових будинків	1,25	3,75	492,81	271,83	1 848,04	1019,363
1.47	Група житлових будинків	1,25	3,75	508,58	271,83	1 907,18	1019,363
1.48	Група житлових будинків	1,25	3,75	525,93	271,83	1 972,24	1019,363
1.49	Група житлових будинків	1,25	3,75	542,84	271,83	2 035,65	1019,363
1.50	Група житлових будинків	1,25	3,75	556,05	271,83	2 085,19	1019,363
1.51	Група житлових будинків	1,25	3,75	569,34	271,83	2 135,03	1019,363
1.52	Група житлових будинків	1,25	3,75	581,67	271,83	2 181,26	1019,363

1.53	Група житлових будинків	1,25	3,75	594,00	271,83	2 227,50	1019,363
1.54	Група житлових будинків	1,25	3,75	606,33	271,83	2 273,74	1019,363
1.55	Група житлових будинків	1,25	3,75	619,98	271,83	2 324,93	1019,363
1.56	Група житлових будинків	1,25	3,75	635,84	271,83	2 384,40	1019,363
1.57	Група житлових будинків	1,25	3,75	649,21	270,62	2 434,54	1014,825
1.58	Група житлових будинків	1,25	3,75	693,73	270,62	2 601,49	1014,825
1.59	Група житлових будинків	1,25	3,75	712,49	272,02	2 671,84	1020,075
1.60	Група житлових будинків	1,25	3,75	759,43	272,02	2 847,86	1020,075
1.61	Група житлових будинків	1,25	3,75	232,42	288,09	871,58	1080,338
1.62	Група житлових будинків	1,25	3,75	232,42	264,31	871,58	991,1625
1.63	Група житлових будинків	1,25	3,75	232,42	238,57	871,58	894,6375
1.64	Група житлових будинків	1,25	3,75	232,42	216,76	871,58	812,85
1.65	Група житлових будинків	1,25	3,75	233,75	176,13	876,56	660,4875
1.66	Група житлових будинків	1,25	3,75	233,75	155,62	876,56	583,575
1.67	Група житлових будинків	1,25	3,75	273,60	171,13	1 026,00	641,7375
1.68	Група житлових будинків	1,25	3,75	273,60	150,62	1 026,00	564,825
1.69	Група житлових будинків	1,25	3,75	273,60	134,92	1 026,00	505,95
1.70	Група житлових будинків	1,25	3,75	273,60	120,42	1 026,00	451,575
1.71	Група житлових будинків	1,25	3,75	205,33	129,21	769,99	484,5375
1.72	Група житлових будинків	1,25	3,75	180,87	129,21	678,26	484,5375
1.73	Група житлових будинків	1,25	3,75	157,93	129,21	592,24	484,5375
1.74	Група житлових будинків	1,25	3,75	110,32	121,97	413,70	457,3875
1.75	Група житлових будинків	1,25	3,75	114,66	85,37	429,98	320,1375
1.76	Група житлових будинків	1,25	3,75	141,21	91,42	529,54	342,825
1.77	Група житлових будинків	1,25	3,75	166,44	93,93	624,15	352,2375

1.78	Група житлових будинків	1,25	3,75	190,37	91,42	713,89	342,825
1.79	Група житлових будинків	1,25	3,75	216,83	91,42	813,11	342,825
1.80	Група житлових будинків	1,25	3,75	231,08	91,42	866,55	342,825
1.81	Група житлових будинків	1,25	3,75	244,94	91,42	918,53	342,825
1.82	Група житлових будинків	1,25	3,75	272,62	79,13	1 022,33	296,7375
1.83	Група житлових будинків	1,25	3,75	272,62	61,20	1 022,33	229,5
1.84	Група житлових будинків	1,25	3,75	250,94	35,08	941,03	131,55
1.85	Група житлових будинків	1,25	3,75	250,94	15,11	941,03	56,6625
2,1	Продуктовий магазин	6,00	4,00	137,12	164,24	548,48	656,96
3,1	Кормоцех	40,00	10,00	426,98	214,57	4 269,80	2145,7
4,1	Зернохосвище 500т	10,00	4,00	444,81	168,57	1 779,24	674,28
5,1	Пташник	20,00	25,00	485,92	169,04	12 148,00	4226
6,1	Склад	32,00	1,00	459,92	218,57	459,92	218,57
7,1	Свинарник маточник	6,00	10,00	502,92	212,57	5 029,20	2125,7
7,1	Свинарник маточник	30,00	10,00	426,98	141,90	4 269,80	1419

$$P_* x = P_B * X \quad (2.6)$$

$$P_* y = P_B * Y \quad (2.7)$$

$P_B$  - потужність вечірнього навантаження.

$X, Y$  - центр навантаження об'єкту.

Розрахунок виконано в програмному середовищі Excel табличним способом.

Знаходимо центр розташування трансформаторної підстанції [3]:

Розрахунок для ТП-1 побутових споживачів:

$$x_{ц.н.} = \frac{126506,78}{318,75} = 396,88,$$

$$y_{ц.н.} = \frac{81094,3}{318,75} = 254,41,$$

Розрахунок для ТП-2 юридичних споживачів:

$$x_{ц.н.} = \frac{28504,44}{64,00} = 445,38,$$

$$y_{ц.н.} = \frac{11466,21}{64,00} = 179,15.$$

З огляду на планування забудови населеного пункту остаточно визначаємо такі координати розміщення ТП 10/0,4 кВ:

$$x = 396,88 \text{ см}; y = 254,41 \text{ см.}$$

$$x=445,38 \text{ см}; y= 179,15 \text{ см.}$$

## 2.5. Трасування повітряних ліній напругою 0,38 кВ

Розрахункові схеми повітряних ліній 0,4 кВ наведені на рисунку 2.1-2.5.

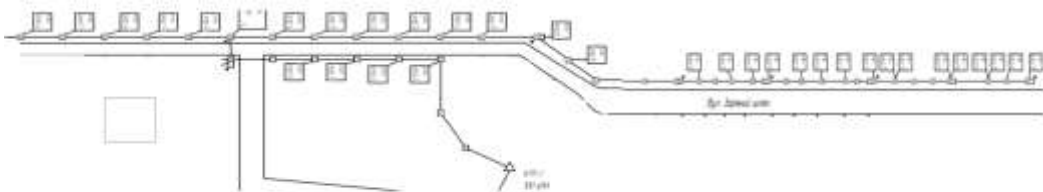


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема ПЛ1 КТП1

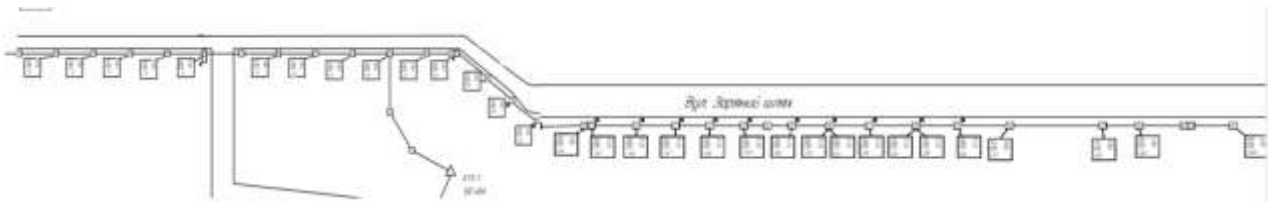


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема ПЛ2 КТП1

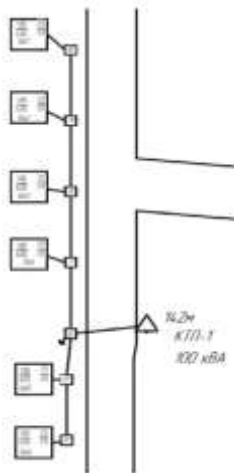


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема ПЛ3 КТП1

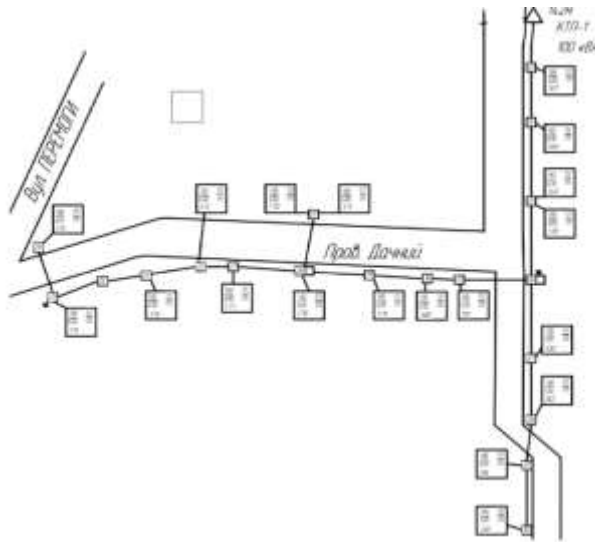


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема ПЛ4 КТП1

## 2.8. Розрахунок електричных навантажень ліній 10 та 0,38 кВ аб'екту електропостачання.

Розрахунок навантажень на окремих ділянках лінії 0,38 кВ проводиться в залежності від типу споживання. Оскільки навантаження на лініях 0,38 кВ є неоднорідними та несумірними, розрахунок виконується методом поетапних надбавок:

$$P_p = P_б + \Delta P_m, \quad (2.8)$$

де  $P_б$  – максимальне навантаження, кВт;

$\Delta P_m$  – додаткова потужність через зниження навантаження, кВт.

Коефіцієнт потужності, зважений по середньому значенню потужності для ділянок лінії з неоднорідними навантаженнями обчислюється за формулою:

$$\cos \phi_{сз} \phi = \frac{\sum P_i \cdot \cos \phi_i}{\sum P_i}, \quad (2.9)$$

де  $P_i$  – розраховане навантаження для  $i$ -го споживача, кВт;

$\cos \phi_i$  – коефіцієнт використаної потужності  $i$ -го споживача;

Значення загальних потужностей на ділянках лінії обчислюються за допомогою наступних формул [4]:

$$S_{pд} = \frac{P_d}{\cos \phi_d}; \quad (2.9)$$

$$S_{PB} = \frac{P_B}{\cos \phi_B} \quad (2.10)$$

Розрахунки центру навантажень наведені в таблицях 2.2-2.5.

Таблиця 2.2 Розрахунок навантаження для ПЛ 1 ТП-1

Ділянка лінії	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		Надбавки		Розрахункове навантаження		Коефіцієнт потужності		Повна розрах. потужність	
	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$\Delta P_D$ , кВт	$\Delta P_B$ , кВт	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$\cos j_D$	$\cos j_B$	$S_{PD}$ , кВА	$S_{PB}$ , кВА
<b>ПЛ-1 КТП-1</b>												
40-39	1,25	3,75					1,25	3,75	0,93	0,90	1,34	4,17
39-38	1,25	3,75	1,25	3,75	0,75	2,25	2,00	6,00	0,93	0,90	2,15	6,67
38-37	2,00	6,00	1,25	3,75	0,75	2,25	2,75	8,25	0,93	0,90	2,96	9,17
37-36	2,75	8,25	1,25	3,75	0,75	2,25	3,50	10,50	0,93	0,90	3,76	11,67
36-35	6,00	4,00	3,50	10,50	2,10	6,33	8,10	10,33	0,89	0,90	9,10	11,48
69-68	1,25	3,75					1,25	3,75	0,93	0,90	1,34	4,17
68-67	1,25	3,75	1,25	3,75	0,75	2,25	2,75	8,25	0,93	0,90	2,96	9,17
			1,25	3,75	0,75	2,25						
67-66	2,75	8,25	1,25	3,75	0,75	2,25	4,25	12,75	0,93	0,90	4,57	14,17
			1,25	3,75	0,75	2,25						
66-63	4,25	12,75	1,25	3,75	0,75	2,25	5,75	17,25	0,86	0,90	6,69	19,17
			1,25	3,75	0,75	2,25						
63-62	5,75	17,25	1,25	3,75	0,75	2,25	6,50	19,50	0,93	0,90	6,99	21,67
62-60	6,50	19,50	1,25	3,75	0,75	2,25	7,25	21,75	0,93	0,90	7,80	24,17
60-59	7,25	21,75	1,25	3,75	0,75	2,25	8,00	24,00	0,93	0,90	8,60	26,67
59-58	8,00	24,00	1,25	3,75	0,75	2,25	8,75	26,25	0,93	0,90	9,41	29,17
58-56	8,75	26,25	1,25	3,75	0,75	2,25	9,50	28,50	0,93	0,90	10,22	31,67
56-55	9,50	28,50	1,25	3,75	0,75	2,25	10,25	30,75	0,93	0,90	11,02	34,17
55-54	10,25	30,75	1,25	3,75	0,75	2,25	11,00	33,00	0,93	0,90	11,83	36,67
54-52	11,00	33,00	1,25	3,75	0,75	2,25	11,75	35,25	0,93	0,90	12,63	39,17
52-48	11,75	35,25	1,25	3,75	0,75	2,25	12,50	37,50	0,93	0,90	13,44	41,67
48-47	12,50	37,50	1,25	3,75	0,75	2,25	13,25	39,75	0,93	0,90	14,25	44,17
47-46	13,25	39,75	1,25	3,75	0,75	2,25	14,00	42,00	0,93	0,90	15,05	46,67
46-45	25,20	84,00	1,25	3,75	0,75	2,25	25,95	86,25	0,93	0,90	27,90	95,83

