

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 частини м. Суми з розробкою технологічної карти монтажу кабельних ліній в умовах АТ «Сумиобленерго»

Виконала:

(підпис)

Дегтярьова Д. В.

(Прізвище, ініціали)

Група:

ЗЕТЕ 2001

(Науковий) керівник:

(підпис)

Вольвач Т. С.

(Прізвище, ініціали)

Суми – 2025

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

_____ Дегтярській Діані Вікторівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Реконструкція системи електропостачання частини м. Суми з розробкою технологічної карти монтажу кабельних ліній в умовах АТ «Сумиобленерго»,

керівник роботи: _____ асистент Вольвач Тетяна Сергіївна

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “07” січня 2025 року № 32/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. Характеристика району електропостачання

2. Розробка системи електропостачання

3. Проектування електричної частини трансформаторної підстанції

4. Технологічна карта монтажу кабельних ліній

5. Охорона праці

6. Екологічна експертиза

7. Економічне обґрунтування

Висновки

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

1. Мережі 6 та 0,38 кВ. Схема електрична розташування.

2. ТП 6/0,4 кВ №104. Кола первинної комутації. Схема електрична принципова.

3. Карта технологічна монтажу кабельної лінії 0,4 кВ. Підготовка траншеї. Таблиця.

4. Карта технологічна монтажу кабельної лінії 0,4 кВ. Прокладання кабелів. Таблиця.

5. 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 розділу 1	02.12.2024 р. – 27.12.2024 р.	
6.	Підготовка розділу 2 та 3. Підготовка листів 1 та 2 графічної частини.	03.02.2025 р. – 28.02.2025 р.	
7.	Підготовка розділу 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 листа 5 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)

Дегтярьова Д. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник
кваліфікаційної роботи _____
(підпис)

Вольвач Т. С.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Дегтярьова Діана Вікторівна. Реконструкція системи електропостачання частини м. Суми з розробкою технологічної карти монтажу кабельних ліній в умовах АТ «Сумиобленерго».

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.

У кваліфікаційній роботі проведено реконструкцію системи електропостачання частини м. Суми, зокрема частини вул. Герасима Кондратьєва.

Виконано визначення електричних навантажень для груп споживачів, після чого розраховано координати центру навантаження. Проведено обґрунтування необхідної кількості трансформаторів напругою 6/0,4 кВ, а також визначено їхню потужність відповідно до характеру споживачів.

Здійснено підбір типу провідників для кабельних мереж напругою 0,4 кВ із відповідними розрахунками поперечного перерізу та перевіркою їхньої здатності витримувати теплові навантаження.

Особливий акцент зроблено на технологічному процесі прокладання кабелю 0,4 кВ. Визначено технічні вимоги до кабельної мережі та методи її захисту. Детально описано послідовність робіт при укладанні кабелю в траншею, включно з розробкою операційної карти монтажного процесу.

Виконано аналіз техніко-економічних параметрів, що дозволяє оцінити ефективність запропонованих технічних рішень.

Ключові слова: електричне навантаження, центр навантаження, кабельні лінії 0,4 кВ, трансформаторна підстанція 6/0,4 кВ, втрати напруги, монтаж кабельної лінії, прокладання кабелю в траншеї, операційна карта монтажу, техніко-економічні показники.

ABSTRACT

Diehtiarova Diana Viktorivna. Reconstruction of the Power Supply System of a Part of Sumy City with Development of a Technological Map for Cable Line Installation under the Conditions of JSC “Sumyoblenergo”.

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 qualification work involved the reconstruction of the power supply system for part of the city of Sumy, specifically part of Gerasima Kondratyeva Street.

The electrical loads for consumer groups were determined, after which the coordinates of the load centre were calculated. The required number of 6/0.4 kV transformers was justified, and their power was determined in accordance with the nature of the consumers.

The type of conductors for 0.4 kV cable networks was selected with the corresponding calculations of the cross-section and verification of their ability to withstand thermal loads.

Particular emphasis was placed on the technological process of laying 0.4 kV cable. Technical requirements for the cable network and methods of its protection were determined. The sequence of works when laying the cable in a trench was described in detail, including the development of an operational map of the installation process.

An analysis of technical and economic parameters was performed, which allows evaluating the effectiveness of the proposed technical solutions.

Keywords: electrical load, load center, 0.4 kV cable lines, 6/0.4 kV transformer substation, voltage losses, cable line installation, cable trench laying, installation operational map, technical and economic indicators.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	9
1.1. Загальна характеристика району	9
1.2. Кліматичні особливості регіону	10
1.3. Характеристика існуючої системи електропостачання.....	11
1.4. Висновки та пропозиції.....	12
2. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	14
2.1. Визначення електричних навантажень	14
2.2. Визначення координат центру навантаження військового містечка.....	15
2.3. Трасування кабельних ліній 0,4 кВ	16
2.4. Визначення електричних навантажень ділянок електричної мережі 0,4 кВ.....	17
2.5. Вибір потужності та кількості трансформаторів КТП	24
2.6. Розрахунок перерізу кабелів напругою 0,4 кВ	27
2.7. Розрахунок струмів КЗ в електричних мережах.....	31
2.8. Розрахунок падіння напруги на відрізках кабельних ліній.....	37
3. ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	39
3.1. Вибір комплектної трансформаторної підстанції.....	39
3.2. Розробка схеми первинних кіл комутації	41
3.3. Вибір електричного обладнання КТП.....	42
4. ТЕХНОЛОГІЧНА КАРТА МОНТАЖУ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ	44
4.1. Послідовність виконання робіт із монтажу кабельної траси	44
4.2. Вибір маршруту для підземного укладання кабельних ліній	45
4.3. Позначення маршруту та визначення конфігурації кабельної траси	47
4.4. Підготовка траншеї для прокладання кабелів	49
4.5. Приймання траншей перед прокладанням кабелю.....	51
4.6. Транспортування кабелю та його підготовка до прокладання	52
4.7. Перевірка кабелів перед монтажем і прокладанням	53
4.8. Прокладання кабелів у траншеях	53
4.9. Позначення маршрутів та маркування кабелю.....	54

4.10. Засипання траншей після прокладання кабелів.....	55
5. ОХОРОНА ПРАЦІ	56
6. ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА	59
7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	61
ВИСНОВКИ	65
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	66
ДОДАТКИ	68

ВСТУП

Надійне та безперебійне електропостачання є запорукою стабільної роботи житлово-комунального господарства, промислових підприємств, соціальних об'єктів і комфорту мешканців міст. В умовах урбанізації, зростання енергоспоживання та старіння електричних мереж проблема реконструкції систем електропостачання набуває особливої актуальності [1-5].

У рамках даного кваліфікаційної роботи проведено реконструкцію системи електропостачання частини міста Суми, а саме – ділянки по вул. Герасима Кондратьєва, яка є важливим елементом міської енергетичної інфраструктури. Реконструкція передбачає оновлення застарілих кабельних ліній з метою покращення надійності живлення, зниження технічних втрат електроенергії та підвищення енергетичної безпеки району.

Особливістю роботи є розробка детальної технологічної карти монтажу кабельних ліній в умовах АТ «Сумиобленерго». Технологічна карта охоплює основні етапи виконання монтажних робіт, вимоги до матеріалів, обладнання та безпеки праці, що дозволяє забезпечити високу якість виконання робіт і скоротити терміни їх реалізації.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності та надійності електропостачання частини м. Суми шляхом впровадження комплексу технічних і організаційних заходів з модернізації кабельних електричних мереж. Завданням роботи є аналіз існуючого стану мереж, розробка технічних рішень для їх реконструкції, а також створення чіткої та послідовної технологічної карти монтажу, яка відповідає нормативним вимогам та практиці АТ «Сумиобленерго».

Значущість теми зумовлена потребою в забезпеченні надійного електропостачання мешканців району, адаптації енергетичної інфраструктури до сучасних викликів, а також прагненням до зниження експлуатаційних витрат і підвищення рівня енергоефективності в рамках державної політики модернізації енергетичного сектору.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Загальна характеристика району

Район, у межах якого виконується реконструкція системи електропостачання, охоплює частину вулиці Герасима Кондратьєва м. Суми. На даній ділянці розташоване військове містечко, яке є компактным, інфраструктурно насиченим об'єктом з високим рівнем відповідальності щодо надійності електропостачання. Ситуаційна схема району електропостачання наведена на рис. 1.1.

Рис. 1.1. Ситуаційна схема району електропостачання

До складу основних споживачів електроенергії входять як житлові, так і адміністративно-господарські, навчальні та спеціалізовані об'єкти. Серед них – кілька навчальних корпусів, зокрема корпуси №1, №2, №3 та №4, призначені для проведення теоретичних і практичних занять. Для розміщення особового складу функціонують казарми, гуртожитки №1 і №2, а також блок лазнево-прального обслуговування.

Життєзабезпечення містечка підтримується завдяки роботі котельні, їдальні та медичного пункту. Організацію доступу та контролю забезпечують контрольно-пропускні пункти (КПП), а також вартове приміщення. Дитячий садок на території містечка виконує соціальну функцію для родин військовослужбовців.

Господарський сектор представлений низкою майстерень, складів (опалюваних і не опалюваних), пилорамою, овочесховищем і об'єктом для знищення документів (приміщення для спалювання паперу). Особливу роль відіграє навчально-практичний полігон. Також на території розташовано приміщення музичного взводу, що використовується для занять і репетицій.

Загалом район електропостачання характеризується високою щільністю споживачів різного функціонального призначення, серед яких переважають об'єкти з критично важливим енергоспоживанням. Це потребує забезпечення стабільного та резервованого живлення, відповідного проектного підходу до вибору типу кабельних ліній, захисту мереж і оптимального прокладання трас.

1.2. Кліматичні особливості регіону

Район електропостачання, що охоплює частину м. Суми, розташований у північно-східній частині України, в межах помірно-континентальної кліматичної зони [6]. Для даного регіону характерні чітко виражені пори року, з достатньо спекотним літом та холодною зимою, що суттєво впливає на умови експлуатації електроенергетичного обладнання, зокрема кабельних ліній.

Середньорічна температура повітря становить близько $+7,5$ °С.

Середня температура найхолоднішого місяця (січня) – приблизно $-6...-7$ °С, найтеплішого місяця (липня) – $+18...+20$ °С.

Абсолютні температурні коливання сягають від -35 °С у зимовий період до $+38$ °С улітку, що потребує врахування температурних впливів при виборі типу кабелю, ізоляції та глибини його залягання.

Річна кількість опадів становить у середньому $550-650$ мм, переважно у вигляді дощів у весняно-літній період. Восени та взимку спостерігаються снігопади та ожеледь, які можуть призводити до додаткових механічних навантажень на повітряні лінії, втім, в умовах даної роботи основну увагу приділено кабельним лініям.

Глибина промерзання ґрунту в районі м. Суми сягає $1,2-1,4$ м, що враховується під час проектування траси кабельної лінії та вибору конструкції захисту кабелів. Типові ґрунти – суглинки та супіски, що мають середню щільність та вологість.