45-44	25,95	86,25	1,25	3,75	0,75	2,25	26,70	88,50	0,93	0,90	28,71	98,33
44-43	26,70	88,50	1,25	3,75	0,75	2,25	27,45	90,75	0,93	0,90	29,52	100,83
43-42	27,45	90,75	1,25	3,75	0,75	2,25	28,20	93,00	0,93	0,90	30,32	103,33
42-41	28,20	93,00	1,25	3,75	0,75	2,25	28,95	95,25	0,93	0,90	31,13	105,83
41-35	28,95	95,25	8,10	10,33	4,86	6,21	33,81	101,46	0,91	0,90	37,15	112,73
12-11	1,25	3,75					1,25	3,75	0,93	0,90	1,34	4,17
11-10	1,25	3,75	1,25	3,75	0,75	2,25	2,00	6,00	0,93	0,90	2,15	6,67
10-9	2,00	6,00	1,25	3,75	0,75	2,25	2,75	8,25	0,93	0,90	2,96	9,17
9-8	2,75	8,25	1,25	3,75	0,75	2,25	3,50	10,50	0,93	0,90	3,76	11,67
8-7	33,81	101,46	3,50	10,50	2,10	6,33	35,91	107,79	0,89	0,90	40,35	119,77
7-6	35,91	107,79	1,25	3,75	0,75	2,25	36,66	110,04	0,89	0,90	41,19	122,27
6-5	36,66	110,04	1,25	3,75	0,75	2,25	37,41	112,29	0,89	0,90	42,03	124,77
5-4	37,41	112,29	1,25	3,75	0,75	2,25	38,16	114,54	0,89	0,90	42,88	127,27
4-3	38,16	114,54	1,25	3,75	0,75	2,25	38,91	116,79	0,89	0,90	43,72	129,77
34-32	1,25	3,75					1,25	3,75	0,93	0,90	1,34	4,17
32-31	1,25	3,75	1,25	3,75	0,75	2,25	2,00	6,00	0,93	0,90	2,15	6,67
31-30	2,00	6,00	1,25	3,75	0,75	2,25	2,75	8,25	0,93	0,90	2,96	9,17
30-29	2,75	8,25	1,25	3,75	0,75	2,25	3,50	10,50	0,93	0,90	3,76	11,67
29-28	3,5	10,5	1,25	3,75	0,75	2,25	5,00	15,00	0,93	0,90	5,38	16,67
			1,25	3,75	0,75	2,25						
28-27	5,00	15,00	1,25	3,75	0,75	2,25	5,75	17,25	0,93	0,90	6,18	19,17
27-26	5,75	17,25	1,25	3,75	0,75	2,25	7,25	21,75	0,93	0,90	7,80	24,17
			1,25	3,75	0,75	2,25						
26-25	7,25	43,50	1,25	3,75	0,75	2,25	8,00	45,75	0,93	0,90	8,60	50,83
25-23	8,00	45,75	1,25	3,75	0,75	2,25	8,75	48,00	0,93	0,90	9,41	53,33
23-22	8,75	48	1,25	3,75	0,75	2,25	9,50	50,25	0,93	0,90	10,22	55,83
22-21	9,50	50,25	1,25	3,75	0,75	2,25	10,25	52,50	0,93	0,90	11,02	58,33
21-20	10,25	52,50	1,25	3,75	0,75	2,25	11,00	54,75	0,93	0,90	11,83	60,83
20-19	11,00	54,75	1,25	3,75	0,75	2,25	12,50	59,25	0,93	0,90	13,44	65,83
			1,25	3,75	0,75	2,25						
19-18	12,50	59,25	1,25	3,75	0,75	2,25	13,25	61,50	0,93	0,90	14,25	68,33
18-17	13,25	61,50	1,25	3,75	0,75	2,25	14,00	63,75	0,93	0,90	15,05	70,83
17-16	14,00	63,75	1,25	3,75	0,75	2,25	14,75	66,00	0,93	0,90	15,86	73,33

16-15	14,75	66	1,25	3,75	0,75	2,25	15,50	68,25	0,93	0,90	16,67	75,83
14-3	16,25	70,50	1,25	3,75	0,75	2,25	17,00	72,75	0,93	0,90	18,28	80,83
3-КТП-1	38,91	116,79	17,00	72,25	10,50	49,58	49,41	166,37	0,90	0,90	<b>54,90</b>	<b>184,86</b>
							<b>49,41</b>	<b>166,37</b>				

Таблиця 2.3 розрахунок навантаження для ПЛ 2 ТП-1

Ділянка лінії	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		Надбавки		Розрахункове навантаження		Коефіцієнт потужності		Повна розрах. потужність	
	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$\Delta P_D$ , кВт	$\Delta P_B$ , кВт	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$\cos j_D$	$\cos j_B$	$S_{PD}$ , кВА	$S_{PB}$ , кВА
<b>ПЛ-2 КТП-1</b>												
26-25	1,25	3,75					1,25	3,75	0,93	0,90	1,34	4,17
25-23	1,25	3,75	1,25	3,75	0,75	2,25	2,00	6,00	0,93	0,90	2,15	6,67
23-22	2,00	6,00	1,25	3,75	0,75	2,25	2,75	8,25	0,93	0,90	2,96	9,17
22-21	2,75	8,25	1,25	3,75	0,75	2,25	3,50	10,50	0,93	0,90	3,76	11,67
11-20	3,50	10,50	1,25	3,75	0,75	2,25	4,25	12,75	0,93	0,90	4,57	14,17
20-19	4,25	12,75	1,25	3,75	0,75	2,25	5,75	17,25	0,93	0,90	6,18	19,17
			1,25	3,75	0,75	2,25						
19-18	5,75	17,25	1,25	3,75	0,75	2,25	6,50	19,50	0,93	0,90	6,99	21,67
18-17	6,50	19,50	1,25	3,75	0,75	2,25	7,25	21,75	0,93	0,90	7,80	24,17
30-29	1,25	3,75					1,25	3,75	0,93	0,90	1,34	4,17
29-28	1,25	3,75	1,25	3,75	0,75	2,25	2,00	6,00	0,93	0,90	2,15	6,67
28-27	2,00	6,00	1,25	3,75	0,75	2,25	2,75	8,25	0,93	0,90	2,96	9,17
17-15	7,25	21,75	2,75	8,25	1,65	4,95	8,90	26,70	0,93	0,90	9,57	29,67
15-14	8,90	26,70	1,25	3,75	0,75	2,25	10,40	31,20	0,93	0,90	11,18	34,67
			1,25	3,75	0,75	2,25						
14-13	10,40	31,20	1,25	3,75	0,75	2,25	11,15	33,45	0,93	0,90	11,99	37,17
13-5	11,15	33,45	1,25	3,75	0,75	2,25	11,90	35,70	0,93	0,90	12,80	39,67
10-9	1,25	3,75					1,25	3,75	0,93	0,90	1,34	4,17
9-8	1,25	3,75	1,25	3,75	0,75	2,25	2,00	6,00	0,93	0,90	2,15	6,67
8-7	2,00	6,00	1,25	3,75	0,75	2,25	2,75	8,25	0,93	0,90	2,96	9,17
7-6	2,75	8,25	1,25	3,75	0,75	2,25	3,50	10,50	0,93	0,90	3,76	11,67
12-11	1,25	3,75					1,25	3,75	0,93	0,90	1,34	4,17
11-6	3,50	10,50	1,25	3,75	0,75	2,25	4,25	12,75	0,93	0,90	4,57	14,17
5-КТП-1	11,90	35,70	4,25	12,75	2,55	7,75	16,61	50,75	0,93	0,90	<b>17,86</b>	<b>56,39</b>
			3,60	12,00	2,16	7,30						

Таблиця 2.4 розрахунок навантаження для ПЛ 1 ТП-2

Ділянка лінії	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		Надбавки		Розрахункове навантаження		Коефіцієнт потужності		Повна розрах. потужність	
	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$\Delta P_D$ , кВт	$\Delta P_B$ , кВт	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$\cos \varphi_D$	$\cos \varphi_B$	$S_{PD}$ , кВА	$S_{PB}$ , кВА
<b>ПЛ-1 КТП-2</b>												
6-5	40,00	10,00					40,00	10,00	0,75	0,78	53,33	12,82
5-1	40,00	10,00	32,00	1,00	20,40	0,60	60,40	10,60	0,75	0,78	80,53	13,59
4-2	20,00	25,00					20,00	25,00	0,92	0,96	21,74	26,04
3-2	6,00	10,00					6,00	10,00	0,92	0,96	6,52	10,42
2-1	20,00	25,00	6,00	10,00	3,60	6,00	23,60	31,00	0,92	0,96	25,65	32,29
1-КТП2	60,40	31,00	23,60	10,60	14,76	6,39	75,16	37,39	0,79	0,88	<b>95,14</b>	<b>42,49</b>

Таблиця 2.5 розрахунок навантаження для ПЛ2 2 ТП-2

Ділянка лінії	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		Надбавки		Розрахункове навантаження		Коефіцієнт потужності		Повна розрах. потужність	
	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$\Delta P_D$ , кВт	$\Delta P_B$ , кВт	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$\cos \varphi_D$	$\cos \varphi_B$	$S_{PD}$ , кВА	$S_{PB}$ , кВА
<b>ПЛ-2 КТП-2</b>												
1-КТП2	30,00	10,00	10,00	5,00	6,00	3,00	36,00	13,00	0,75	0,82	<b>48,00</b>	<b>15,85</b>

Розрахунок виконано в програмному середовищі Excel табличним способом.

## 2.10. Визначення потужності та кількості силових трансформаторів 10/0,4 кВ

Розрахункова потужність одно- або двотрансформаторних підстанцій визначається шляхом додавання надбавок, підсумовуючи розрахункові активні

потужності на основних ділянках ліній 0,38 кВ, які живлять підстанцію (окремо для денного та вечірнього максимумів). Освітлювальне навантаження, пов'язане з системою зовнішнього освітлення в межах населеного пункту. повністю враховується в вечірньому розрахунковому навантаженні..

$$P_{РДтр} = P_{РДлін.Б} + \sum \Delta P_{РДлін.М}, \quad (2.11)$$

$$P_{РВтр} = P_{РВлін.Б} + \sum \Delta P_{РВлін.М} + P_{з.о.}, \quad (2.12)$$

де  $P_{РД\ лін. Б}$ ,  $P_{РВ\ лін. Б}$  – максимальне значення між денним і вечірнім розрахунковими навантаженнями відгалужень від підстанції, виражене в кіловатах;

$P_{РД\ лін. М}$ ,  $P_{РВ\ лін. М}$  – сума додаткових потужностей, обчислені як прирости від менших значень розрахункових денних і вечірніх навантажень ліній, у кіловатах.

$P_{з.о.}$  – навантаження зовнішнього освітлення, кВт.

Значення повної розрахункової потужності трансформаторної підстанції (у денний або вечірній період) визначається шляхом урахуванням відповідного коефіцієнта потужності за формулою [5].

Визначення параметрів силового трансформатора, призначеного для забезпечення електроживлення побутових споживачів (ТП-1):

$$P_{РДтр} = 49.41 + 10.23 = 59.9\text{кВт};$$

$$P_{РВтр} = 166.37 + 34.57 + 5,79 = 206.73\text{кВт};$$

Визначення параметрів силового трансформатора, призначеного для забезпечення електроживлення юридичних споживачів (ТП-2):

$$P_{РДтр} = 75,16 + 23,54 = 98,7\text{кВт};$$

$$P_{РВтр} = 37,39 + 7,9 + 5,79 = 51,08\text{кВт};$$

Потужність трансформаторів для одно- та двотрансформаторних підстанцій визначається з урахуванням їх функціонування в нормальних умовах, дотримуючись оптимальних економічних меж навантаження.

$$S_{\text{екон. min}} \leq \frac{n S_{p.ТП}}{n} \leq S_{\text{екон. max}} \quad (2.13)$$

де  $S_{p.ТП}$  – сумарна потужність трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, кВА;

$n$  – число трансформаторів на підстанції, шт.;

$S_{\text{екон. min}}$  і  $S_{\text{екон. max}}$  – згідно з мінімальними та максимальними межами економічного діапазону навантаження трансформатора з визначеною номінальною потужністю

Перевіряється відповідність обраних номінальних потужностей трансформаторів умовам їх роботи в нормальному режимі експлуатації з урахуванням дозволеного постійного навантаження.