Швидкість вітру зазвичай становить $3-5$ м/с, з рідкісними поривами до $15-20$ м/с під час штормових погодних умов. Також можливі короточасні

грози та атмосферні перенапруги в літній період, які мають бути враховані при проєктуванні системи заземлення та грозозахисту..

За характеристичними значеннями ожеледі м. Суми знаходиться в II районі з середнім значенням ваги ожеледі до 12 Н/м та нормативним значенням стінки до 16 мм.

1.3. Характеристика існуючої системи електропостачання

Постачання електроенергії у розглядуваному районі здійснюється за допомогою трансформаторної підстанції ТП-104 з класом напруги 6/0,4 кВ. У складі підстанції передбачено два силові трансформатори, номінальною потужністю по 250 кВА кожен. Проте в реальних умовах експлуатації лише один трансформатор перебуває в робочому стані, тоді як другий виведений з ладу через тривалий термін несправності, що суттєво знижує надійність живлення та резервування.

Живлення ТП-104 організовано через дві незалежні кабельні лінії середньої напруги (6 кВ), які підключені до трансформаторних підстанцій ТП-34 та ТП-458. Лінія, що з'єднує ТП-34 з ТП-104, прокладена кабелем марки АСБ-6 з чотирма жилами по 95 мм² та має протяжність 240 метрів. Друга кабельна лінія, яка з'єднує ТП-458 з ТП-104, виконана кабелем того ж типу, але з перерізом жил 70 мм² і довжиною 880 метрів. За результатами огляду ці мережі перебувають у задовільному технічному стані та не викликають серйозних зауважень з точки зору експлуатаційної надійності.

Щодо мережі низької напруги (0,4 кВ), то вона сформована з використанням кабелів різних типів та марок, зокрема АВРГ, АСБ, АВРБ, ААБ, АВВГ, а також ААШВ. Кабелі мають різні перерізи, що вказує на відсутність уніфікації та можливої нестабільності параметрів по всій довжині трас. Частина з них перебуває у незадовільному стані: зафіксовано механічні пошкодження ізоляційного шару, корозійне руйнування оболонки, що зумовлює часті короткі замикання, аварійні вимкнення та інші відмови в системі живлення.

Стан мереж 0,4 кВ свідчить про необхідність комплексної реконструкції з метою відновлення їх технічної справності, підвищення надійності постачання споживачів, зменшення втрат електроенергії та зниження експлуатаційних витрат. Також потребує уваги питання резервування живлення на рівні трансформаторної підстанції ТП-104, оскільки функціонування лише одного трансформатора в умовах підвищеного навантаження створює загрозу перевантаження та виходу з ладу обладнання.

Таким чином, існуюча система електропостачання району потребує модернізації з акцентом на оновлення низьковольтних ліній, відновлення повноцінного резерву трансформаторної потужності та забезпечення належної ізоляції усіх мережевих елементів для стабільної та безаварійної роботи всієї енергосистеми ділянки.

1.4. Висновки та пропозиції

За результатами аналізу стану існуючої мережі електропостачання можна зробити наступні висновки:

- існуюча система електропостачання не відповідає сучасним вимогам до безперервності та якості електроживлення;
- кабелі, що використовуються в системі, мають зношену ізоляцію, нерівномірні параметри та потребують заміни;
- відсутність резервного трансформатора створює ризики аварійного знеструмлення усього району;
- система електропостачання не забезпечує належного рівня енергоефективності та надійності.

Запропоновані заходи щодо реконструкції:

- повна заміна кабельних ліній 0,4 кВ на сучасні енергетичні кабелі посиленою механічною стійкістю;
- введення в експлуатацію другого силового трансформатора на ТП-104 для створення необхідного резерву потужності;

- розробка чіткої технологічної карти монтажу кабельних ліній з урахуванням місцевих умов і специфіки АТ «Сумиобленерго»;
- забезпечення обов'язкового заземлення, системи захисту від перенапруг, а також модернізація ввідно-розподільчих пристроїв;
- організація поетапного проведення робіт з мінімальним впливом на роботу об'єктів споживачів.

Реалізація запропонованих рішень дозволить підвищити надійність і якість електропостачання району, забезпечити енергоефективне функціонування інфраструктури, а також знизити експлуатаційні витрати на обслуговування мереж у довгостроковій перспективі.

2. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1. Визначення електричних навантажень

Параметри розрахункових електричних навантажень у денний та вечірній періоди визначено на основі інформації, наданої енерготехнічною службою комунально-експлуатаційного підрозділу військового містечка. Дані щодо споживаної потужності подано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. – Дані щодо споживаної потужності

№ з/п	Найменування споживача	$P_{д}, \text{кВт}$	$P_{в}, \text{кВт}$	$\cos\varphi_{д}$	$\cos\varphi_{в}$
1		71	11	0,92	0,93
2		3	3	0,93	0,93
3		21	31	0,93	0,9
4		66	11	0,86	0,91
5		7	2	0,91	0,94
6		31	41	0,92	0,91
7		26	36	0,93	0,9
8		16	3	0,88	0,91
9		3	3	0,91	0,91
10		7	2	0,81	0,86
11		5	5	0,9	0,9
12		9	2	0,81	0,9
13		5	2	0,81	0,86
14		26	6	0,92	0,93
15		21	5	0,92	0,93
16		5	2	0,91	0,94
17		11	3	0,91	0,94
18		6	6	0,86	0,86
19		7	3	0,88	0,9
20		41	41	0,86	0,86
21		21	31	0,92	0,91
22		3	2	0,9	0,9
23		3	2	0,9	0,9
24		3	3	0,93	0,93
25		26	6	0,81	0,91
26		36	6	0,92	0,93

План розміщення споживачів у межах району електропостачання разом із відображенням повітряних та кабельних електричних мереж напругою 0,4 та 6 кВ подано на аркуші графічної частини проектної документації.

2.2. Визначення координат центру навантаження військового містечка

Обчислення координат центра навантаження виконується відповідно до наступних формул [7, 8]:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}, \quad (2.1)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i} \quad (2.2)$$

де P_i – величина проектної потужності на точці підключення i -го споживача, кВт;

x_i, y_i – відстань до i -го споживача за відповідними координатними осями.

Центри навантажень визначаються за найбільшим значенням електричної потужності серед денного або вечірнього максимуму [9].

Розрахунок виконано у табличній формі, а результати наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. – Визначення центру електричних навантажень

№ з/п	Найменування споживача	P_D , кВт	P_B , кВт	$\cos\varphi_D$	$\cos\varphi_B$	x , см	y , см	$P \cdot x$	$P \cdot y$
1		71	11	0,92	0,93	26	26	1846	1846
2		3	3	0,93	0,93	6	22	18	66
3		21	31	0,93	0,9	16	11	496	341

4		66	11	0,86	0,91	21	5	1386	330
5		7	2	0,91	0,94	27	16	189	112
6		31	41	0,92	0,91	30	9	1230	369
7		26	36	0,93	0,9	34	16	1224	576
8		16	3	0,88	0,91	38	15	608	240
9		3	3	0,91	0,91	41	18	123	54
10		7	2	0,81	0,86	44	13	308	91
11		5	5	0,9	0,9	46	13	230	65
12		9	2	0,81	0,9	48	14	432	126
13		5	2	0,81	0,86	45	21	225	105
14		26	6	0,92	0,93	38	22	988	572
15		21	5	0,92	0,93	38	24	798	504
16		5	2	0,91	0,94	41	28	205	140
17		11	3	0,91	0,94	35	26	385	286
18		6	6	0,86	0,86	31	26	186	156
19		7	3	0,88	0,9	32	28	224	196
20		41	41	0,86	0,86	33	28	1353	1148
21		21	31	0,92	0,91	25	34	775	1054
22		3	2	0,9	0,9	31	36	93	108
23		3	2	0,9	0,9	30	37	90	111
24		3	3	0,93	0,93	28	42	84	126
25		26	6	0,81	0,91	24	42	624	1092
26		36	6	0,92	0,93	16	36	576	1296
	Разом	479	268					14696	11110

Тоді

$$x_{ц.н.} = \frac{14696}{479} = 30,6$$

$$y_{ц.н.} = \frac{11110}{479} = 23,2$$

Відповідно до схеми розміщення споживачів трансформаторну підстанцію розміщуємо у точці з координатами: $x_{ц.н.} = 28,5$; $y_{ц.н.} = 29,5$.

2.3. Трасування кабельних ліній 0,4 кВ

Трасування кабельних ліній 0,4 кВ повинно здійснюватися з урахуванням забезпечення надійності, безпеки експлуатації та економічної доцільності.

Кабелі необхідно прокладати по найкоротшому шляху, з дотриманням нормативних відстаней до інших комунікацій, будівель, споруд і природних об'єктів. Важливо передбачити можливість безперешкодного доступу для обслуговування, ремонту та заміни кабелів у процесі експлуатації.

При трасуванні слід уникати ділянок з підвищеним ризиком механічних пошкоджень або впливу агресивного середовища, а також враховувати умови ґрунтів, можливість підтоплення, наявність підземних вод і вібраційних навантажень.

Для мінімізації втрат електроенергії та забезпечення оптимального режиму роботи мережі кабелі слід прокладати з урахуванням рівномірного розподілу навантаження та з допустимими параметрами падіння напруги. У місцях перетину з іншими комунікаціями або проїзними частинами передбачаються додаткові захисні заходи, як-от прокладання в трубах чи футлярах.

Для електропостачання споживачів проєктованої частини вулиці Г. Кондратьєва прийнято п'ять кабельних ліній 0,4 кВ [10, 11].

2.4. Визначення електричних навантажень ділянок електричної мережі 0,4 кВ

Для кожної кабельної лінії з напругою 0,4 кВ створюються відповідні розрахункові схеми, де зазначаються електроспоживачі, значення навантажень у денний та вечірній періоди максимального споживання, нумеруються окремі розрахункові відрізки траси, а також визначаються їх протяжності. Побудова схеми здійснюється умовно, без дотримання реального масштабу. Розрахункові схеми всіх кабельних ліній, що відходять від ТП, наведені на рис. 1-5 відповідно.

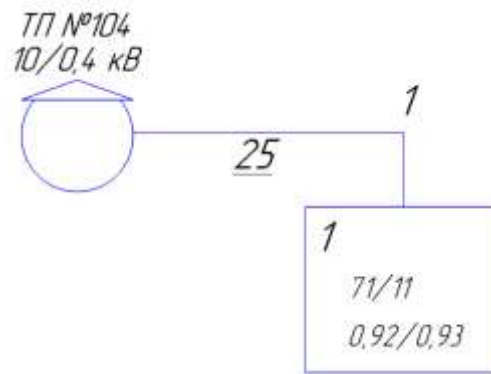


Рис. 2.1 . – Схематичне зображення кабельної лінії №1

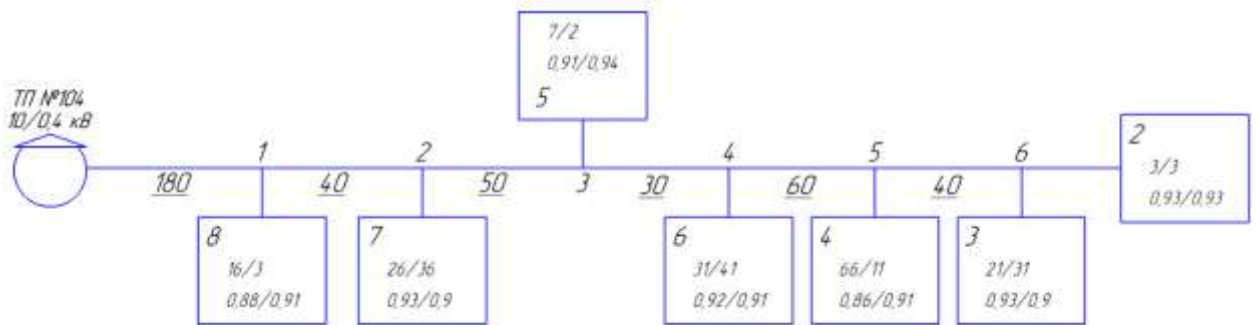


Рис. 2.2. – Схематичне зображення кабельної лінії №2

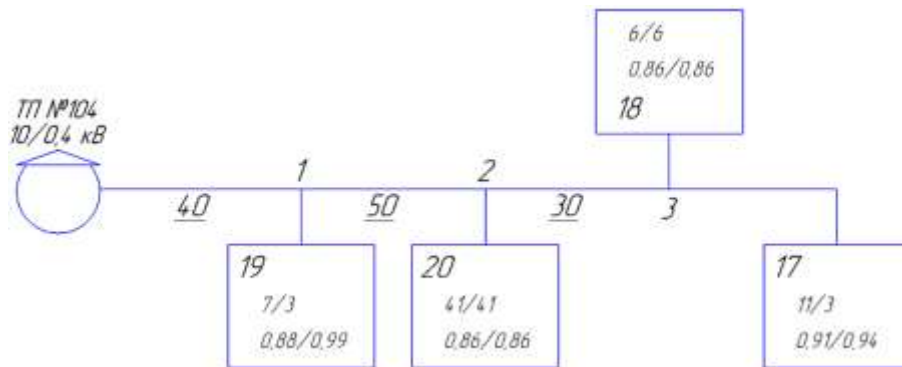


Рис. 2.3. – Схематичне зображення кабельної лінії №3

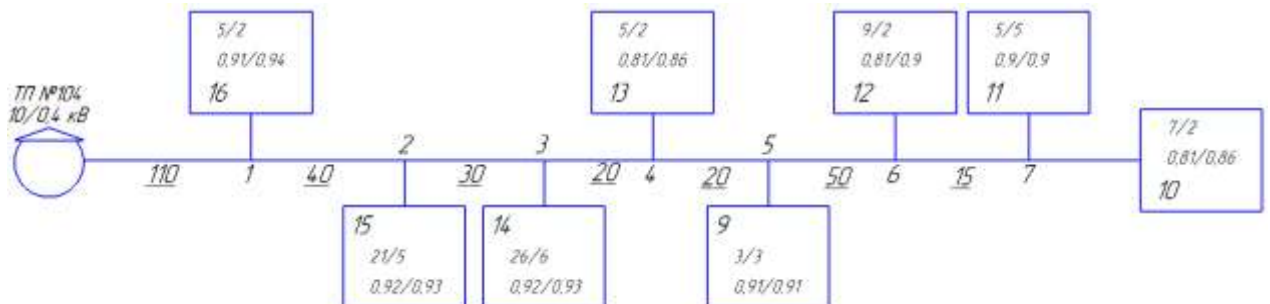


Рис. 2.4. – Схематичне зображення кабельної лінії №4

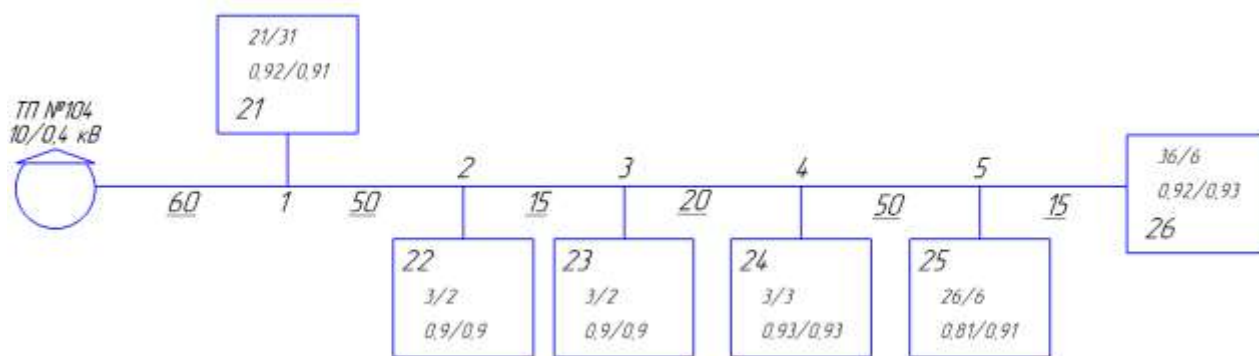


Рис. 2.5. – Схематичне зображення кабельної лінії №5

Спосіб визначення навантаження на окремі відрізки кабельної лінії напругою 0,4 кВ обирається з урахуванням типу споживання. Оскільки навантаження в кабельних мережах мережі, що проектується, мають різномірний та несумірний характер, для виконання розрахунків застосовується метод додаткових навантажень (надбавок) [7].

Потужність навантаження кожного окремого відрізка визначається за відповідною формулою:

$$P_p = P_6 + \Delta P_m, \quad (2.3)$$

де P_6 - найбільше значення навантаження на відповідній ділянці, кВт;

ΔP_m - величина додаткового навантаження, що враховується для менш потужного споживача на тій самій ділянці, кВт [7].

Середньозважене значення коефіцієнта потужності для ділянок з різномісним електроспоживанням обчислюється за наступною формулою:

$$\cos \varphi_{св} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i} \quad (2.4)$$

де P_i - потужність денного або вечірнього електроспоживання i -го абонента, кВт.

Загальну повну потужність окремих ділянок у денний та вечірній періоди визначаємо за наступним розрахунковим виразом::

$$S_{\delta} = \frac{P_{\delta}}{\cos \varphi_{\delta}} \quad (2.5)$$

$$S_{\epsilon} = \frac{P_{\epsilon}}{\cos \varphi_{\epsilon}} \quad (2.6)$$

Для прикладу виконаємо розрахунок навантаження кабельної лінії кабельної лінії №2, починаючи з кінцевої частини лінії.

Розглянемо ділянку 6-5:

$$P_{p.d.6-5} = 21 + 1,8 = 22,8 \text{ кВт}; \cos \varphi_{св. д. 6-5} = \frac{21 \cdot 0,93 + 3 \cdot 0,93}{21 + 3} = 0,93;$$

$$S_{p.d.6-5} = \frac{22,8}{0,93} = 24,5 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.v. 6-5} = 31 + 1,8 = 32,8 \text{ кВт}; \cos \varphi_{св. в. 6-5} = \frac{31 \cdot 0,9 + 3 \cdot 0,93}{31 + 3} = 0,9;$$

$$S_{p.v.6-5} = \frac{32,8}{0,9} = 36,4 \text{ кВт}.$$

Розглянемо ділянку 5-4:

$$P_{p.d.5-4} = 66 + 14,2 = 80,2 \text{ кВт}; \cos \varphi_{св. д. 5-4} = \frac{66 \cdot 0,86 + 22,8 \cdot 0,93}{66 + 22,8} = 0,88;$$

$$S_{p\delta.5-4} = \frac{80,2}{0,88} = 91,1 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.в. 5-4} = 32,8 + 6,7 = 39,5 \text{ кВт}; \cos\varphi_{св. в. 5-4} = \frac{32,8 \cdot 0,9 + 11 \cdot 0,91}{33,8 + 11} = 0,9;$$

$$S_{pв.5-4} = \frac{39,5}{0,9} = 43,9 \text{ кВт.}$$

Розглянемо ділянку 4-3:

$$P_{p.д. 4-3} = 80,2 + 19,9 = 100,1 \text{ кВт}; \cos\varphi_{св. д. 4-3} = \frac{80,2 \cdot 0,88 + 31 \cdot 0,92}{80,2 + 31} = 0,9;$$

$$S_{p\delta.4-3} = \frac{100,1}{0,9} = 111,2 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.в. 4-3} = 41 + 26,1 = 67,1 \text{ кВт}; \cos\varphi_{св. в. 4-3} = \frac{41 \cdot 0,9 + 39,5 \cdot 0,9}{41 + 39,5} = 0,9;$$

$$S_{pв.4-3} = \frac{67,1}{0,9} = 74,6 \text{ кВт.}$$

Розглянемо ділянку 3-2:

$$P_{p.д. 3-2} = 100,1 + 4,2 = 104,3 \text{ кВт}; \cos\varphi_{св. д. 3-2} = \frac{101,1 \cdot 0,9 + 7 \cdot 0,91}{101,1 + 7} = 0,9;$$

$$S_{p\delta.3-2} = \frac{104,3}{0,9} = 115,9 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.v. 3-2} = 67,1 + 1,4 = 68,5 \text{ кВт}; \cos \varphi_{св. в. 3-2} = \frac{67,1 \cdot 0,9 + 2 \cdot 0,94}{67,1 + 2} = 0,9;$$

$$S_{pв.3-2} = \frac{67,1}{0,9} = 74,6 \text{ кВт.}$$

Розглянемо ділянку 2-1:

$$P_{p.d. 2-1} = 104,3 + 16,4 = 120,7 \text{ кВт}; \cos \varphi_{св. д. 2-1} = \frac{104,3 \cdot 0,9 + 26 \cdot 0,93}{104,3 + 26} = 0,91;$$

$$S_{pд.2-1} = \frac{120,7}{0,91} = 132,6 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.v. 2-1} = 67,1 + 23,5 = 90,6 \text{ кВт}; \cos \varphi_{св. в. 2-1} = \frac{67,1 \cdot 0,9 + 36 \cdot 0,9}{67,1 + 36} = 0,9;$$

$$S_{pв.2-1} = \frac{90,6}{0,9} = 100,7 \text{ кВт.}$$

Розглянемо ділянку 1-ТП:

$$P_{p.d. 1-ТП\#104} = 120,7 + 9,8 = 130,5 \text{ кВт}; \cos \varphi_{св. д. 1-ТП\#104} = \frac{120,7 \cdot 0,91 + 16 \cdot 0,88}{120,7 + 16} = 0,9;$$

$$S_{pд.1-ТП\#104} = \frac{130,5}{0,9} = 145 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.v. 1-ТП\#104} = 90,6 + 1,8 = 92,4 \text{ кВт}; \cos \varphi_{св. в. 1-ТП\#104} = \frac{90,6 \cdot 0,9 + 3 \cdot 0,91}{90,6 + 3} = 0,9;$$

$$S_{pв.1-ТП\text{№}104} = \frac{92,4}{0,9} = 102,7 \text{ кВт.}$$

Аналогічним чином здійснюється розрахунок електричних навантажень для інших кабельних ліній. Узагальнені результати наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри навантаження для кабельних ліній напругою 0,4 кВ