Для забезпечення надійної роботи підстанції, номінальні потужності трансформаторів оцінюються згідно з таким співвідношенням:

$$\frac{S_{p.\text{ТП}}}{n \cdot S_{\text{нтр}}} \leq k_c \quad (2.14)$$

де  $S_{p.\text{ТП}}$  – розрахована потужність ТП, кВА;

$S_{\text{нтр}}$  – виміряна потужність трансформатора, кВА;

$n$  – число трансформаторів на підстанції, шт.;

$k_c$  – коефіцієнт, який визначає максимально допустиме систематичне навантаження на трансформатор.

Візьмем трансформатора КТП-1 із наступним економічним інтервалом навантаження:

$$151 \leq \frac{206.73}{1} \leq 315.$$

Приймаємо потужність трансформатора  $S=160$  кВА

Приймаємо трансформатора КТП-2 із наступним економічним інтервалом навантаження:

$$86 \leq \frac{98.7}{1} \leq 125.$$

Приймаємо потужність трансформатора  $S=63$  кВА

$$k_c = k_{cm} - \alpha(t_n - t_{nm}), \quad (2.15)$$

де  $k_{cm}$  – значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, яке відповідає середньодобовій температурі, зазначеній у таблиці.;

$\alpha$  – розрахункове значення температурного перепаду,  $1/^\circ\text{C}$ ;

$t_n$  – середня температура повітря за добу,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_{nm}$  – табличне значення середньодобової температури повітря, °С.

Перевірка вибраної номінальної потужності трансформатора проводиться з урахуванням його експлуатації в нормальних умовах при допустимих постійних навантаженнях. Для забезпечення безперебійної роботи підстанції, обрана номінальна потужність трансформатора перевіряється за наступною формулою..

$$\frac{S_P}{nS_H} \leq k_C, \quad (2.16)$$

де  $S_P$ ,  $S_H$  – відповідно, обчислювана та номінальна потужність трансформатора., кВА;

$k_C$  – коефіцієнт максимально допустимого постійного навантаження.

$$k_C = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (6,8 - (-10)) = 1,605.$$

$$\frac{206,73}{1 * 160} = 1,29 \leq 1,605,$$

$$\frac{98,7}{1 * 63} = 1,56 \leq 1,605,$$

Умова для коефіцієнта допустимого постійного перевантаження трансформатора виконується.

## 2.11. Визначення допустимої втрати напруги в мережах

Максимально допустиме зниження напруги в лініях 0,38 та 10 кВ визначається таким чином, щоб відхилення напруги у споживачів не перевищувало  $\pm 5\%$  від номінального значення

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \Delta V_{\text{жив}}^{100} + \sum(V_{\text{пост}} + V_{\text{перем}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - V_{\text{спож.}}^{100}. \quad (2.17)$$

де  $\Delta V_{\text{жив}}^{100}$  – відхилення напруги на виході джерела живлення при максимальному (100%) навантаженні (для мережі 35/10/0,4 кВ - на шинах 10 кВ підстанції 35/10 кВ), виражене у відсотках.

$V_{\text{спож.}}^{100}$  – зміна напруги у споживача при повному навантаженні (100 %);

$\sum(V_{\text{пост}} + V_{\text{перем}})$  – загальна сума постійних і змінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр}}^{100}$  – загальна втрата напруги в мережі при повному навантаженні, %.

Загальну допустиму втрату напруги в мережі необхідно розподілити між лініями 10 кВ і 0,38 кВ таким чином, щоб розподіл був наближено рівномірним.

Відхилення напруги у споживача, який знаходиться найближче до джерела живлення, при 25% навантаженні віддаленої ТП перевіряється за таким рівнянням:

$$V_{\text{спож}}^{25} = \Delta V_{\text{живл}}^{25} + \sum (V_{\text{пост}} + V_{\text{перем}}) - \sum \Delta U_{\text{втр}}^{25}, \quad (2.18)$$

де  $\Delta V_{\text{живл}}^{25}$  – відхилення напруги на виході джерела при 25% навантаженні визначається за таким рівнянням, %;

$\sum (V_{\text{пост}} + V_{\text{перем}})$  – загальна сума додаткових надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр}}^{25}$  – сукупні втрати напруги в мережі при 25% навантаженні, %.

Для визначення максимально дозволених втрат напруги в мережах 10 кВ та 0,38 кВ створюється розрахункова схема мережі (рис. 2.6). На підставі отриманих даних формується таблиця відхилень напруги (табл. 2.3).

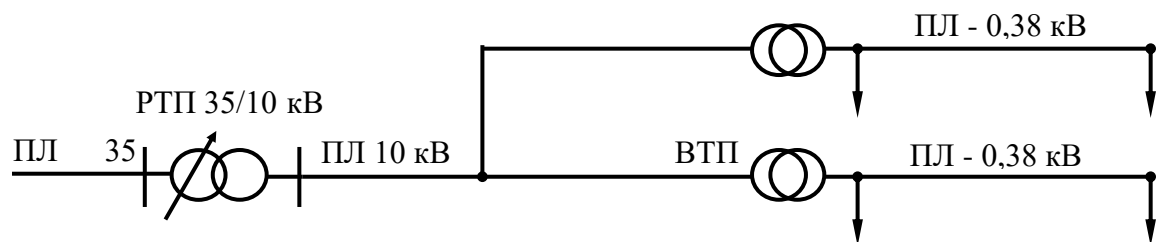


Рисунок 2.6- Розрахункова схема мережі.

Таблиця 2.3 Відхилення напруги в межені 10кВ.

Елемент установки	Відхилення напруги, %			
	Віддалена КТП		Проектована КТП	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+ 2,5	-1,0	+ 2,5	-1,0
Повітряна лінія 10 кВ	- 2,4	- 0,6	- 4	- 1
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
- постійна надбавка	+ 5	+ 5	+ 5	+ 5
- змінна надбавка	0	0	0	0

- втрати	- 4	- 1	- 4	- 1
Повітряна лінія 0,38 кВ	- 3,6	0	- 2	0
Відхилення напруги у споживача	- 7,5	5,9 <7,5	- 7,5	5,5 <7,5

Для віддаленої трансформаторної підстанції встановлюється надбавка трансформатора +5% (+5 - постійна, 0 - змінна надбавка).

Загальна максимально допустима втрата напруги в мережі 10 та 0,38 кВ до віддаленої трансформаторної підстанції при повному (100%) навантаженні дорівнює [6]:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = 2,5 + (5 + 2,5) - 4 - (-7,5) = 13,5\%$$

Втрата напруги розподіляється майже рівномірно між мережами 10 і 0,38 кВ.

$$\Delta U_{\text{доп}10}^{100} = -7\%, \quad \Delta U_{\text{доп}0,38}^{100} = -6,5\%$$

Відхилення напруги у споживача, розташованого найближче до джерела живлення, при 25% навантаженні віддаленої трансформаторної підстанції:

$$V_{\text{спож.}}^{25} = -1 + (5 + 0) - (0,6 + 1) = 2,4\%$$

Вихідні дані для розрахунку допустимої втрати напруги в мережах отримані на основі технічної документації ПС «Богданівка», наданої АТ «Сумиобленерго».

Аналіз здійснено на підставі експлуатаційних та проектних документів підстанції, що знаходиться в управлінні АТ «Сумиобленерго».

## 2.15. Розрахунок і вибір перетину самонесучих ізольованих проводів

При проектуванні ПЛЛ-0,38 кВ розрахунок виконується в такому порядку:

- встановлюється місце розташування підстанцій 10/0,4 кВ;
- визначається оптимальна схема мережі 0,38 кВ та розраховується необхідна кількість проводів на головних і відгалужених ділянках ПЛ. На основі пункту 2 складається розрахункова схема проекрованої мережі 0,38 кВ;

Визначаються розрахункові навантаження для кожного споживача та окремих ділянок мережі.

Робочі струми в тривалому режимі визначаються для окремих ділянок мережі, у тому числі для однофазних навантажень.

Для однофазних споживачів:

$$I_{pi} = \frac{P_{pi} \cdot 10^3}{U_{nc} \cdot \cos \varphi_i}, \quad (2.17)$$

Для трифазних споживачів:

$$I_{pi} = \frac{P_{pi} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{nc} \cdot \cos \varphi_i}, \quad (2.19)$$

де  $I$  – розрахункове значення струму  $i$ -ої ділянки мережі, А;

$P_{pi}$  – навантаження  $i$ -ої ділянки мережі, Вт;

$U_{nc}$  – напруга мережі, В;

$\cos \varphi_i$  – коефіцієнт потужності;

Визначається розрахунковий тривало допустимий струм нагрівання проводів

$I_{д.р.i}$ :

$$I_{д.р.i} = \frac{I_{pi}}{K_\theta}, \quad (2.20)$$

$$K_\theta = \sqrt{\frac{\theta_{тр.доп.} - \theta_{навк}}{\theta_{тр.доп.} - \theta_{он}}}, \quad (2.21)$$

де  $K_\theta$  – коефіцієнт, який враховує реальні температурні умови навколишнього середовища;

$\theta_{тр.доп.}$  – максимально допустима температура тривалого нагрівання проводу, °С (визначається відповідно до табличних значень);

$\theta_{навк}$  – реальна температура зовнішнього середовища, °С (установлюється згідно з табличними даними);

$\theta_{он}$  – стандартне значення температури зовнішнього середовища для провідників, °С;

$k_\theta$  – коефіцієнт перспективного приросту навантаження для новозбудованих ліній[7];

$$k_d = 0,7;$$

У таблиці 2.2 наведені значення розрахованих навантажень для відповідних ділянок електромережі.

Лінія 4 забезпечує електроживлення для виробничих об'єктів, тому мережа є трифазною з нейтраллю, заземленою глухо. Крім того, на зазначених ділянках передбачено встановлення вуличного освітлення, що вимагає додавання ще одного проводу, позначеного як «ліхтарний». На всіх ділянках лінії № 4 0,38 кВ буде використано СІП з п'ятьма проводами. Для визначення робочого струму при тривалому навантаженні застосовуємо формулу (4.11). Розрахунок здійснюється для періоду максимального навантаження, яким є денний максимум. Так, для ділянки 40-39:

$$I_{p\ 40-39} = \frac{P_{p40-39}}{\sqrt{3}U_{0,38} \cdot \cos\varphi}, \quad (2.22)$$

$$I_{p\ 40-39} = \frac{1,34}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,93} = 2,19A$$

Для зовнішнього освітлення використовують наступний вираз:

$$I_{p\ 40-39з} = \frac{P_{p40-39}}{U_{0,38} \cdot \cos\varphi}, \quad (2.23)$$

$$I_{p\ 40-39з} = \frac{1,34}{380 \cdot 0,93} = 3,79$$

Визначення тривалого допустимого струму нагріву проводиться за наступним виразом:

$$I_{д,р\ 40-39} = \frac{P_{p\ 40-39}}{K_\theta}, \quad (2.24)$$

Для розрахунку коефіцієнту, в якому врахована температура навколишнього середовища  $K_\theta$  визначаємо тривало допустиму температуру нагріву провідника  $\theta_{д,д} = 65\text{ }^\circ\text{C}$  (таблиця 2.4). Температура навколишнього середовища  $\theta_{н,с}$  для

найгіршого періоду в Сумській області дорівнює  $\theta_{н.с} = 39^{\circ}\text{C}$  (літній період) (таблиця 2.5). Нормована температура навколишнього середовища для провідників  $\theta_{н.н} = 25^{\circ}\text{C}$  (таблиця 2.6). Тоді  $K_{\theta}$  згідно (2.6) буде дорівнювати:

$$K = \frac{65-39}{65-25} = 0,80,$$

Тоді: 
$$I_{д.р. 40-39} = \frac{2,19}{0,8} = 2,73\text{A}$$

$$I_{д.р. 40-39} = \frac{3,79}{0,8} = 4,73\text{A}$$

Вибір перерізу та марки проводів здійснюється на основі розрахункових значень струмів та умов експлуатації [8]. Вибір СІП  $I_{д.р.i}$ , а також з урахуванням інтенсивності сонячної радіації  $U$ . Для дано-го регіону  $U=773 \text{ Вт/м}^2$ . Наприклад, для за  $I_{д.р. 39-40} = 2,73\text{A}$ ;  $U=773 \text{ Вт/м}^2$  та температури навколишнього середовища  $\theta_{н.с} = 39^{\circ}\text{C}$  встановлюємо СІП з перерізом струмової жили  $F_{ж.рo} = 25\text{мм}^2$ . Для вуличного освітлення  $F=25 \text{ мм}^2$ . У нашому випадку вуличне освітлення буде реалізовано шляхом прокладки "ліхтарного" проводу в складі СІП. За таблицею 2.4 вибираємо СІП марки AsXS-4x25+1x16 -ТУУ31.3- 00113997.015-2001 - алюмінієвий з несучими фазними жилами перерізом  $50 \text{ мм}^2$  та однією «ліхтарною» жилою перерізом  $25 \text{ мм}^2$

Для наступних ділянок розрахунок виконано табличним способом в середовищі Excel Таблиця 2.4-2.7:

Таблиця 2.4- Розрахунок та вибір СІП для ПЛ1 КТП1.