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	ΔP_D , кВт	ΔP_B , кВт	P_{PD} , кВт	P_{PB} , кВт	$\cos \varphi_D$	$\cos \varphi_B$	S_{PB} , кВА	S_{PD} , кВА
Кабельна лінія №1												
1-ТП	71	11	-	-	-	-	71	11	0,92	0,93	77,2	11,8
Кабельна лінія №2												
6-5	21	31	3	3	1,8	1,8	22,8	32,8	0,93	0,9	24,5	36,4
5-4	66	32,8	22,8	11	14,2	6,7	80,2	39,5	0,88	0,9	91,1	43,8
4-3	80,2	41	31	39,5	19,9	26,1	101,1	67,1	0,9	0,9	111,2	74,6
3-2	101,1	67,1	7	2	4,2	1,4	104,3	67,1	0,9	0,9	115,9	74,6
2-1	104,3	67,1	26	36	16,4	23,5	120,7	90,6	0,9	0,9	132,6	100,7
1-ТП	120,7	90,6	16	3	9,8	1,4	130,5	92,4	0,9	0,9	145	102,7
Кабельна лінія №3												
3-2	11	6	6	3	3,6	1,8	14,6	7,8	0,89	0,89	16,4	8,8
2-1	41	41	14,6	7,8	8,9	4,5	49,9	45,5	0,87	0,86	57,5	52,6
1-ТП	49,9	45,5	7	3	4,2	1,8	54,1	47,3	0,87	0,87	62,2	54,2
Кабельна лінія №4												
7-6	7	5	5	2	3	1,4	10	6,4	0,85	0,89	11,8	7,2
6-5	10	6,4	9	2	5,4	1,4	15,4	7,8	0,83	0,89	18,6	8,8
5-4	15,4	7,8	3	3	1,8	1,8	17,2	9,6	0,84	0,90	20,4	10,7
4-3	17,2	9,6	5	2	3	1,4	20,2	23,6	0,84	0,90	24,2	26,3
3-2	26	23,6	20,2	6	12,5	3,6	38,5	27,2	0,88	0,90	43,6	30,1
2-1	38,5	27,2	21	5	13	3	51,5	30,2	0,90	0,91	57,5	33,3

1-ТП	51,5	30,2	5	2	3	1,4	54,5	31,6	0,90	0,91	60,7	34,7
Кабельна лінія №5												
5-4	36	6	26	6	16,4	3,6	52,4	9,6	0,87	0,92	60,0	10,4
4-3	52,4	9,6	3	3	1,8	1,8	54,2	11,4	0,88	0,92	61,8	12,4
3-2	54,2	11,4	3	2	1,8	1,4	56	12,8	0,88	0,92	63,8	13,9
2-1	56	12,8	3	2	1,8	1,4	57,8	14,2	0,88	0,90	65,7	15,8
1-ТП	57,8	31	21	14,2	13	8,6	70,8	39,6	0,89	0,91	79,5	43,7

2.5. Вибір потужності та кількості трансформаторів КТП

Визначення розрахункового значення потужності трансформаторної підстанції проведемо методом надбавок шляхом підсумовування значень розрахункових потужностей на відхідних кабельних лініях 0,4 кВ [8].

Для трансформаторної підстанції розрахунок денного та вечірнього навантаження виконується з використанням відповідних аналітичних виразів:

$$P_{PДтр} = P_{PД\text{ лін.Б}} + \sum \Delta P_{PД\text{ лін.М}}, \quad (2.7)$$

$$P_{PВтр} = P_{PВ\text{ лін.Б}} + \sum \Delta P_{PВ\text{ лін.М}}, \quad (2.8)$$

де $P_{PД\text{ лін.Б}}$, $P_{PВ\text{ лін.Б}}$ – більше з розрахункових, відповідно, денних та вечірніх навантажень відхідних кабельних ліній 0,4 кВ, кВт;

$\sum \Delta P_{PД\text{ лін.М}}$, $\sum \Delta P_{PВ\text{ лін.М}}$ – значення розрахункових денних та вечірніх навантажень для трансформаторної підстанції, визначаються шляхом аналізу потужностей, що припадають на відгалуження кабельних ліній напругою 0,4 кВ, відповідно в денний та вечірній періоди, кВт.

Тоді:

$$P_{\Sigma\partial ПП} = P_{p\partial КЛ-2} + \Delta P_{p\partial КЛ-1} + \Delta P_{p\partial КЛ-3} + \Delta P_{p\partial КЛ-4} + \Delta P_{p\partial КЛ-5} \quad (2.9)$$

$$P_{\Sigma \text{вТП}} = P_{\text{рвКЛ} - 2} + \Delta P_{\text{рвКЛ} - 1} + \Delta P_{\text{рвКЛ} - 3} + \Delta P_{\text{рвКЛ} - 4} + \Delta P_{\text{рвКЛ} - 5} \quad (2.10)$$

$$P_{\text{р}\delta.\text{мр}} = 130,5 + 48,3 + 37,1 + 37,4 + 48,2 = 301,5 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{рв.мр}} = 92,4 + 6,7 + 32 + 26,3 + 26,2 = 183,6 \text{ кВт.}$$

Середньозважений коефіцієнт потужності визначаємо за виразом (2.4):

$$\cos \varphi_{\text{св. д.}} = \frac{71 \cdot 0,92 + 130,5 \cdot 0,9 + 54,1 \cdot 0,87 + 54,5 \cdot 0,9 + 70,8 \cdot 0,89}{71 + 130,5 + 54,1 + 54,5 + 70,8} = 0,9$$

$$\cos \varphi_{\text{св. в.}} = \frac{11 \cdot 0,93 + 92,4 \cdot 0,9 + 47,3 \cdot 0,87 + 31,6 \cdot 0,91 + 39,6 \cdot 0,91}{11 + 92,4 + 47,3 + 31,6 + 39,6} = 0,91$$

Відповідно:

$$S_{\text{р}\delta.\Sigma} = \frac{301,5}{0,9} = 335 \text{ кВт.}$$

$$S_{\text{рв.}\Sigma} = \frac{183,6}{0,91} = 201,8 \text{ кВт.}$$

У подальших обчисленнях використовується більше з отриманих значень навантаження, як базове для розрахунків $S_{\Sigma \text{ТП}} = S_{\Sigma \text{р}\delta} = 335 \text{ кВА}$.

Кількість та номінальну потужність трансформаторів комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ визначають згідно з нормативними вимогами [8]. Підстанція має відповідати заданому рівню надійності електропостачання споживачів.

Відповідно до класифікації, проєктована ділянка вулиці ім. Г. Кондратьєва належить до споживачів 1-ї категорії надійності згідно з [8], що обумовлює необхідність встановлення підстанції з двома трансформаторами, яка отримує електроенергію від двох незалежних джерел живлення.

Розрахунок номінальної потужності трансформаторів буде виконано з урахуванням економічно доцільного діапазону навантаження згідно з вимогами [8]:

$$S_{ек. \min} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{ек. \max} \quad (2.11)$$

де $S_{ек. \min}$, $S_{ек. \max}$ - межі економічно доцільного діапазону навантаження для трансформаторів заданої номінальної потужності;

S_p - обчислене значення загального навантаження трансформаторної підстанції, виражене у кіловольт-амперах, кВА;

n – загальна кількість силових трансформаторів, що передбачені для встановлення на підстанції.

У роботі передбачається використання двох трансформаторів, кожен із яких має номінальну потужність 160 кВА:

$$S_{ек. \min} = 151 \text{ кВА}; S_{ек. \max} = 295 \text{ кВА},$$

$$151 < \frac{335}{2} = 167,5 < 295$$

Щоб гарантувати стабільну та безпечну роботу трансформаторної підстанції в стандартних умовах експлуатації, необхідно здійснити перевірку відповідності обраної номінальної потужності трансформаторів вимогам щодо допустимих тривалих перевантажень. Для цього здійснюється аналіз працездатності обладнання на відповідність критеріям експлуатації згідно з

вимогою [8]:

$$\frac{S_P}{n S_H} \leq k_C \quad (2.12)$$

де S_H – номінальне значення потужності встановлених силових трансформаторів, кВА;

S_P – розрахункова потужність трансформаторної підстанції, кВА;

k_C – коефіцієнт, що враховує припустимі значення тривалих систематичних перевантажень згідно з нормативним джерелом [8].

$$k_c = k_{cm} - \alpha (t_n - t_{nm}) \quad (2.13)$$

$$k_c = 1,65 - 0,92 \cdot 10^{-2} \cdot (10,2 - (-10)) = 1,4;$$

$$\frac{335}{2 \cdot 160} = 1,04 < 1,4, \text{ умова (2.12) виконується.}$$

Основні технічні характеристики силових трансформаторів, які заплановано до монтажу, представлені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні параметри силового трансформатора ТМ-160

Тип	S_H , кВА	U_H , кВ		Втрати, Вт		u_x , %	Маса
		ВН	НН	P_x	P_k		
ТМ-160/6	160	6,0	0,4	390	2650	4,5	945

2.6. Розрахунок перерізу кабелів напругою 0,4 кВ

При визначенні перерізу провідників кабельної лінії розрахунок робочих струмів у режимі тривалої експлуатації здійснюється за допомогою наступної формули [8]:

$$I_{Pi} = \frac{P_{Pi} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{нм} \cdot \cos \varphi_i}, \quad (2.14)$$

де I_{Pi} - розрахунковий струм на i -й ділянці електричної мережі, вимірюється в амперах, А;

P_{Pi} - навантаження, що припадає на i -ту ділянку лінії, Вт;

$U_{нм}$ - номінальна напруга електричної мережі, В.

Величину розрахункового тривалого допустимого струму нагріву провідників обчислюють за формулою:

$$I_{д.р.і} = \frac{I_{Pi}}{K_\theta}, \quad (2.15)$$

де K_θ – коефіцієнт, який враховує реальну температуру навколишнього середовища:

$$K_\theta = \sqrt{\frac{\theta_{тр.доп} - \theta_{навк.}}{\theta_{тр.доп} - \theta_{он.}}}, \quad (2.16)$$

де $\theta_{тр.доп}$ – гранична температура, до якої дозволено тривалий нагрів ізоляції кабелю, °С;

$\theta_{навк.}$ – поточне значення температури повітря в робочому середовищі, °С;

$\theta_{он.}$ – стандартна температура зовнішнього середовища, прийнята для умов нормального функціонування провідників, °С.

Розрахунок необхідного перерізу кабельної продукції здійснюється на основі критерію, зазначеного у джерелі [8]:

$$I_{тр.доп.каб.} \geq I_{д.р.і}, \quad (2.17)$$

де $I_{тр.дон.каб.}$ – допустиме значення струму навантаження для кабелю в умовах тривалої експлуатації, А.

Як приклад, розглянемо процедуру підбору кабельної лінії для ділянки КЛ-1. Розрахунок струму, що протікає в стабільному робочому режимі, виконується згідно з наступним співвідношенням:

$$I_{р1-III} = \frac{71 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,92} = 117,4 \text{ А}$$

Щоб обчислити коефіцієнт, що враховує вплив температурних умов навколишнього середовища K_θ , необхідно визначити максимально допустиму температуру нагріву провідника, яка згідно з джерелом [8] становить $\theta_{тр.дон} = 65^\circ\text{C}$.

Показник фактичної температури зовнішнього повітря $\theta_{навк.}$ для найбільш несприятливого періоду в межах Сумської області приймається згідно з нормативом [8], яке становить $\theta_{навк.} = 39^\circ\text{C}$.

Нормативна температура навколишнього середовища, яка застосовується для розрахунків, становить стандартне значення $\theta_{он.} = 15^\circ\text{C}$ згідно з джерелом [8].

Відповідно за виразом (2.16):

$$K_\theta = \sqrt{\frac{65 - 39}{65 - 15}} = 0,72$$

Скориговане значення тривалого допустимого струму нагріву:

$$I_{д.р.i} = \frac{117,4}{0,72} = 163 \text{ А}$$

Відповідно до рекомендацій, наведених у джерелі [9], для прокладання на відрізок 1–ТП КЛ-1 обираємо кабель марки ААБл із чотирма жилами перерізом по 70 мм² (4×70).

Допустимий струм тривалої дії для цього типу кабелю становить відповідне нормативне значення $I_{тр.дон.каб.} = 184 А$.

Далі перевіряємо відповідність розрахункових параметрів умові (2.17):

$$184 А > 163 А.$$

Отримане значення задовольняє вимогу, отже, умова вважається виконаною.

Розрахунок струмів та підбір відповідних типів кабельної продукції для решти ділянок мережі здійснюється за тим самим алгоритмом. Зведені результати виконаних обчислень і вибору кабелів наведено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5. – Розрахунок струмів та вибір кабелів для ТП

Відрізок мережі	$P_{Pi}, А$	$I_{Pi}, А$	$I_{д.р.і}, А$	Характеристика кабелю			
				Марка та переріз жил	$I_{тр.дон.каб.}, А$	$\rho, Ом/км$	
						r_{0i}	x_{0i}
Кабельна лінія №1							
1-ТП	71	117,4	163	ААБл (4х70)	184	0,443	0,061
Кабельна лінія №2							
6–5	32,8	56,1	77,9	ААБл (4х25)	102	1,24	0,066
5–4	80,2	140,2	194,8	ААБл (4х95)	219	0,326	0,06
4–3	101,1	174,8	242,7	ААБл (4х120)	248	0,258	0,06
3–2	104,3	180,3	250,4	ААБл (4х150)	281	0,206	0,059
2–1	120,7	206,3	286,5	ААБл (4х185)	314	0,167	0,059
1-ТП	130,5	223,0	309,8	ААБл (4х185)	314	0,167	0,059
Кабельна лінія №3							
3–2	14,6	25,2	35,1	ААБл (4х16)	79	1,94	0,068
2–1	49,9	88,3	122,6	ААБл (4х35)	126	0,89	0,064
1-ТП	54,1	95,7	132,9	ААБл (4х50)	153	0,62	0,063

Кабельна лінія №4							
7–6	10	17,9	24,9	ААБл (4x16)	79	1,94	0,068
6–5	15,4	28,6	39,7	ААБл (4x16)	79	1,94	0,068
5–4	17,2	31,5	43,8	ААБл (4x16)	79	1,94	0,068
4–3	20,2	37,5	52,0	ААБл (4x16)	79	1,94	0,068
3–2	38,5	67,3	93,5	ААБл (4x25)	102	1,24	0,066
2–1	51,5	88,0	122,3	ААБл (4x35)	126	0,89	0,064
1-ТП	54,5	93,1	129,4	ААБл (4x50)	153	0,62	0,063
Кабельна лінія №5							
5–4	52,4	92,7	128,7	ААБл (4x50)	153	0,62	0,063
4–3	54,2	94,8	131,6	ААБл (4x50)	153	0,62	0,063
3–2	56	97,9	136,0	ААБл (4x50)	153	0,62	0,063
2–1	57,8	101,1	140,4	ААБл (4x50)	153	0,62	0,063
1-ТП	70,8	122,4	170,0	ААБл (4x70)	184	0,443	0,061

2.7. Розрахунок струмів КЗ в електричних мережах

Згідно з технічними вимогами до кабельних трас, необхідно виконати обчислення струмів короткого замикання – як однофазного, так і трифазного типу. Це потрібно для перевірки працездатності елементів захисту, а також для оцінки термічної витривалості обраних типів кабелів [8].

У якості прикладу проведемо розрахунок для ділянки кабельної мережі КЛ №3.

Схематичне зображення розрахункової моделі та її еквівалентної заміни подано на рисунку 2.6 та рисунку 2.7. Точки, у яких здійснюється визначення значень струмів короткого замикання, вказані на схемі рис. 2.7.

Однофазний струм короткого замикання обчислюється для найвіддаленішої точки КЗ, оскільки саме вона створює найгірші умови для роботи захисту.

Розрахунок трифазних струмів короткого замикання виконується для всіх характерних точок мережі, що дає змогу перевірити відповідність усіх ділянок трас по термічній стійкості, особливо в місцях зміни перерізів провідників.

Використовуючи методику, наведену в [8], значення струмів короткого замикання визначаємо за відповідною формулою:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_{m.k.}}{3} + z_n}, \quad (2.18)$$

де U_ϕ – фазна напруга, В;

$z_{m.k.}$ – повний опір трансформатора, що бере участь у процесі короткого замикання на корпус, Ом;

z_n – опір контуру петлі «фаза-нуль», Ом.

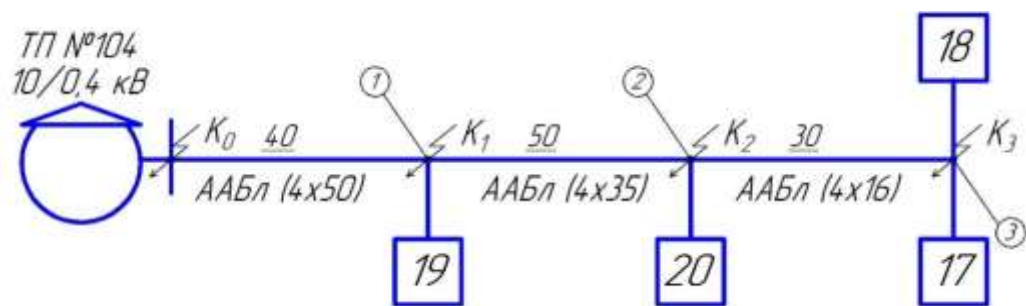


Рис. 2.6. Схематичне зображення розрахункової кабельної лінії №3

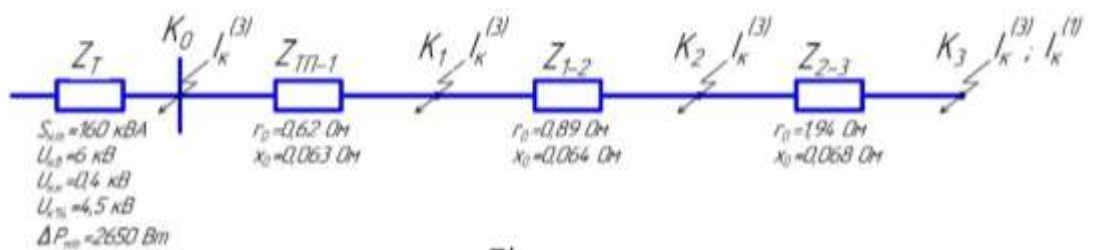


Рис. 2.7. Еквівалентна схема кабельної лінії №3

Орієнтовне значення повного опору трансформатора під час короткого замикання на корпус можна обчислити за допомогою наступної формули:

$$\frac{z_{m.к}}{3} = \frac{26}{S_{н.м.}}, \quad (2.19)$$

де $S_{н.м.}$ – номінальна повна потужність трансформаторного обладнання, кВА.

Значення повного електричного опору петлі «фаза – нуль» визначається наступним чином:

$$z_n = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n r_{ni}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n x_{ni}\right)^2}, \quad (2.20)$$

де $\sum_{i=1}^n r_{ni}$ – загальна величина активного опору, що складається з опорів усіх

складових елементів петлі, Ом;

$\sum_{i=1}^n x_{ni}$ – сукупне значення індуктивного (реактивного) опору елементів

ланцюга, Ом.

$$\sum_{i=1}^n r_{ni} = \sum_{i=1}^n l_i (r_{0\phi i} + r_{0ni}); \quad (2.21)$$

$$\sum_{i=1}^n x_{ni} = \sum_{i=1}^n l_i (x_{0\phi i} + x_{0ni}), \quad (2.22)$$

де l_i – протяжність i -ої секції кабельної траси, км;

$r_{0\phi i}, r_{0ni}$ – питомий активний опір фазних і нульових жил на відповідному відрізьку, Ом/км;

$x_{0\phi i}, x_{0ni}$ – питомий індуктивний опір фазних і нульових провідників для даної ділянки, Ом/км.

$$\sum_{i=1}^n r_{n3-III} = 0,04(0,62 + 0,62) + 0,05(0,89 + 0,89) + 0,03(1,94 + 1,94) = 0,26 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=1}^n x_{n3-III} = 0,04(0,063 + 0,063) + 0,05(0,064 + 0,064) + 0,03(0,068 + 0,068) = 0,016 \text{ Ом}$$

$$z_n = \sqrt{0,26^2 + 0,016^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Розраховане значення струму однофазного короткого замикання в контрольній точці КЗ становить:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{220}{\frac{26}{160} + 0,26} = 521,3 \text{ А}$$

Величини струмів трифазного короткого замикання, розраховані для відповідних контрольних точок, мають наступні значення:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} \sqrt{(\sum_{i=1}^n r_{\kappa})^2 + (\sum_{i=1}^n x_{\kappa})^2}}, \quad (2.23)$$

де $U_{\text{л}}$ – лінійне значення напруги, В;

$\sum_{i=1}^n r_{\kappa}, \sum_{i=1}^n x_{\kappa}$ – повна величина опору в трифазному контурі короткого

замикання, яка включає як активну, так і реактивну складову, Ом.

$$\sum_{i=1}^n r_{\kappa} = r_T + \sum_{i=n-1}^n r_{\phi i}; \quad (2.24)$$

$$\sum_{i=1}^n x_k = x_T + \sum_{i=n-1}^n x_{\phi i}; \quad (2.25)$$

де r_T, x_T – активна та реактивна компоненти повного опору силового трансформатора при виникненні трифазного короткого замикання, Ом;

$r_{\phi i}, x_{\phi i}$ – відповідно активна і реактивна складові опору кабельної лінії до місця виникнення аварійного струму, Ом.