Розрахунков а ділянка	Розрахунков а активна потужність $P_{рі} \text{ кВт}$	Робоч ий струм на ділянці $I_{рі} \text{ кВт}$	Розрахунков ий тривало допустимий струм $I_{дрі} \text{ А}$	Характеристика СІП			
				Марка переріз у жил $F_{ж.р}$	Тривало допустим ий струм $I_{дрі}, \text{ А}$	Питомий опір $\text{Ом/км}$	
						Активни й	Рективни й
40-39	1,34/1,26	2,19	2,73/1,57	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
39-38	2,15/1,26	3,51	3,93	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
38-37	2,96/1,26	4,84	3,70	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
37-36	3,76/1,26	6,15	4,70	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
36-35	9,1/1,26	15,55	11,37	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26

69-68	1,34/1,26	2,19	2,73	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
68-67	2,96/1,26	4,84	6,05	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
67-66	4,57/1,26	7,47	9,33	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
66-63	6,69/1,26	10,94	13,67	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
63-62	6,99/1,26	11,43	14,28	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
62-60	7,8/1,26	12,75	15,93	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
60-59	8,6/1,26	14,06	17,57	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
59-58	9,41/1,26	15,39	19,23	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
58-56	10,22/1,26	16,71	20,88	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
56-55	11,02/1,26	18,02	22,52	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
55-54	11,83/1,26	19,34	24,17	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
54-52	12,63/1,26	20,65	25,81	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
52-48	13,44/1,26	21,98	27,47	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
48-47	14,25/1,26	23,30	29,75	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
47-46	15,05/1,26	24,61	30,76	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
46-45	27,9/1,26	45,63	57,03	AsXS-4x35+25	65 / 25	0,95	0,26
45-44	28,71/1,26	46,95	58,68	AsXS-4x35+25	65 / 25	0,95	0,26
44-43	29,52/1,26	48,28	60,35	AsXS-4x35+25	65 / 25	0,95	0,26
43-42	30,32/1,26	49,59	61,98	AsXS-4x35+25	65 / 25	0,95	0,26
42-41	31,13/1,26	50,91	63,63	AsXS-4x35+25	65 / 25	0,95	0,26
41-35	37,15/1,26	62,09	77,61	AsXS-4x35+25	70 / 25	0,95	0,26
12-11	1,34/1,26	2,19	2,73	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
11-10	2,15/1,26	3,15	3,93	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
10-9	2,96/1,26	4,84	3,70	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
9-8	3,76/1,26	6,15	4,70	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
8-7	40,35/1,26	65,99	82,48	AsXS-4x35+25	100 / 25	0,95	0,26
7-6	41,19/1,26	67,37	84,24	AsXS-4x35+25	100 / 25	0,95	0,26
6-5	42,03/1,26	68,74	85,92	AsXS-4x35+25	100 / 25	0,95	0,26
5-4	42,88/1,26	70,13	87,66	AsXS-4x35+25	100 / 25	0,95	0,26
4-3	43,72/1,26	71,51	89,38	AsXS-4x35+25	100 / 25	0,95	0,26
34-32	1,34/1,26	2,19	2,73	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26

32-31	2,15/1,26	3,15	3,93	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
31-30	2,96/1,26	4,84	3,70	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
30-29	3,76/1,26	6,15	4,70	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
29-28	5,38/1,26	8,79	10,98	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
28-27	6,18/1,26	10,10	12,62	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
27-26	7,8/1,26	12,75	15,93	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
26-25	8,6/1,26	14,06	17,57	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
25-23	9,41/1,26	15,39	19,23	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
23-22	10,22/1,26	16,71	20,88	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
22-21	11,02/1,26	18,02	22,52	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
21-20	11,83/1,26	19,34	24,17	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
20-19	13,44/1,26	21,98	27,47	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
19-18	14,25/1,26	23,30	29,13	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
18-17	15,05/1,26	26,61	33,26	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
17-16	15,86/1,26	25,94	32,42	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
16-15	16,67/1,26	27,26	34,07	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
15-14	17,47/1,26	28,57	35,71	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
14-3	18,28/1,26	29,89	36,11	AsXS-4x35+25	40 / 25	0,95	0,26
3-КТП-1	54,9/1,26	92,78	115,97	AsXS-4x35+25	120 / 25	0,95	0,26

Таблиця 2.5 Розрахунок для лінії ПЛ2 КТП1

ПЛ2 КТП1 Розрахунок а ділянка	Розрахунок а активна потужність $P_{рі}$ кВт	Робочий струм на ділянці $I_{рі}$ кВт	Розрахунок а тривало допустимий струм $I_{дрі}$ А	Характеристика СІП			
				Марка перерізу жил $F_{ж,р}$	Тривало допустимий струм $I_{дл,р}$ А	Питомий опір Ом/км	
						Активний	Реактивний
26-25	1,34	2,19	1,65	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
25-23	2,15	3,51	2,09	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
23-22	2,96	4,84	2,45	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
22-21	3,76	6,15	2,77	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
11-20	4,57	7,47	3,05	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29

20-19	6,18	10,10	3,55	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
19-18	6,99	11,43	3,77	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
18-17	7,80	12,75	3,99	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
30-29	1,34	2,19	1,65	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
29-28	2,15	3,51	2,09	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
28-27	2,96	4,84	2,45	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
17-15	9,57	15,65	4,42	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
15-14	11,18	18,28	4,78	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
14-13	11,99	19,61	4,95	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
13-5	12,80	20,93	5,11	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
10-9	1,34	2,91	1,90	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
9-8	2,15	3,51	2,09	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
8-7	2,96	4,84	2,45	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
7-6	3,76	6,15	2,77	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
12-11	1,34	2,19	1,65	AsXS-4x16+1x16	40 / 25	2,08	0,29
11-6	4,57	7,47	7,47	AsXS-4x16+1x16	65 / 25	2,08	0,29
5-КТП-1	17,86	29,21	6,04	AsXS-4x16+1x16	65 / 25	2,08	0,29

Таблиця 2.6 Розрахунок для лінії ПЛ1 КТП2

ПЛ1 КТП2 Розрахунок а ділянка	Розрахунок а активна потужність Р <sub>рі</sub> кВт	Робочий й струм на ділянці I <sub>рi</sub> кВт	Розрахунковий тривало допустимий струм I <sub>дрі</sub> А	Характеристика СШ			
				Марка перерізу жил F <sub>ж.р</sub>	Тривало допустимий й струм I <sub>длi</sub> , А	Питомий опір Ом/км	
						Активний	Рективний
6-5	53,33	108,16	135,20	AsXS4x95+25	150	0,35	0,23

5-1	80,53	163,33	204,16	AsXS4x95+2 5	210	0,35	0,23
4-2	21,74	35,94	44,92	AsXS4x95+2 5	50	0,35	0,23
3-2	6,52	10,78	13,47	AsXS4x95+2 5	50	0,35	0,23
2-1	25,65	44,06	55,07	AsXS4x95+2 5	50	0,35	0,23
1-КТП2	95,14	183,19	228,98	AsXS4x95+2 5	240	0,35	0,23

Таблиця 2.7 Розрахунок для лінії ПЛ2 КТП2

Розрахунков а ділянка	Розрахунков а активна потужність $P_{pi}$ кВт	Робоч ий струм на ділянці $I_{pi}$ кВт	Розрахункови й тривало допустимий струм $I_{дрі}$ А	Характеристика СШ			
				Марка перерізу жил $F_{ж.р}$	Тривало допустими й струм $I_{длі}$ , А	Питомий опір Ом/км	
						Активни й	Рективни й
2-КТП2	48,00	97,35	121,68	AsXS4x70+2 5	240	0,48	0,24

## 2.17. Розрахунок струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В

Відповідно до вимог щодо параметрів ПЛ необхідно виконати розрахунок струмів однофазного короткого замикання для перевірки спрацювання пристроїв захисту, а також трифазного короткого замикання з метою оцінки термічної стійкості вибраних проводів [14].

Оскільки встановлена потужність ТП, від якої живиться лінія 4, становить  $S_n = 160S_n$  кВА і є значно меншою за потужність живильної системи (приблизно в 50 разів), то відповідно до живильної системи можна вважати джерелом живлення з постійною електрорушійною силою (ЕРС) та нульовим внутрішнім опором.

Точки, у яких необхідно визначити струми короткого замикання, визначені на схемі.

Обчислення однофазного короткого замикання проводиться у найвіддаленіших віддалених точках, а саме в  $K_{69}$ ,  $K_{40}$ ,  $K_{34}$ ,  $K_{13}$ . Трифазне коротке замикання розраховується для всіх точок, оскільки необхідно перевірити термічну стійкість проводів на всіх ділянках.

Згідно з вимогами ПУЕ, струм однофазного короткого замикання можна обчислити за наближеним виразом[8]:

$$I_K = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{m.k}}{3} + Z_n}, \quad (2.26)$$

де  $U_\phi$  – фазна напруга мережі;

$Z_{m.k}$  – повний опір трансформатора струму при короткому замиканні на корпус, Ом;

$Z_n$  – загальний опір петлі “фазний провід – нульовий провід”, Ом.

$$\frac{Z_{m.k}}{3} \approx \frac{26}{S_{HT}}, \quad (2.27)$$

Опір петлі "фазний провід – нульовий провід" обчислюється за наступною формулою:

$$z_n = \sqrt{(\sum_{i=1}^n r_{ni})^2 + (\sum_{i=1}^n x_{ni})^2}, \quad (2.28)$$

$(\sum_{i=1}^n r_{ni})^2 + (\sum_{i=1}^n x_{ni})^2$  - Сума активних та реактивних опорів петлі;

$$\sum_{i=1}^n r_{ni} = \sum_{i=1}^n l_i (r_{0\phi i} + r_{0ni}), \quad (2.28)$$

$$\sum_{i=1}^n x_{ni} = \sum_{i=1}^n l_i (x_{0\phi i} + x_{0ni}),$$

де  $l_i$  – довжина лінії;

$r_{0\phi i} + r_{0ni}$  – питомий активний опір фазного та нульового проводу, що прокладаються на  $i$ -ій лінії, визначається відповідно до формули:

$x_{0\phi i} + x_{0ni}$  – питомий реактивний опір фазного та нульового проводу на  $i$ -ій лінії визначається відповідно до формули;

Розрахунок параметрів т-р :

$$Z_T = \frac{U_{k\%} * U_L^2}{100 * S_{HT}},$$

$$r_T = \frac{U_{k\%} * U_L^2}{S_{HT}^2}, x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}, \quad (2.30)$$

Тоді для однофазного КЗ на ПЛ<sub>1</sub> КТП<sub>1</sub>:

$$r_{69-КТП1} = 0.595(0.95 + 0.95) = 1.13(\text{Ом}),$$

$$x_{69-КТП1} = 0.595(0.26 + 0.26) = 0.31(\text{Ом}),$$

$$r_{34-КТП1} = 0.318(0.95 + 0.95) = 0.6(\text{Ом}),$$

$$x_{34-КТП1} = 0.318(0.26 + 0.26) = 0.16(\text{Ом}),$$

$$r_{40-КТП1} = 0.238(0.95 + 0.95) = 0.54(\text{Ом}),$$

$$x_{40-КТП1} = 0.283(0.26 + 0.26) = 0.15(\text{Ом}),$$

$$r_{13-КТП1} = 0.272(0.95 + 0.95) = 0.52(\text{Ом}),$$

$$x_{13-КТП1} = 0.272(0.26 + 0.26) = 0.14(\text{Ом}),$$

$$r_{69-КТП1} = 0.595(0.95 + 0.95) = 1.13(\text{Ом}),$$

Опір петлі:

$$z_{69-КТП1} = \sqrt{1.13^2 * 0.31^2} = 1.17(\text{Ом}),$$

$$z_{34-КТП1} = \sqrt{0.6^2 * 0.16^2} = 1.62(\text{Ом}),$$

$$z_{40-КТП1} = \sqrt{0.54^2 * 0.15^2} = 0.56(\text{Ом}),$$

$$z_{13-КТП1} = \sqrt{0.52^2 * 0.14^2} = 1.53(\text{Ом}),$$

Струм короткого замикання:

$$I_{к.з 69-КТП1} = \frac{220}{\frac{26}{3} + 1.17} = 165.1(\text{А}),$$

$$I_{к.з 34-КТП1} = \frac{220}{\frac{26}{3} + 0.62} = 281(\text{А}),$$

$$I_{к.з 40-КТП1} = \frac{220}{\frac{26}{3} + 0.56} = 304.49(\text{А}),$$

$$I_{к.з 13-КТП1} = \frac{220}{\frac{26}{3} + 0.53} = 317.7(\text{А}),$$

Наступні розрахунки занесені до таблиці 2.8-2.10:

Таблиця 2.8- Розрахунок струмів короткого замикання для лінії ПЛ<sub>2</sub>КТП<sub>1</sub>:

Ділянка	Питомий реактивний опір	Питомий активний опір	Опір петлі	Струм короткого замикання
30	1,25	0,17	1,26	154,65
26	1,54	0,21	1,55	128,46
10	0,4	0,57	0,7	255,07
12	0,79	0,11	0,8	228,07
11	1,26	0,18	1,27	153,57

Таблиця 2.9- Розрахунок струмів короткого замикання для лінії ПЛ<sub>1</sub> КТП<sub>2</sub>.