Значення параметрів силового трансформатора розраховуються за такими формулами:

$$z_T = \frac{u_{K\%} \cdot U_{л}^2}{100 S_{HT}}; \quad (2.26)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_{MT} \cdot U_{л}^2}{S_{HT}^2}; \quad (2.27)$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (2.28)$$

де $u_{K\%}$ – відсоткове значення напруги КЗ трансформатора, %;

ΔP_{MT} – потужність втрат при короткому замиканні, кВт.

$$z_T = \frac{4,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 160000} = 0,045 \text{ Ом}; r_T = \frac{2650 \cdot 400^2}{16000^2} = 0,017 \text{ Ом};$$

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

Значення електричних опорів кабельної ділянки визначаються наступним чином::

$$\sum_{i=n-1}^n r_{\phi_{III-3}} = 0,04 \cdot 0,62 + 0,05 \cdot 0,89 + 0,03 \cdot 1,94 = 0,13 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=n-1}^n x_{\phi_{III-3}} = 0,04 \cdot 0,063 + 0,05 \cdot 0,064 + 0,03 \cdot 0,068 = 0,008 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=n}^n r_{\kappa_{III-3}} = 0,017 + 0,13 = 0,147 \text{ Ом}$$

$$\sum_{i=n}^n x_{\kappa_{III-3}} = 0,042 + 0,008 = 0,05 \text{ Ом}$$

У результаті, величина трифазного струму короткого замикання в точці КЗ обчислюється за формулою:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{0,147^2 + 0,05^2}} = 1270 \text{ А}$$

Значення розрахункових струмів короткого замикання для інших контрольних точок кабельної лінії №3 наведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. – Обчислені значення струмів короткого замикання для кабельної лінії №3

Струми КЗ	Точки КЗ			
	К ₀	К ₁	К ₂	К ₃
$I_{\kappa}^{(1)}, \text{А}$	-	-	-	521,3
$I_{\kappa}^{(3)}, \text{А}$	5138	2789	1849	1270

2.8. Розрахунок падіння напруги на відрізках кабельних ліній

Розрахунок падіння напруги на відрізках кабельних ліній з напругою 0,4 кВ здійснюється за формулою, наведеною у джерелі [8]:

$$\Delta U_{i\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{Pi} \cdot l_i \cdot (r_0 \cos \varphi_i + x_0 \sin \varphi_i)}{U_n} \quad (2.34)$$

Загальна величина падіння напруги в електричній мережі від трансформаторної підстанції до кожного споживача обчислюється за такою формулою:

$$\Delta U_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta U_i \quad (2.35)$$

Допустимий рівень падіння напруги в мережі має відповідати таким вимогам:

$$\Delta U_{\Sigma} \leq \Delta U_{\text{дон}} \quad (2.35)$$

У разі невідповідності умові (2.35) слід збільшити переріз кабелю.

Проведемо розрахунок падіння напруги на кабельних ділянках, що виходять від трансформаторної підстанції. Обчислення виконуються за допомогою таблиць. Отримані результати наведені в таблиці 2.7.

Таблиці 2.7 – Розрахунок втрат напруги в кабельних лініях

Відрізок мережі	I_{Pi} , А	Довжина, км	Кабель	ρ , Ом/км		Втрати напруги в мережі	
				r_{0i} , Ом	x_{0i} , Ом	На ділянках, ΔU_i , %	Від ТП ΔU_{Σ} , %
Кабельна лінія №1							
1-ТП	117,4	0,025	ААБл (4x70)	0,443	0,061	0,0055	0,0055

Кабельна лінія №2							
6-5	56,1	0,04	ААБл (4x25)	1,24	0,066	0,0110	0,0761
5-4	140,2	0,06	ААБл (4x95)	0,326	0,06	0,0114	0,0651
4-3	174,8	0,03	ААБл (4x120)	0,258	0,06	0,0058	0,0537
3-2	180,3	0,05	ААБл (4x150)	0,206	0,059	0,0100	0,0479
2-1	206,3	0,04	ААБл (4x185)	0,167	0,059	0,0075	0,0380
1-ТП	223,0	0,18	ААБл (4x185)	0,167	0,059	0,0305	0,0292
Кабельна лінія №3							
3-2	25,2	0,03	ААБл (4x16)	1,94	0,068	0,0057	0,0303
2-1	88,3	0,05	ААБл (4x35)	0,89	0,064	0,0152	0,0246
1-ТП	95,7	0,040	ААБл (4x50)	0,62	0,063	0,0094	0,0094
Кабельна лінія №4							
7-6	17,9	0,015	ААБл (4x16)	1,94	0,068	0,0019	0,0804
6-5	28,6	0,05	ААБл (4x16)	1,94	0,068	0,0101	0,0784
5-4	31,5	0,020	ААБл (4x16)	1,94	0,068	0,0045	0,0684
4-3	37,5	0,02	ААБл (4x16)	1,94	0,068	0,0053	0,0639
3-2	67,3	0,03	ААБл (4x25)	1,24	0,066	0,0097	0,0586
2-1	88,0	0,04	ААБл (4x35)	0,89	0,064	0,0125	0,0489
1-ТП	93,1	0,11	ААБл (4x50)	0,62	0,063	0,0364	0,0364
Кабельна лінія №5							
5-4	92,7	0,05	ААБл (4x50)	0,62	0,063	0,0113	0,0454
4-3	94,8	0,02	ААБл (4x50)	0,62	0,063	0,0047	0,0341
3-2	97,9	0,015	ААБл (4x50)	0,62	0,063	0,0036	0,0294
2-1	101,1	0,05	ААБл (4x50)	0,62	0,063	0,0125	0,0258
1-ТП	122,4	0,06	ААБл (4x70)	0,443	0,061	0,0133	0,0133

Перевірка за умовою (2.35) показала, що сумарне падіння напруги на всіх розглянутих ділянках (див. табл. 2.7) не перевищує допустимий ліміт, який дорівнює 5% [3].

Виходячи з отриманих результатів, можна зробити висновок, що вибрані на початковому етапі розрахунку марки та перерізи кабелів для всіх ділянок залишаються оптимальними та не потребують коригування.

3. ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

3.1. Вибір комплектної трансформаторної підстанції

Проектування електричної частини трансформаторної підстанції починається з вибору схеми первинних кіл комутації, яка є ключовим етапом для забезпечення надійності, безпеки та ефективності роботи підстанції. При цьому враховуються особливості експлуатації, технічні характеристики обладнання, а також вимоги до резервування і можливості обслуговування.

Якщо споживач відноситься до першої категорії по надійності, це накладає особливі вимоги на вибір схеми первинних кіл комутації трансформаторної підстанції. Перша категорія по надійності передбачає безперебійне електропостачання, що є критичним для роботи споживача, тому схема комутації повинна забезпечувати максимально можливий рівень резервування та швидке відновлення електроживлення у разі відмови будь-якого елемента мережі. Для цього застосовуються схеми з дублюванням комутаційних пристроїв, наприклад, з використанням кільцевих або двоконтурних систем, які дозволяють перенаправити потік електроенергії при виході з ладу однієї з ліній або трансформаторів. Також у схемі враховують наявність резервних трансформаторів та автоматичних систем управління і захисту, що забезпечують оперативне перемикання без втрати живлення.

У результаті, проектування первинних кіл для споживачів першої категорії орієнтується на максимальну надійність, мінімізацію простоїв і безперервність електропостачання, що відповідає високим вимогам безпеки і експлуатаційної стабільності.

Таким чином, для електропостачання частини вулиці Г. Кондратьєво приймаємо комплектну двотрансформаторну підстанцію кіоскового типу серії 2КТП-160/10/0,4 (рис. 3.1). Технічні характеристики КТП наведені в таблиці 3.1.



Рис. 3.1. Комплектна двотрансформаторна підстанція кіоскового типу серії 2КТП-160/10/0,4

Таблиця 3.1. – Технічні параметри 2КТП-160/10/0,4

Основні	
Країна виробник	Україна
Тип трансформатора	Понижуючий
Рід установки	Відкрите повітря
Конструкція трансформаторної підстанції	Кіоскова
Кількість трансформаторів в станції	2
Потужність трансформатора	160 кВА
Номінальна напруга на стороні вищої напруги	10 кВ
Номінальна напруга на стороні нижчої напруги	0.4 кВ
Спосіб приєднання станції до мережі	Тупикова
Термін служби	25 років
Кількість фаз	3
Частота струму	50 Гц
Ступінь захисту IP	54
Вага	4500 кг

3.2. Розробка схеми первинних кіл комутації

Схема первинних кіл комутації повинна забезпечувати мінімальні втрати енергії, дозволяти оперативне включення та відключення трансформаторів, а також гарантувати безпечне розділення навантажень у разі аварійних ситуацій. Вибір конкретної схеми залежить від потужності підстанції, типу навантажень, а також від умов розміщення та взаємозв'язку з іншими елементами електричної мережі.

Крім того, важливо передбачити можливість модернізації та розширення підстанції без значних змін у первинній схемі, що забезпечить гнучкість у подальшій експлуатації. Таким чином, підхід до вибору схеми первинних кіл комутації ґрунтується на комплексному аналізі технічних, економічних і експлуатаційних факторів для створення оптимального рішення.

Принципова електрична схема первинних кіл комутації наведена на рис. 3.2.

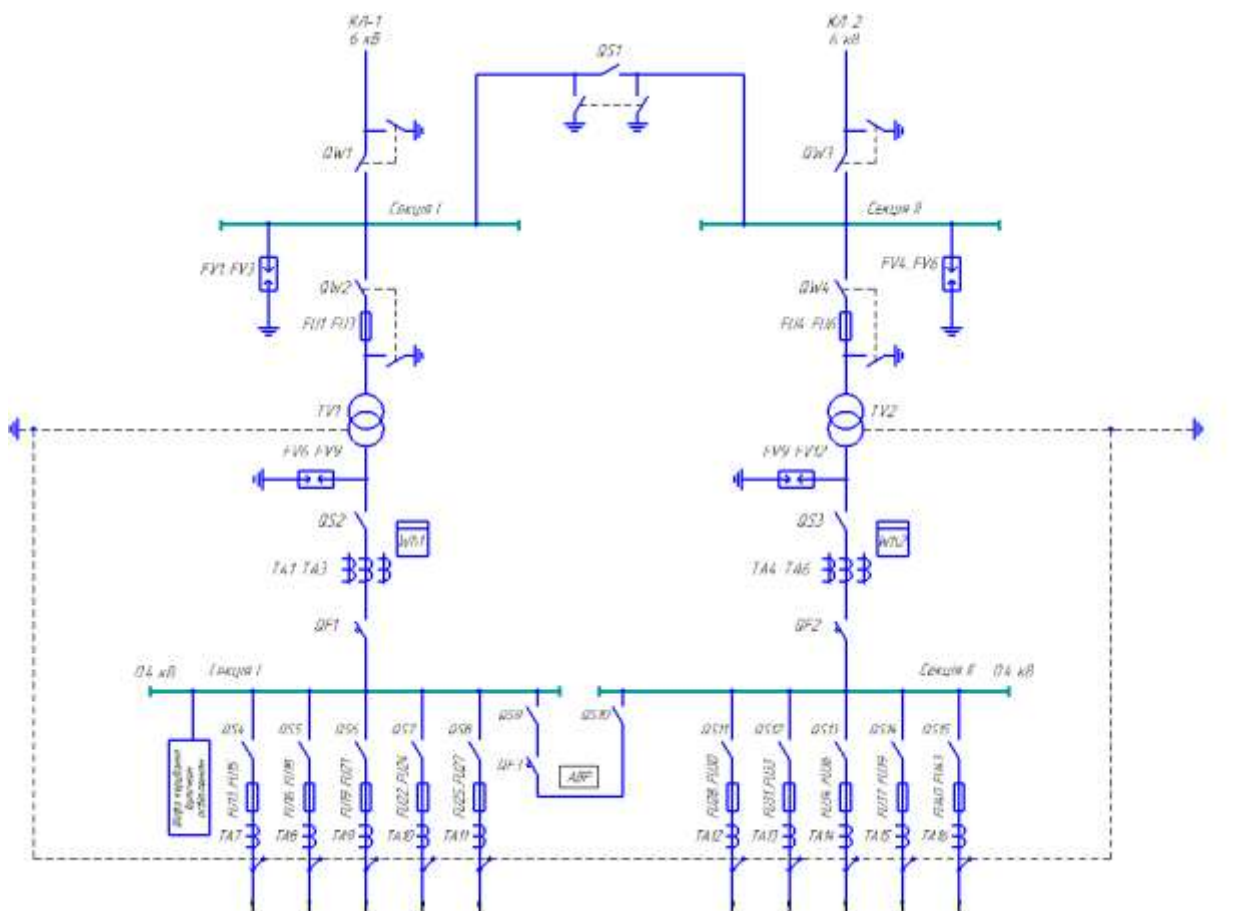


Рис. 3.2. Кола первинної комутації 2КТП-160/10/0,4

3.3. Вибір електричного обладнання КТП

При виборі електричного обладнання для трансформаторної підстанції враховуються параметри навантаження, категорія надійності електропостачання, умови експлуатації та вимоги до безпеки. У цьому випадку передбачається встановлення комплектної трансформаторної підстанції (КТП), що постачається як єдиний заводський виріб, укомплектований усім необхідним електротехнічним обладнанням.

Такий підхід забезпечує зручність монтажу, скорочення строків будівництва, узгодженість між складовими елементами та відповідність сучасним технічним стандартам. Вся апаратура, що входить до складу КТП, виготовлена з урахуванням вимог до надійності, енергоефективності та безпеки обслуговування.

Перелік і тип основного електричного обладнання, що входить до складу комплектної підстанції, наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. – Перелік і тип основного електричного обладнання, що входить до складу комплектної підстанції 2КТП-160/10/0,4

№ з/п	Тип електротехнічного обладнання	Одиниці виміру	К-ть
1	Комплектна трансформаторна підстанція 2КТП-160/10/0,4	комплект	1
2	Металевий будиночок	шт	1
3	Трансформатор силовий ТМ-160/10-У1 10/0,4 У/У _Н -0	шт	2
4	Комірка КСО-393-03	шт	4
5	Металоконструкція КСО 1900x800x800	шт	1
6	Вимикач навантаження ВНА-6/630-20- П-П-200У3	шт	2

7	Привід ПР-10	шт	1
8	Комірка КСО-393-04	шт	2
9	Металоконструкція КСО 1900x800x800	шт	1
10	Вимикач навантаження ВНАп- 10/400-20-П-200	шт	1
11	Привід ПР-10	шт	2
12	Запобіжник Пт-011-10-16У3	шт	3
13	Трансформатор ТОЛУ 10/5 кл 0,5s/10р	шт	2
14	Шина алюмінієва	комплект	1
15	Комірка КСО-393-11	шт	2
16	Металоконструкція КСО 1900x800x800	шт	1
17	Роз'єднувач РВЗ 10/630 III	шт	1
18	Трансформатор НТМІ-10	шт	1
19	Запобіжник ПН-011-10	шт	3
20	Панель РУ-0,4 кВ ввідно- розподільна	шт	2
21	Металоконструкція 1900x700x600	шт	1
22	Роз'єднувач РЕ19-37 400А	шт	1
23	Автоматичний вимикач ВА88-35 Ін 250 А	шт	2

4. ТЕХНОЛОГІЧНА КАРТА МОНТАЖУ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

4.1. Послідовність виконання робіт із монтажу кабельної траси

Процес організації підземного монтажу кабельних ліній виконується поетапно [12-16], а саме:

- визначення маршруту укладання кабелю та його узгодження з відповідними службами;
- нанесення розмітки і виконання розбивки лінії на місцевості;
- копання траншеї необхідної глибини;
- укладання на дно траншеї шару м'якого ґрунту або піску, що не містить каміння;
- встановлення захисних труб (у випадку, коли передбачено їх використання проектом);
- приймання траншеї до монтажу кабельної продукції;
- підготовка кабелю до прокладання;
- безпосереднє укладання кабелю (або протягування в труби, якщо передбачено);
- підготовка і монтаж з'єднувальних муфт;
- засипання кабелю шаром піску або м'якої землі без сторонніх включень;
- виконання захисного укриття з використанням цегли або плит із азбоцементу;
- укладання попереджувальної сигнальної стрічки (за наявності у проєктній документації);
- оформлення актів виконання робіт прихованого типу;
- перевірка працездатності кабельної лінії та остаточне засипання траншеї ґрунтом.

4.2. Вибір маршруту для підземного укладання кабельних ліній

Раціональне визначення напрямку прокладання кабелю безпосередньо впливає на обсяг інвестицій, необхідних для зведення лінії, а також на стабільність та тривалість її експлуатації.

Під час розміщення кабельної мережі в ґрунті поруч із діючими інженерними комунікаціями або конструктивними об'єктами, а також при проходженні біля споруд, необхідно дотримуватися мінімально допустимих інтервалів відповідно до нормативів [16-18]:

- відстань між паралельно прокладеними кабелями напругою до 10 кВ має становити не менше 0,1 м;
- інтервал від лінії 35 кВ – щонайменше 0,25 м;
- за наявності одночасної прокладки силового кабелю (до 10 кВ) із контрольним – між ними необхідно залишити щонайменше 0,1 м, а з лінією зв'язку – понад 0,5 м;
- мінімальна дистанція від лісових масивів – 3 м, від стовбурів дерев – 2 м, а від чагарникових насаджень – 0,75 м (див. рис. 4.1);
- між основою будівлі або технічного об'єкта та кабелем слід витримувати 0,6 м (див. рис. 4.2);
- від кабелю до трубопроводу, каналізаційної або дренажної системи, водопроводу чи газогону низького або середнього тиску – не менше 1 м (див. рис. 4.3);
- для тепломереж або газових магістралей високого тиску – не менше 2 м (див. рис. 4.4);
- у разі прокладання поруч із залізничними коліями – не менше 10,75 м (див. рис. 4.5);
- кабельна лінія повинна бути розташована щонайменше на 1 м від краю дорожнього полотна та на 1,5 м від бордюрного каменю (див. рис. 4.6);
- інтервал до крайніх проводів повітряних магістралей 110 кВ має бути не менше 10 м (див. рис. 4.7);

- до опор ЛЕП до 1 кВ — не менш ніж 1 м (див. рис. 3.8);
- у місцях перетину траси (див. рис. 4.9 та 4.10) – необхідно забезпечити всі регламентовані технічні вимоги згідно з чинними нормами.

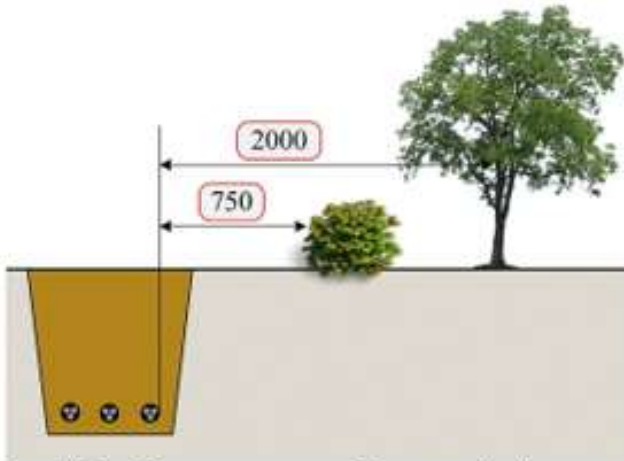


Рис. 4.1. – Прокладання кабельної лінії поряд з чагарниками та деревами

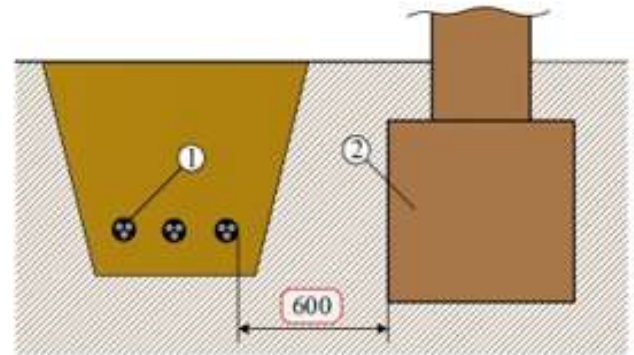


Рис. 4.2. – Прокладання кабельної лінії поряд з фундаментами будівель: 1 – кабельна лінія до 10 кВ; 2 - фундаменти

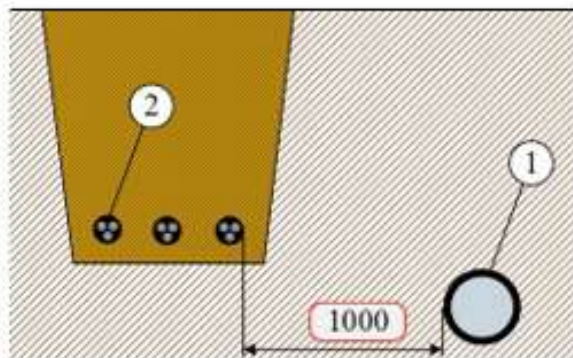


Рис. 4.3. – Прокладання кабельної лінії поряд з трубопроводами, каналізацією, газопроводом низьких та середніх тисків (паралельно): 1 – трубопроводи; 2 – кабельна лінія до 10 кВ