Ділянка	Питомий реактивний опір	Питомий активний опір	Опір петлі	Струм короткого замикання
6	0,042	0,03	0,18	642,3
4	0,039	0,03	0,05	1035,3
3	0,039	0,03	0,05	1035,3

Таблиця 2.10- Розрахунок струмів короткого замикання для лінії ПЛ<sub>2</sub> КТП<sub>2</sub>.

Ділянка	Питомий реактивний опір	Питомий активний опір	Опір петлі	Струм короткого замикання
6	0,009	0,004	0,01	520,5

Для 3-х фазної мережі:

$$z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 160 \cdot 10^3} = 0,045(\text{Ом}),$$

$$r_T = \frac{2650 \cdot 400^2}{(160 \cdot 10^3)} = 0,017(\text{Ом}),$$

$$x_T = \sqrt{0,045^2 - 0,017^2} = 0,042(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n r_{\phi \text{ КТП}_1-69} = 0,595 \cdot 0,95 = 0,57(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n x_{\phi \text{ КТП}_1-69} = 0,595 \cdot 0,26 = 0,155(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n r_{\phi \text{ КТП}_1-34} = 0,318 * 0,95 = 0,3(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n X_{\phi \text{ КТП}_1-34} = 0,318 * 0,26 = 0,08(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n r_{\phi \text{ КТП}_1-40} = 0,283 * 0,95 = 0,27(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n X_{\phi \text{ КТП}_1-40} = 0,272 * 0,26 = 0,07(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n r_{\phi \text{ КТП}_1-13} = 0,272 * 0,95 = 0,26(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n X_{\phi \text{ КТП}_1-13} = 0,272 * 0,26 = 0,07(\text{Ом}),$$

Сума активних та реактивних опорів кола трифазного короткого замикання:

$$\sum_{i=1}^n r_{\text{к КТП}_1-69} = 0,045 * 0,57 = 0,615(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n X_{\text{к КТП}_1-69} = 0,042 * 0,155 = 0,197(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n r_{\text{к КТП}_1-34} = 0,045 * 0,3 = 0,345(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n X_{\text{к КТП}_1-34} = 0,042 * 0,08 = 0,084(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n r_{\text{к КТП}_1-40} = 0,045 * 0,27 = 0,315(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n X_{\text{к КТП}_1-40} = 0,042 * 0,07 = 0,112(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n r_{к КТП_1-13} = 0,045 * 0,26 = 0,305(\text{Ом}),$$

$$\sum_{i=1}^n X_{к КТП_1-13} = 0,042 * 0,07 = 0,112(\text{Ом}),$$

Струм короткого замикання:

$$I_{к69} = \frac{400}{1,73\sqrt{0,615^2 * 0,197^2}} = 358,04(\text{А}),$$

$$I_{к34} = \frac{400}{1,73\sqrt{0,345^2 * 0,084^2}} = 513,14(\text{А}),$$

$$I_{к40} = \frac{400}{1,73\sqrt{0,315^2 * 0,112^2}} = 691,6(\text{А}),$$

$$I_{к13} = \frac{400}{1,73\sqrt{0,305^2 * 0,112^2}} = 711,62(\text{А}),$$

Розрахунок для ПЛ<sub>2</sub> КТП<sub>1</sub>:

$$Z_T = \frac{4,5 * 400^2}{100 * 160 * 10^3} = 0,045(\text{Ом}),$$

$$r_T = \frac{2650 * 400^2}{(160 * 10^3)} = 0,017(\text{Ом}),$$

$$x_T = \sqrt{0,045^2 - 0,017^2} = 0,042(\text{Ом}),$$

Наступні розрахунки для 3-х фазної мережі занесені до таблиці 2.11-2.13:

Таблиця 2.11- Розрахунок струмів короткого замикання.

Ділянка	Сума активних опорів проводів	Сума реактивних опорів проводів	Сума активних опорів кола	Сума реактивних опорів кола	Струм короткого замикання
30	0,624	0,087	0,67	0,912	204,31
26	0,769	0,107	0,814	0,149	279,4
10	0,23	0,028	0,275	0,07	814,8
12	0,395	0,055	0,44	0,097	513,16
11	0,624	0,087	0,67	0,129	338,9

Для ПЛ<sub>1</sub> КТП<sub>2</sub>:

$$Z_T = \frac{4,5 * 400^2}{100 * 63 * 10^3} = 0,114(\text{Ом}),$$

$$r_T = \frac{1300 \cdot 400^2}{(63 \cdot 10^3)^2} = 0,053(\text{Ом}),$$

$$x_T = \sqrt{0,114^2 - 0,053^2} = 0,042(\text{Ом}),$$

Таблиця 2.12- Розрахунок струмів короткого замикання для ПЛ1 КТП2.

Ділянка	Сума активних опорів проводів	Сума реактивних опорів проводів	Сума активних опорів кола	Сума реактивних опорів кола	Струм короткого замикання
6	0,021	0,014	0,135	0,115	1303,8
4	0,019	0,013	0,133	0,114	1291,7
3	0,019	0,013	0,133	0,114	1291,7

Розрахунок для ПЛ2 КТП2:

$$z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 160 \cdot 10^3} = 0,045(\text{Ом}),$$

$$r_T = \frac{2650 \cdot 400^2}{(160 \cdot 10^3)} = 0,017(\text{Ом}),$$

Таблиця 2.13- Розрахунок струмів короткого замикання для ПЛ2 КТП2.

Ділянка	Сума активних опорів проводів	Сума реактивних опорів проводів	Сума активних опорів кола	Сума реактивних опорів кола	Струм короткого замикання
1	0,004	0,002	0,118	0,103	1476,2

## 2.18 Перевірка повітряної лінії 0,38 кВ на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна

Фактичне змінення напруги в мережі під час запуску електродвигуна:

$$\Delta U_{\phi} \% = \frac{Z_m}{Z_m + Z_{en}} * 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} \%,$$

$Z_m$  - повний опір електричної мережі, Ом;

$Z_{en}$  - загальний опір короткого замикання асинхронного двигуна, Ом;

$$Z_M = Z_L + Z_T, \quad (2.31)$$

$Z_L$  - повний опір лінії від трансформаторів до двигуна, Ом,

$Z_T$ -повний опір трансформатора, Ом.

$$Z_L = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}, \quad (2.32)$$

$r_{oi}^2: x_{oi}^2$ - Опори на одиницю довжини проводів і-ої ділянки лінії, Ом/км;

$l_i$ -довжина і-ї ділянки лінії, км ;

$$Z_T = \frac{U_K \% * U_H^2}{100 * S_{HT}}, \quad (2.33)$$

$U_H$  – номінальна напруга трансформатора на стороні низької напруги, кВ;

$S_H$  – максимальна потужність трансформатора, кВА;

$U_K \%$  – напруга к.з т-р , %;

$$Z_{en} = \frac{U_H}{\sqrt{3} * k_i * I_{нд}}, \quad (2.34)$$

$k_i$ - співвідношення пускового струму до номінального струму електродвигуна;

$I_{нд}$ - вимірний струм двигуна, А;

Схема ділянки від ТП до електродвигуна зображена на рисунку 2.7[9]:



Рисунок 2.7 - Розрахункова схема мережі електродвигуна.

Приймаємо, що електродвигун АИР180М2 ( $P_H=30$  кВт;  $I_H = 57,6$ А;  $k = 7,5$ ) встановлено на об'єкті № 3 (кормоцех) (рисунок 2.4).

$$R_6=0.42 \text{ (Ом/км)},$$

$$x_0=0,03 \text{ (Ом/км)},$$

$$z_{\text{Л}} = 0,06\sqrt{0,35^2 + 0,23^2} = 0,025 \text{ (Ом)},$$

$$z_{\text{Г}} = \frac{4,5 * 400^2}{100 * 63 * 10^3} = 0,114 \text{ (Ом)},$$

$$z_{\text{М}} = 0,045 + 0,021 = 0,066 \text{ (Ом)},$$

$$z_{\text{ен}} = \frac{380}{1,73 * 7,5 * 57,6} = 0,51 \text{ (Ом)},$$

$$\Delta U_{\phi} = \frac{0,066}{0,066+0,51} * 100\% = 11,4\% \leq \Delta U_{\text{доп}} \% = 20\%;$$

Умова виконується.

### 3. ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЙ

#### 3.1 Розрахунок та вибір обладнання ліній передач електричних мереж

Зазвичай на відгалуженнях ліній 0,38 кВ встановлюються автоматичні вимикачі, а на вводі 0,38 кВ – рубильник або автоматичний вимикач. На рисунку 3.1 зображено засоби захисту від коротких замикань.

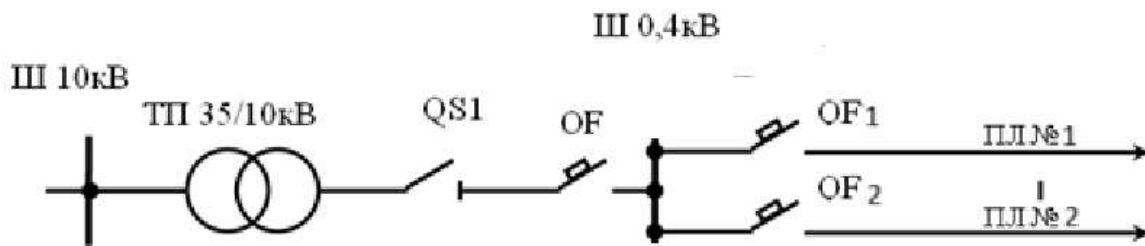


Рисунок 3.1- Однолінійна схема.

Відповідно до вимог ПУЕ, вибір електричних апаратів виконується за такими критеріями:

- тип установки;
- номінальний струм і напруга;  $I_{\text{ном.апарата}} \geq I_{\text{розрахунковий}}$ ;
- відповідність вимогам термічної та динамічної стійкості (апарат повинен витримати теплове та механічне навантаження під час короткого замикання.)[10];
- перевірка апаратів захисту на чутливість і селективність роботи;

Розрахунок робочих струмів мережі 0,38 кВ.

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{роз}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}; \quad (2.31)$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{54,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 83,5(\text{A});$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{17,86}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 27,2(\text{A});$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{98,15}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 144,7(\text{A});$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{48}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 73(\text{A});$$

Вибір електричних апаратів поводимо в табличній формі (таблиця 2.10).

Таблиця 2.10 – Вибір і перевірка електричних апаратів напругою 0,38 кВ

Місце установки	Тип апарату	Параметри автомату								Виснов.
		$I_{\text{роб.мах}}$ , А	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{к}}^{(1)}$ , А	$I_{\text{н.а.}}$ , А	$I_{\text{н.р.}}$ , А	$I_{\text{відс.}}$ , А	$\frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{відс}}}$	$\frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{н.р.}}}$	
Ввід (QF)	ВА51-35	163,60	5,14		250	250	2500			задовільняє
ПЛ-1 (QF1)	ВА51-31	83,5		311	100	80	1120	0,28	3,9	задовільняє
ПЛ-2 (QF2)	ВА51-31	27,2		315	100	100	1400	0,23	3,2	задовільняє
ПЛ-3 (QF3)	ВА51-31	144,7		489	100	100	1400	0,35	4,9	задовільняє
ПЛ-4 (QF4)	ВА51-35	80		284	100	100	1400	0,21	2,8	задовільняє

Чутливість захисного обладнання повинна відповідати вимогам умов експлуатації:

- для автоматів тільки з електромагнітним розчіплювачем:

$$\frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{відс}}} \geq (1,25 \dots 1,4) \quad (2.32)$$

1,25- при  $I_{\text{н.авт}} > 100\text{A}$ ; 1,4 – при  $I_{\text{н.авт}} < 100\text{A}$ ;

$I_{\text{к}}$  - струм однофазного короткого замикання, А;

$I_{\text{відс}}$  - струм спрацьовування автоматичного вимикача, А.

Для автоматичних вимикачів з тепловим або комбінованим розчіплювачем:

$$\frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{н.р}}} \geq 3, \quad (2.33)$$

$I_{\text{н.р}}$ - струм, на який розрахований тепловий розчіплювач, А;

Для запобіжників:

$$\frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{н.в}}} \geq 3, \quad (2.34)$$

$I_{н.в}$  - номінальний струм плавкої вставки запобіжника, А;

Якщо обрані захисні апарати не гарантують необхідну чутливість, слід вжити заходів для зменшення опору петлі «фаза-нуль» шляхом збільшення перерізу проводів, підвищення потужності трансформатора або використання додаткових засобів захисту від замикань фази на землю. Зокрема, можливе встановлення автоматичних вимикачів, оснащених незалежним розчіплювачем, який активується реле струму з обмоткою в нульовому провіднику лінії.

### 3.2 Вибір і побудова електричних принципових схем споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ

Для забезпечення електропостачання споживачів роботою передбачено встановлення комплектної трансформаторної підстанції (КТП), виконаної у металевому корпусі блочного типу. Зазначена на рисунку 3.1-3.2.

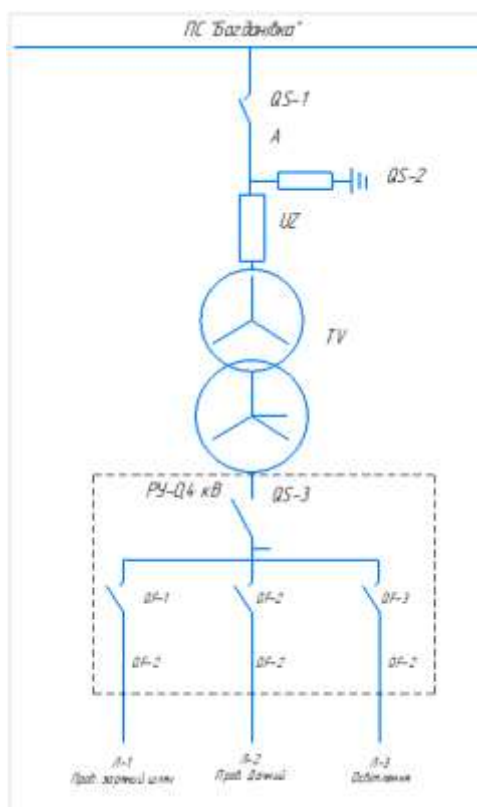


Рисунок 3.1 споживчої трансформаторної підстанції КТП1 «Богданівка»:

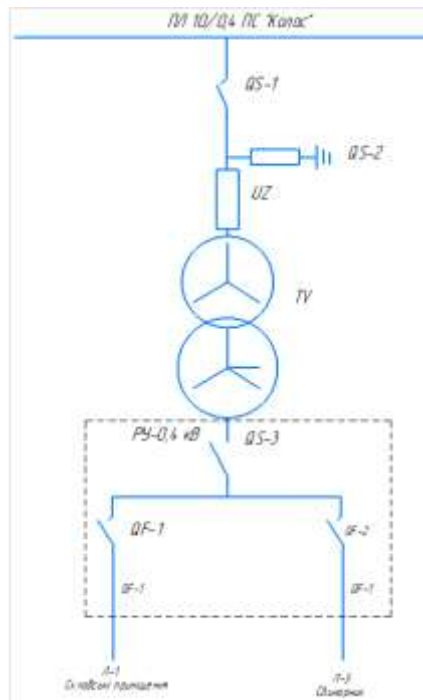


Рисунок 3.2 споживчої трансформаторної підстанції KTP2 «Колос»[11]

### 3.3 Вибір електричних апаратів напругою 6, 10 кВ трансформаторних підстанції

Згідно з робочою схемою та документацією заводу-виробника трансформаторної підстанції KTP передбачено використання наступного силового обладнання[12]

Таблиця 3.1- Електричні апарати напругою 6/10кВ

Тип	Позначення	Найменування	Кількість
QS	РЛНД-10/200А	Лінійний роз'єднувач зовнішньої установки	2
QF	РВП-10	Роз'єднувач внутрішньої установки з приводом	2
UZ	ПТ-10 $I_{ном}=16А$	Плавка вставка трансформатора , або плавкий запобіжник	2
TV	$TV_1, TV_2$	Силовий трансформатор	2

### 3.4 Вибір електричних апаратів напругою 0,38 кВ трансформаторних підстанції

Для надійної роботи ТП в складі було обрано наступні електричні апарати [13]. Зазначено в таблиці 3.2

Таблиця 3.2- Електричні апарати напругою 0,38кВ

Тип	Позначення	Найменування	Кількість
QS	РБ-31	Рубильник безнапруговий	1
QS	РЦ-250А	Рубильник циліндричний	1
FV	РВН-0,5	Розрядник вентиляний низьковольтний	1
QF	Ukm. 100SI	Силовий автоматичний вимикач	3
QF	АПВ-35	Автоматичне повітряний вимикач	3
QF	АВ NTM1-100S/63А	Автоматичний вимикач	1
QF	АВ А-3716/40А	Автоматичний вимикач	1

### 3.5 Вибір контрольно-вимірювальних приладів

Електричні величини вимірюють за допомогою прямого, посереднього або змішаного підключення приладів до контролюваного кола.

Контрольно-вимірювальні прилади зазвичай розміщують на головних щитах керування.

Трансформатори струму і напруги встановлюються в зонах розподілу електричної енергії (ЗРП) або в розподільчих шафах (ВРП).

Номенклатуру та кількість контрольно-вимірювальних приладів обирають залежно від потужності, напруги та призначення електричних кіл. На електричних станціях і підстанціях найчастіше використовують амперметри, вольтметри, лічильники активної та реактивної енергії.

На районних підстанціях, що живляться від енергосистеми через понижуючі трансформатори, встановлюються амперметри, ватметри для вимірювання активної потужності, а також лічильники активної та реактивної енергії[13].

На лініях розподільчих мереж 6-10 кВ встановлюють по одному амперметру та лічильнику активної енергії[15].

Таблиця 3.3- Контрольно-вимірювальні прилади.

Позначення та клас точності	Призначення	Кількість
Вольтметр (0,5)	вимірює струм в електричних колах, що дозволяє контролювати навантаження	7
Амперметр (0,5)	призначений для вимірювання електричної напруги	7
Лічильник НІК 2300 (0,5S)	призначений для вимірювання кількості електричної енергії, що споживається або передається	5
Трансформатор напруги НАМИ-10 (0,5S)	використовується для зниження високої напруги до рівня, зручного для обліку	2

## 4. РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ КАРТИ МОНТАЖУ ПЛ 0,4 КВ

### 4.1 Загальні положення

Монтаж повітряної лінії електропередачі 0,4 кВ у межах населеного пункту виконується із застосуванням самонесучого ізолюваного проводу (СП) типу AsXSn 4×16+1×16 мм<sup>2</sup>. Лінія проектується для надійного електропостачання житлових будинків, громадських будівель, підприємств торгівлі, об'єктів охорони здоров'я та освітніх установ.



Рисунок 4.1 - Фрагмент самонесучого ізолюваного проводу.

Монтаж виконується із дотриманням нормативних вимог ПУЕ, ПБЕЕС та чинних будівельних норм [19]. Основні переваги застосування СП для ПЛ-0,4 кВ включають зниження експлуатаційних витрат, підвищення стійкості до атмосферних явищ, а також підвищену безпеку для населення. Лінії розраховані на тривалий термін експлуатації з мінімальним технічним обслуговуванням.

### 4.2 Підготовчі роботи

Виконуються комплексні підготовчі заходи, спрямовані на створення безпечних умов для проведення робіт і забезпечення якості подальшого монтажу. На першому етапі здійснюється очищення траси лінії від дерев, чагарників, а також інших перешкод, які можуть заважати встановленню опор або викликати потенційні пошкодження ізолюваного проводу в процесі експлуатації.

Після підготовки місцевості проводиться точна розмітка місць встановлення опор відповідно до затвердженого проєкту будівництва. При розмітці враховується оптимальна довжина прольотів для забезпечення нормованої стріли провисання проводу та мінімізації механічних навантажень на елементи конструкції.



Рисунок 4.2- Монтаж лінії 0,4 кВ.

Матеріали, що використовуються, проходять первинний огляд для перевірки їхньої якості та відповідності проєктній документації. Зберігання обладнання і матеріалів на будівельному майданчику організовується так, щоб забезпечити їх цілісність, запобігти пошкодженню ізоляції проводів та уникнути втрат комплектуючих виробів.

### **4.3 Встановлення опор**

Опори монтуються на заздалегідь підготовлені майданчики механізованим або ручним способом із використанням бурильно-екскаваційної техніки. Спочатку розмічають осі котлованів через проєктні точки; потім бурильною установкою або вручну викопують отвори глибиною, що становить не менше 1/6 довжини опори, із врахуванням типу ґрунту та рівня ґрунтових вод. Опора укладається у вертикальному положенні, контролюючи відхилення не більше ніж на 2° за допомогою схилу або лазерного нівеліра, і засипають щебенево-піщаною сумішшю з ущільненням шарів.



Рисунок 4.3- Установка залізобетонної опори за допомогою бурильної машини із домкратом

Проміжні опори встановлюють на прямолінійних ділянках траси, вони несуть підтримуючу арматуру (скоби або затискачі) для підвіски СІП. Кінцеві опори - на завершеннях лінії обладнані анкерними затискачами з ущільненням, які забезпечують надійне кріплення закінців СІП. Після встановлення всі опори перевіряють на міцність і вертикальність, а довкола них створюють захисні валики для відводу дощової води.

#### **4.4 Монтаж арматури та підвіска СІП**

На проміжних опорах встановлюються підтримуючі кронштейни та затискачі, які утримують проводи на необхідній висоті та забезпечують рівномірний натяг кабелю. Використовуються стандартні комплектуючі для підвіски СІП, що дозволяють рівномірно розподіляти навантаження на провід, запобігаючи його механічним пошкодженням. Підтримуючі затискачі забезпечують надійне кріплення проводу до опор без ризику порушення цілісності ізоляції.

На кутових та кінцевих опорах встановлюються анкерні кронштейни з анкерними затискачами, які забезпечують стійкість лінії до бокових навантажень, таких як вітер або інші атмосферні явища. Вони також фіксують СІП у місцях, де лінія змінює напрямок або закінчується. Анкерні затискачі спеціально спроектовані для роботи з самонесучими ізольованими проводами та дозволяють зберігати їхню цілісність під час експлуатації[16].

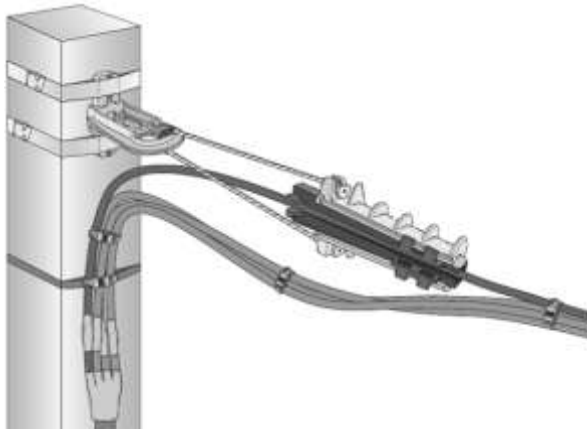


Рисунок 4.4- Застосування анкерного зажиму.

СП розмотується і протягується через розмотувальні ролики, що забезпечують рівномірне натягування кабелю. У процесі монтажу проводиться контроль стріли провисання, щоб забезпечити відповідні механічні навантаження та візуальну рівномірність. Після цього провід закріплюється затискачами, що утримують його в робочому положенні, запобігаючи можливості витягування чи пошкодження ізоляції.

#### **4.5 Монтаж відгалужень**

Відгалуження до споживачів проводиться за допомогою проколювальних затискачів, що дозволяють здійснити з'єднання з магістральним проводом без порушення його ізоляції. Цей метод є економічно вигідним і ефективним, оскільки не потребує розрізання основного проводу, що зменшує ризик пошкодження ізоляції та втрату енергії.

Для забезпечення надійного захисту місць з'єднання використовуються герметичні ковпаки, які накривають точки з'єднань і зберігають герметичність, запобігаючи потраплянню вологи, пилу та інших шкідливих факторів, які можуть призвести до корозії або пошкодження ізоляції. Цей захист забезпечує безпеку під час експлуатації лінії та сприяє подовженню терміну служби всієї системи. Всі роботи виконуються з дотриманням техніки безпеки, забезпечуючи надійність і ефективність відгалужень від магістральної лінії.

## 4.6 Електричні з'єднання та заземлення

Нульова несуча жила самонесучого ізолюваного проводу заземлюється на кутових і кінцевих опорах через стаціонарні заземлювачі. Це дозволяє забезпечити безпеку електричної системи та знизити ризик виникнення аварійних ситуацій через непередбачені електричні струми. Важливо, щоб опір заземлення не повинен перевищувати 30 Ом, що відповідає нормативним вимогам і гарантує належний рівень безпеки.

Електричні з'єднання виконуються з використанням спеціальних ізоляційних матеріалів, що відповідають стандартам безпеки [17]. Це забезпечує надійне захист від коротких замикань, витоків струму та інших несправностей, що можуть виникнути під час використання лінії. Ізоляція проводів, з'єднань та заземлювальних пристроїв здійснюється згідно вимог ПУЕ та інших нормативних документів для забезпечення максимальної безпеки та ефективності роботи системи.

## 4.7 Склад бригади

Для виконання монтажу повітряної лінії 0,4 кВ із СПП формується бригада з 5 осіб. Керівник робіт має вищу технічну освіту та 5-4 групу з техніки електробезпеки, з досвідом роботи не менше 5 років у будівництві повітряних ліній, відповідальний за організацію робіт та забезпечення безпеки. Слюсар-електрик 4-го розряду виконує підключення арматури, електричні з'єднання, перевірку та випробування. Два члени бригади 3-го розряду здійснюють розмотування СПП, натягування, кріплення затискачів та відгалужень, мають 2 групу по електробезпеці. Машиніст бурильної установки 4-го розряду відповідає за буріння котлованів під опори та механізоване встановлення опор, має допуск I групи за електробезпекою. Всі члени бригади проходять щорічний інструктаж із техніки безпеки та атестацію з електробезпеки згідно з чинними нормативами. Перед

початком робіт кожен працівник перевіряє наявність і справність ЗІЗ (каски, пояси, рукавиці), підтверджує свою групу допуску в журналі допусків.

Робота бригади організована у відповідності до трудового законодавства. Тривалість робочого дня становить 8 годин, з перервою на обід не менше 30 хвилин. Загальна тривалість зміни - 8,5 години. Вихідні дні - субота та неділя. Роботи виконуються у світлу пору доби, при сприятливих погодних умовах, що відповідає вимогам нормативної документації з охорони праці. Початок зміни - з 8:00 до 16:30.

#### **4.8 Інструмент для роботи**

Для виконання монтажу повітряної лінії необхідно використовувати інструменти, пристосувань та механізмів, що забезпечують високу якість і безпеку робіт. На першому етапі важливим елементом є монтажні затискачі, такі як затискачі для самонесучого ізолюваного проводу марки "НП", які використовуються для фіксації СП на опорах. Ці затискачі повинні бути виготовлені з міцних, не порушуючих ізоляцію матеріалів, що гарантують надійне з'єднання без порушення ізоляції, що критично для безпеки електричної мережі.

Також використовуються проколювальні затискачі марки "ПЗ-16", які дозволяють підключати відгалуження без пошкодження магістрального проводу, зменшуючи ймовірність коротких замикань або інших неполадок у майбутньому.



Рисунок 4.5- Проколювальний затискач.

Діелектричні рукавиці - елемент захисту, яким працюють з проводами під напругою. Вони знижують ризик ураження електричним струмом під час виконання робіт. Під час монтажу використовуються ізоляційні ковпаки, які герметизують місця з'єднання проводів, захищаючи їх від проникнення вологи, пилу та інших шкідливих факторів, запобігаючи корозії з'єднань і зберігаючи їх надійність протягом тривалого періоду експлуатації.

Для роботи з кабелем використовуються ножиці для різання проводів та різачи для підключень, які дають змогу здійснювати точні розрізи без пошкодження ізоляції і з мінімальними витратами матеріалів.

Інструментом для монтажу є ролики для прокладання СП, які дозволяють безперешкодно і рівномірно натягнути проводи на опорах, забезпечуючи їх правильне розташування без зайвих провисів. Використовуються також підтримуючі кронштейни для монтажу проводу на проміжних опорах, що дозволяють рівномірно розподіляти навантаження і знижувати ризик механічних пошкоджень. Для кутових та кінцевих опор застосовуються анкерні кронштейни (Рисунок 4.6) та затискачі, які фіксують СП і забезпечують його стійкість до бічних навантажень. На цих опорах проводиться кріплення проводу за допомогою скоб, що утримують СП в заданому положенні і не дозволяють йому зміщуватися.



Рисунок 4.6- Анкерний кронштейн.

Автовишка забезпечує можливість підйому працівників на великі висоти для виконання робіт з безпечним доступом до опор і проводів [9, с. 57]. Для розмотування СП з барабанів використовуються розмотувальні пристрої, які дозволяють здійснювати процес без пошкоджень ізоляції і з мінімальними зусиллями. Якщо лінія потребує буріння котлованів під встановлення опор,

використовуються бурильно-екскаваційні машини, які створюють необхідну глибину та розмір для надійного встановлення опор у різних типах ґрунтів.



Рисунок 4.7- Автовишка.

#### 4.8 Затрати праці на кожну операцію

Таблиця 4.1- Організація та виконання роботи.

Склад бригади	Група по електробезпеці	Розряд	Кількість людей
Виконавець робіт, який поєднує обов'язки особи, що надає дозвіл, з числа оперативного-ремонтного персоналу.	3	5	1
Члени бригади із оперативного-ремонтного персоналу	3	4	1
Члени бригади із оперативного-ремонтного персоналу	3	3	2
Водій	2	5	1

Таблиця 4.2- Засоби індивідуального захисту.

Засоби захисту	Кількість штук	Фото
Каска захисна	4	
Рукавиці діелектричні	4	
Страхувальний пояс	4	
Перчатки х/б	4	

Таблиця 4.3- Матеріально-технічне забезпечення.

Види робіт	Назви механізованих засобів, спеціальних пристроїв та інструментів	Кількість
Монтаж барабана з СП на пристрій для розмотування.	Колісно-кабельний транспортер	1
	Домкрат кабельний	2
Зняття обшивки за барабану	Лом будівельний	1
	Гвоздодер	1
	Молоток	2

Встановлення на опорі механізм для розмотки СІПа	Ролик монтажний	1
	Катушка	1
	Мотор бензиновий	1
Розмотування троса-лідера з підвісом монтажних роликів.	Монтажний ролик для кріплення на анкерній опорі	1
Розтягування СІП в анкерному прольоті.	Ролик монтажний	8
	Набір елементів проміжної підвіски	8
	Покриття для провідного джгута	1
	Канат капроновий D=10мм	20м
Натягування СІПу в анкерному прольоті	Монтажний захим	2
	Ручна лебідка	2
	Нижиці для різання СІПу	1
Монтаж утримаючих захимів на анкерній ділянці	Анкерний кранштейн	2
	Захим анкерний	2
	Комплект проміжної підвіски	8

#### 4.9 Техніка безпеки

Роботи з монтажу повітряної лінії повинні виконуватися з дотриманням вимог безпеки та охорони праці. Для забезпечення безпеки працівників обов'язкове застосування засобів індивідуального захисту (ЗІЗ):

- каски для захисту від можливих падінь предметів або ударів;
- страхувальні пояси для робіт на висоті;
- діелектричні рукавиці для захисту від електричних;

Виконання робіт без зазначених засобів заборонено. Робочі зони повинні бути чітко огорожені знаками безпеки.



Рисунок 4.8 - Техніка безпеки під час монтажу ОЛ-0,4 кВ із СІП.

Також перед початком робіт здійснюється інструктаж з техніки безпеки, а всі учасники монтажу повинні бути ознайомлені з вимогами щодо безпечної експлуатації обладнання та інструментів.

## **5. ОХОРОНА ПРАЦІ**

### **5.1 Загальна характеристика проблеми. Організація питань на підприємстві**

Робота в галузі електроенергетики, електротехніки та електромеханіки пов'язана з високими ризиками для здоров'я та життя працівників, оскільки технологічні процеси часто включають роботу з високою напругою, потужним обладнанням та складними електромеханічними системами [4]. Відповідно Державної служби статистики України, близько 15% виробничих травм у промисловості пов'язані саме з порушеннями правил електробезпеки. Охорона праці є невід'ємною складовою ефективного функціонування підприємства, що здійснює монтаж повітряних ліній електропередач із самонесучими ізольованими проводами (СІП). У своїй щоденній роботі ми безпосередньо стикаємося з низкою шкідливих та небезпечних факторів, тому організація питань охорони праці зобов'язана бути не просто формальністю, а чітко налагодженою системою, що реально працює [17].

Підприємство забезпечує реалізацію вимог Закону України «Про охорону праці» через впроваджену внутрішню політику безпеки. Всі новоприйняті перед початком роботи працівники проходять первинний інструктаж та знайомляться з технікою безпеки, правилами роботи з електроустановками до 1000 В, а також здають відповідні заліки. Повторні та позапланові інструктажі проводяться регулярно, особливо перед виконанням висотних або особливо небезпечних робіт. Працівники зобов'язані проходити медогляди, психофізіологічну оцінку придатності до висотних робіт, а також щорічне навчання з питань пожежної безпеки та першої домедичної допомоги.

### **5.2 Аналіз шкідливих та небезпечних факторів**

Організаційно охорона праці забезпечується спеціалізованим відділом або інженером з охорони праці, працівник координує виконання всіх профілактичних

заходів, проводить аудит технічного стану засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), налагоджує облік і контроль використання інструментів, проводить аналіз нещасних випадків і формує звітність до контролюючих органів. Працівники мають постійний доступ до актуальних інструкцій, журналів обліку інструктажів та планів евакуації.

Умови праці при монтажі повітряних ліній СП не можна назвати стандартними - це польові умови, які часто змінюються залежно від кліматичних умов, типу місцевості, наявності сторонніх джерел напруги та інших зовнішніх впливів [22]. Роботи виконуються на відкритому повітрі, з використанням висотного обладнання, вантажопідіймальної техніки, електроінструментів, що створює додаткове навантаження на працівника. Крім того, електротехнічні параметри середовища (наявність струмопровідних частин, напруга в мережі 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю, можливість виникнення коротких замикань) створюють постійний потенційний ризик.

Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів на об'єкті дає змогу виокремити основні загрози [12]: ураження електричним струмом, травмування внаслідок падіння з висоти, дія електричної дуги, механічні ушкодження через несправність інструменту, вібрація, підвищений рівень шуму, а також несприятливі погодні умови. Особливої уваги потребує наявність крокової напруги біля місць заземлення та під час виконання роботи з трансформаторними підстанціями.

### **5.3 Заходи щодо покращення безпечних умов праці**

Для зменшення виробничих ризиків у електротехнічній сфері пропонуються як організаційні, так і технічні заходи. Серед технічних - впровадження автоматичних систем відключення електроенергії при аваріях (УЗО, диференційні реле з порогом 10–30 мА), заміна застарілого обладнання (наприклад, масляних трансформаторів на сухі), встановлення систем дистанційного моніторингу за параметрами роботи обладнання, використання сучасних ЗІЗ. Серед організаційних - проведення щоквартального навчання з електробезпеки, розробка інтерактивних

тренажерів, систематичне тестування після інструктажів, впровадження інструментального контролю ізоляції мегаомметрами, створення умов для відпочинку персоналу (зони з кондиціонуванням), удосконалення вентиляційних систем, зменшення впливу статичної електрики шляхом використання антистатичних покриттів та іонізаторів повітря.

Також, працівники забезпечуються сертифікованими засобами індивідуального захисту - діелектричними рукавицями, касками, спецодягом, страхувальними поясами, окулярами та ізолюючим інструментом. Перед початком робіт здійснюється контроль справності ЗІЗ та перевірка ізоляції електроінструменту. На об'єктах встановлюються переносні заземлення, огороження небезпечних зон, а також попереджувальні знаки.

Усі роботи, пов'язані з підключенням до мережі, проводяться лише після повного знеструмлення лінії та накладення заземлення. Особлива увага приділяється дотриманню правил роботи на висоті - використовується техніка з автоматичним блокуванням платформи, лази, індивідуальні системи страхування.

Крім того, підприємство розробило внутрішню програму підвищення культури безпеки: регулярні семінари, відеоінструктажі, навчальні тривоги та аналіз ризиків з кожною бригадою перед початком змін. Такі підходи дозволяють не тільки формально дотримуватися вимог, а й реально впливати на зменшення кількості інцидентів.

## **5.4 Висновки**

Підсумовуючи, слід зазначити, що ефективне функціонування безпосередньо залежить від рівня організації охорони праці. Системна робота з профілактики, навчання, технічного забезпечення та мотивації персоналу дозволяє мінімізувати ризики та гарантувати збереження життя та здоров'я кожного працівника. Для подальшого підвищення рівня безпеки доцільним буде впровадження електронного моніторингу ЗІЗ, автоматизованих систем контролю напруги та постійна модернізація обладнання відповідно до новітніх стандартів. Запропоновані заходи

- як технічного, так і організаційного характеру - дадуть змогу зменшити рівень травматизму на 40-50%, підвищити загальний рівень безпеки, покращити умови праці та водночас оптимізувати витрати підприємства, які складуть приблизно 1,5-2% від річного фонду оплати праці. Орієнтовний термін реалізації усіх рекомендацій становить 6–8 місяців.

## **6. ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА**

### **6.1 Використання безпечних матеріалів**

У сучасних умовах розвитку енергетичних систем особливе значення має не лише технічна ефективність проєктів, а й їх екологічна безпечність. Реконструкція повітряної лінії електропередачі 0,4 кВ у селі Богданівка, що передбачає заміну неізольованих проводів на самонесучі ізольовані (СІП), має на меті підвищення надійності енергопостачання при мінімальному впливі на довкілля. Це особливо важливо з огляду на сільський характер території, наявність продуктивних ґрунтів, зелених насаджень, а також наближеність до водних ресурсів.

Територія реалізації проєкту - аграрний регіон із помірним рівнем антропогенного навантаження, без промислових підприємств чи об'єктів, що мають значний техногенний вплив. Лінії електропередачі проходять переважно вздовж існуючих доріг, поблизу приватних домогосподарств, сільськогосподарських угідь та зон з малою забудовою. Важливо відзначити, що реконструкція виконується у межах наявної інфраструктури без додаткового відведення земель або масштабного втручання у ландшафт. Роботи не зачіпають жодних об'єктів природно-заповідного фонду, водоохоронних зон чи територій зі статусом охорони флори й фауни[18].

### **6.2 Зменшення впливу на навколишнє середовище**

Попри локальність проєкту, результат на довкілля все ж потребує аналізу. Основне технічне втручання полягає у демонтажі старих проводів, демонтажі та заміні окремих опор, а також монтажі нових ліній СІП. На етапі виконання робіт можливий тимчасовий вплив на компоненти навколишнього середовища, зокрема:

- короткочасне забруднення атмосферного повітря внаслідок роботи будівельної техніки;

- підвищення шумового фону під час монтажу опор та прокладання кабелів;
- локальне порушення ґрунтового покриття на окремих ділянках;
- видалення чагарників або окремих дерев, які безпосередньо перешкоджають прокладенню лінії;

Однак ці впливи мають тимчасовий характер і не є суттєвими. Крім того, вживатимуться заходи для їх мінімізації. Зокрема, техніка працюватиме за графіком і не допускатиметься до зони зелених насаджень без потреби, а після завершення монтажу передбачається відновлення порушених ділянок (вирівнювання ґрунту, засів травою, прибирання будівельного сміття).

Важливо, що впровадження саме СІП проводів має низку екологічних переваг [13, р. 9]. Ізольований провід виключає можливість коротких замикань, що часто ставали причиною загорянь сухої трави або дерев на старих ділянках ПЛ. СІП також стійкі до атмосферних впливів - обмерзання, вітру, дощу - що зменшує кількість аварійних ситуацій, пов'язаних із падінням проводів. Це прямо впливає на безпеку як населення, так і природи навколо. До того ж, модернізована лінія дозволить зменшити втрати електроенергії, тим самим підвищивши енергоефективність системи в цілому.

У межах проекту також здійснено технічне оновлення трансформаторних підстанцій КТП-1 і КТП-2, які після реконструкції функціонують із покращеними характеристиками. Це забезпечує стабільну роботу системи, зменшує технічні навантаження та знижує ризики виникнення аварій, які раніше могли супроводжуватися викидом масла, перегріванням обладнання або займанням. Завдяки новому обладнанню зменшується не лише енергетичне, а й екологічне навантаження на об'єкт.

Крім технічних рішень, робота передбачає організаційні заходи: інструктаж персоналу щодо дотримання екологічних норм, регулярне прибирання територій після виконання робіт, вивіз будівельних відходів спеціалізованими підприємствами. Заходи моніторингу стану повітря, ґрунту чи шумового

навантаження не є обов'язковими для таких проєктів, однак основні принципи екологічної безпеки дотримано.

### **6.3 Заходи екобезпеки при модернізації**

У результаті реалізації роботи не передбачається накопичення шкідливих речовин, забруднення земель чи вод, зменшення біорізноманіття або загроза життю тварин чи людей. Робота, по суті, не лише не шкодить довкіллю, а й підвищує його безпеку за рахунок виключення можливих пожеж, мінімізації втрат електроенергії та забезпечення стабільного електропостачання об'єктів соціальної інфраструктури (школи, фельдшерського пункту, дитсадка) [18].

### **6.4 Висновки**

Таким чином, можна констатувати, що реконструкція повітряних ліній 0,4 кВ у селі Богданівка є екологічно обґрунтованим і збалансованою роботою. Всі технічні рішення відповідають чинним нормативам, а передбачені заходи - спрямовані на запобігання навіть незначному негативному впливу на природу. Робота демонструє приклад того, як інженерна модернізація може гармонійно поєднуватися з принципами екологічної відповідальності, враховуючи інтереси як суспільства, так і природного середовища.

## 7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Реконструкція повітряної лінії електропередачі у селі Богданівка має на меті підвищення надійності та якості електропостачання, зниження технічних втрат електроенергії, а також забезпечення більшого обсягу її відпуску споживачам[19]:

### 7.1 Зростання обсягів відпуску електроенергії

Відпуск електроенергії до реконструкції:

$$W_1 = 161120 \text{ кВт} \frac{\text{год}}{\text{рік}};$$

Відпуск електроенергії після реконструкції:

$$W_2 = 173420 \text{ кВт} \frac{\text{год}}{\text{рік}};$$

Приріст становить:

$$\Delta W = 12\,300 \text{ кВт} \frac{\text{год}}{\text{рік}};$$

### 7.2 Річний прибуток

Вартість одного кВт\*год становить 3,87 грн [16, с. 67]. Тоді річний прибуток становитиме:

$$P = \Delta W * C \tag{6.1}$$

$$P = 12\,300 * 3,87 = 47\,601 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

### 7.3 Зменшення втрат електроенергії

Втрати до реконструкції системи на СПП:

$$P_1 = 7700 \text{ кВт} \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Після реконструкції:

$$P_2 = 5448 \text{ кВт} \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Економія:

$$\Delta P = 2252 \text{ кВт} \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

У грошовому еквіваленті:

$$E = \Delta P * C; \quad (6,2)$$

$$E = 2252 * 3,87 = 8\,715,24.$$

#### 7.4 Сумарний економічний ефект

Загальний економічний ефект:

$$E_{\text{ефект}} = P + E; \quad (6,3)$$

$$E_{\text{ефект}} = 47\,601 + 8\,715,24 = 56\,316,24 \left( \frac{\text{грн}}{\text{рік}} \right);$$

#### 7.5 Вартість реалізації роботи

$$K = 215\,400 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$T = \frac{K}{E_{\text{ефект}}}; \quad (6,4)$$

$$T = \frac{215\,400}{56\,316,24} = 4,2 \text{ (років)};$$

Таблиця 7.1- Основні капіталовкладення.

Показники	Варіант	
	Вихідні	Проектний
Вартість капіталовкладень (грн)	-	215 400

Кількість спожитої електроенергії (тис. кВт* год/рік).	161 120	173 420
Затрати на електроенергію (кВт * год/рік).	7 700	5 448
Річна економія (кВт * год/рік).	-	2 252
Річний економічний ефект (грн/рік).	-	56 316,24
Термін окупності (рік).	-	4,2

## ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи розроблено технічне рішення з реконструкції системи електропостачання села Богданівка Шосткинського району зроблені наступні вдосконалення.

На основі плану населеного пункту визначено потужності та розраховано центр електричних навантажень для встановлення КТП. Для покращення якості електропостачання запропоновано встановлення двох КТП 10-0,4 кВ із силовими трансформаторами типу ТМ-160 та ТМ-63 кВА. При проектуванні повітряної лінії 0,4 кВ, встановлено 99 залізобетонних опор типу СВ-95-3. Проведений розрахунок вибору самонесучого ізолюваного проводу типу AsXSn 4×16+1×16 мм<sup>2</sup>. При проектуванні електричної частини підстанції встановлено захисне обладнання: ро'єднувачі РЛНД, запобіжники, розрядники РВН-0,5, автоматичні та модульні вимикачі. Для забезпечення контролю параметрів якості електроенергії встановлено наступні контрольно-вимірювальні пристрої: амперметри, вольтметри, трансформатори струму ТОЛ-10 (0,5S), трансформатори напруги НАМИ-10 (0,5S), лічильники НІК 2300 (0,5S). Розроблена технологічна карта монтажу ПЛ 0,4 кВ із використанням СП, в якій встановлена послідовність виконання дій, перелік необхідного технічного забезпечення, механізмів і засобів індивідуального захисту. Складена технологічна карта передбачає основні та підготовчі етапи роботи: підготовка та встановлення залізобетонних опор, монтаж арматури та підвіски натягування СПу, проведення з'днань. Особливу увагу приділено безпеці виконання робіт, охороні праці[20].

Результати техніко-економічних розрахунків роботи показують, що реконструкція системи електропостачання с. Богданівка призводить до зменшення технічних втрат та збільшення відпуску електроенергії на 3,31 %. Щорічний додатковий прибуток становить 47 601 грн, а економія від зниження втрат електроенергії - 8 715,24 грн на рік. Загальний річний економічний ефект реконструкції становить 56 316,24 грн. Термін окупності роботи - 4,2 року.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проєкту з курсу «Електричні системи та мережі» Укладачі: Лебединський І.Л., Волохін В.В.- Суми: Сумський державний університет, 2015.- 37с.
2. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ).- Харків: Видавництво «Форт», 2017.-760с.
3. Конспект лекцій з курсу «Електричні системи і мережі»- Суми: Сумський державний університет, 2017.- 50с.
4. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проєкту «Електрична частина станцій та підстанцій» / Укладач: С.М Лебеда. – Суми: Вид-во СумДУ, 2018-34с.
5. Чорний, Ю. А. Особливості системного регулювання напруги силовими трансформаторами/ Ю. А. Чорний, В. Є. Шестеренко // Промелектро. – 2024. – №1. – С. 22-25
6. CENELEC EN 50160:2019 Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems. – Brussels: CENELEC. – 24 p.
7. Інструкція з монтажу СІП 0,4 кВ / АТ «Сумиобленерго». – Суми, 2023. – 34 с.
8. Петренко С. В. Аналіз струмів короткого замикання в електричних мережах // Енергетика України. — 2019. — № 4. — С. 45–52.
9. Сидоренко М. О. Аналіз коливань напруги в мережах 0,38 кВ під час пуску потужних електродвигунів // Електротехніка і електромеханіка. — 2020. — № 3. — С. 34–40.
10. Левкович, В. В. Проект модернізації трансформаторної підстанції 35/10 кВ ПрАТ «Житомиробленерго» та розробка заходів щодо зменшення наслідків від однофазних замикань на землю в мережі підстанції : дипломна робота ... бакалавра : 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Віталій Валерійович Левкович ; наук. керівник Анатолій Олександрович Омельчук. – Київ, 2020. – 81 с.
11. Ярошик, В. М. Проект трифазного силового трансформатора потужністю 160 кВА з природним масляним охолодженням (бак з овальними

хвилями ) зі схемою з'єднання мідних обмоток Y/Y-0 та співвідношенням лінійних напруг 35/0,4 кВ та сучасне додаткове обладнання силових трансформаторів з масляним охолодженням : кваліфікаційна робота ... бакалавра : 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Вадим Миколайович Ярошик ; наук. керівник Валерій Петрович Куєвда. – Київ, 2021. – 57 с.

12. Гажівський, М. В. Проект трифазного силового трансформатора з природнім масляним охолодженням потужністю 100 кВ\*А, схемою з'єднання обмоток з алюмінієвого проводу Y/Y – 0 та співвідношенням напруг 20 / 0,23 кВ та аналіз способів контролю стану ізоляції електричних машин: дипломна робота бакалавр: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Максим Володимирович Гажівський; наук. керівник Валерій Петрович Куєвда. – Київ, 2020. – 86 с.

13. Омельчук, А. О. Електрична частина станцій і підстанцій: навч. посібник / А. О. Омельчук. – Київ : Компринт, 2017. – 479 с.

14. IEEE Power & Energy Society. Electric Power Distribution Handbook / T.A. Short. – 2nd ed. – CRC Press, 2014 (перевид. 2016). – 784 p.

15. Energy Community Annual Report – 2023 – <https://www.energy-community.org>.

16. Шестеренко, В. Є. Підвищення надійності електропостачання шляхом термокомпенсації стріли провисання проводів ЛЕП / В. Є. Шестеренко, С. М. Балюта, О. А. Мащенко // Наукові праці НУХТ. – 2018. – Т. 24, № 3. – С. 152–159.

17. Інструкція з монтажу СІП 0,4 кВ / АТ «Сумиобленерго». – Суми, 2023. – 34 с.

18. SJKAR POWER ENGINEERING AND ITS ENVIRONMENTAL PROBLEMS S.M. GOVORUSHKO- Pacific Geographical Institute FEB RAS, 2011.- 33p.

19. CENELEC EN 50160:2019 Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems. – Brussels: CENELEC. – 24 p.

20. Національний план дій з енергоефективності України до 2030 року – Мінекономіки, 2022.

# ДОДАТКИ