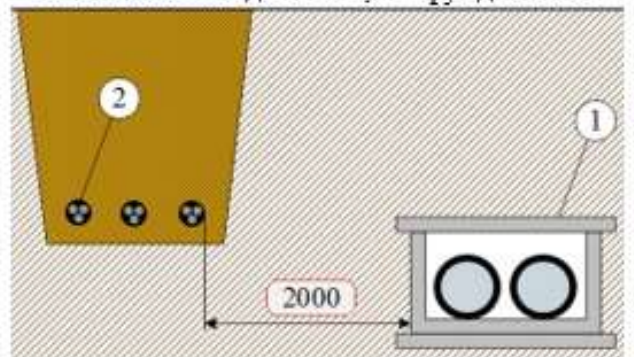


Рис. 4.4. – Прокладання кабельної лінії поряд з теплотрасою та газопроводом високих тисків (паралельно): 1 – лотки; 2 – кабельна лінія до 10 кВ

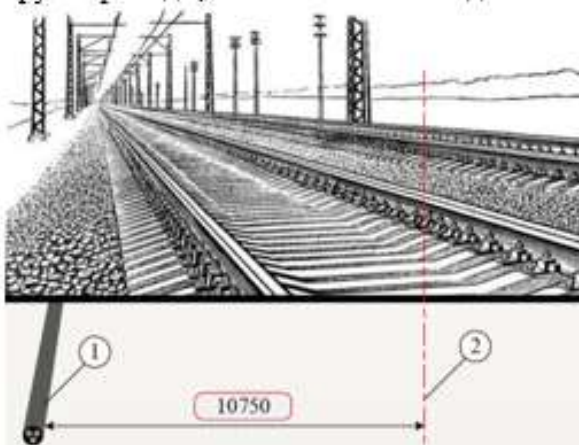


Рис. 4.5. – Прокладання кабельної лінії поряд з електричними залізничними дорогами (паралельно): 1 – кабельна лінія до 10 кВ; 2 – голівка рельсового шляху

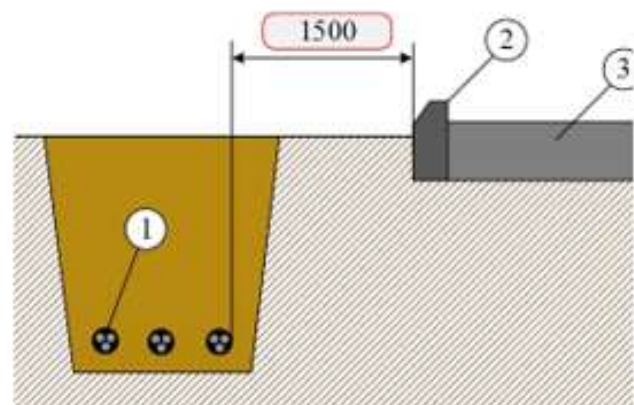


Рис. 4.6. – Прокладання кабельної лінії поряд з автомобільними шляхами (паралельно): 1- атошлях; 2 – бордюр; 3 – кабельна лінія до 10 кВ

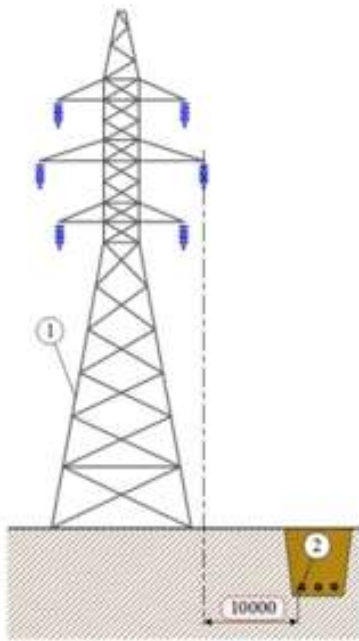


Рис. 4.7. – Прокладання кабельної лінії поряд з ПЛЛ 110 кВ (паралельно): 1 – опори повітряної лінії; 2 – кабельна лінія до 10 кВ



Рис. 4.8. – Прокладання кабельної лінії поряд з ПЛЛ до 1 кВ (паралельно): 1 – опори повітряної лінії; 2 – кабельна лінія до 10 кВ

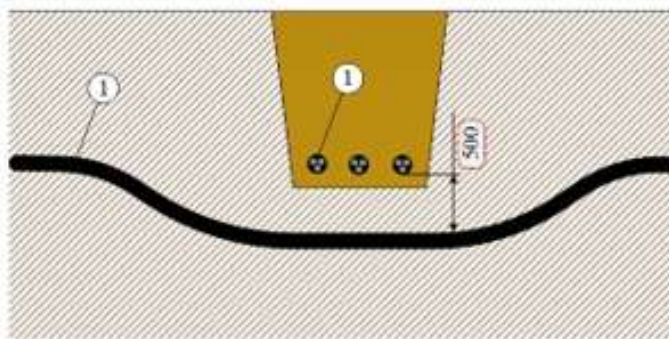


Рис. 4.9. – Перетинання кабельних ліній напругами до 10 кВ: 1 – кабельна лінія

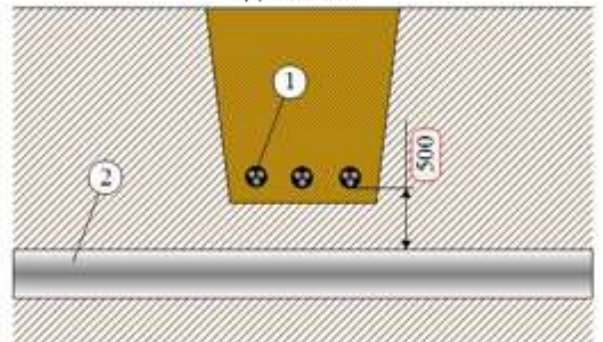


Рис. 4.10. – Перетинання кабельної лінії поряд з водопроводами та газопроводом: 1 – кабельна лінія до 10 кВ; 2 – трубопроводи

4.3. Позначення маршруту та визначення конфігурації кабельної траси

Нанесення та закріплення напрямку підземної кабельної траси виконується згідно з проєктною документацією. Для цього вздовж осьової лінії майбутньої траншеї, а також у місцях її повороту встановлюють спеціальні розмітки у вигляді кілочків. На прямих відрізках вони розміщуються приблизно кожні 50 метрів. Такі орієнтири надалі використовуються для точного визначення меж земляних робіт (див. рис. 4.11).

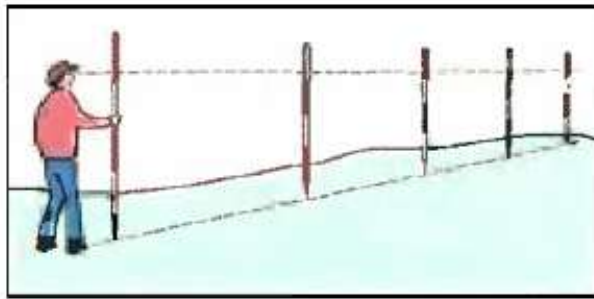


Рис. 4.11. Маркування та розміщення маршруту для підземного укладання кабелю

Розташування існуючих підземних мереж визначається на основі проєктної документації або шляхом виявлення спеціалізованими детекторами, такими як кабелешукачі.

У зонах з крутим рельєфом, зокрема на обривах, підйомах і спусках з кутами нахилу в межах $30\text{--}45^\circ$, прокладання траншей слід реалізовувати у формі ламаних ліній (зигзагів). Допустимий лінійний зсув від запроєктованої осі не повинен перевищувати 1,5 метра на кожні 5 метрів прямолінійної ділянки (рис. 4.12). У районах із згаданим нахилом рекомендовано застосовувати кабелі з класичним типом захисної броні. Якщо ж кут перевищує 45° , необхідно використовувати продукцію з дротяним посиленням оболонки.

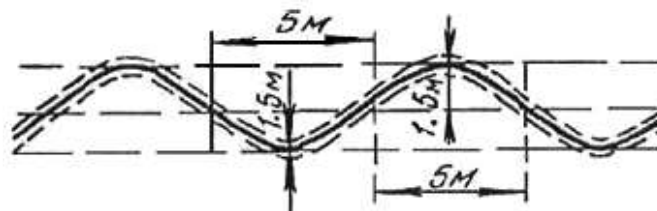


Рис. 4.12. Варіант облаштування траншеї та укладання кабелю на підйомах і спусках

Під час визначення маршруту прокладання підземного кабелю слід дотримуватись ряду технічних вимог:

– у місцях, де передбачено перетинання вулиць, підземні комунікації повинні проходити під прямим кутом до осі дороги. У випадку, коли це

неможливо реалізувати технічно, дозволяється невелике відхилення, але не більше 45° від нормального напрямку;

– переходи через залізничні колії мають виконуватись під прямим кутом до напрямку руху;

– якщо маршрут проходить через озеленені зони – сквери, парки або сади – розмітка здійснюється лише за участі фахівців, відповідальних за догляд за насадженнями. Важливо максимально зберегти рослинність і обирати трасу з найменшим можливим втручанням у зелену інфраструктуру.

4.4. Підготовка траншеї для прокладання кабелів

Земляні роботи, необхідні для формування траншеї під укладання кабельної продукції, повинні виконуватись із використанням механізованого обладнання. Використання ручного інструменту доцільне лише при обмеженому обсязі задач, у зонах із складним доступом, а також при доведенні габаритів розкопу до проектних значень [5, 6].

До початку робіт обов'язковим є отримання дозволів на проведення розкопок. У разі, якщо траса проходить через охоронні території, керівник робіт зобов'язаний провести інструктаж для відповідальних працівників – бригадирів та операторів техніки – із роз'ясненням порядку дій, демонстрацією маршруту прокладки на кресленнях і на місцевості, а також із визначенням зон, де забороняється використання екскаваторів або вібраційного обладнання.

При наявності перетинів з іншими підземними інженерними мережами використання спецтехніки дозволено на відстані не ближче ніж 2 м від стін траншеї та не ближче 1 м від верхньої точки труб, кабелів чи інших комунікацій. Залишки ґрунту після роботи техніки повинні розчищатись вручну, без застосування ударного інструменту, щоб уникнути пошкоджень існуючих мереж.

Якщо кабельна траншея прокладається в місцях, де вже знаходяться існуючі комунікації, які недостатньо чітко відображені на робочих кресленнях,

перед початком копання необхідно перевірити точне розташування цих мереж відносно запланованої траси. Для цього по всій довжині розміченої траси роблять пробні розкопки довжиною близько одного метра вздовж осі майбутньої траншеї. У разі, коли підземні комунікації проходять паралельно з наміченою трасою, пробні ямки копають перпендикулярно до неї через кожні 20 метрів. Розкопки таких ямок проводять у присутності представників організацій, що відповідають за обслуговування існуючих інженерних мереж.

Якщо розкопування виконується вручну, траншеї роблять з нахилом бокових стінок, що полегшує роботи і запобігає осипанню ґрунту. Ширина траншей у верхній частині визначається кутом природного схилу стінок і глибиною. При прокладанні одного або двох кабелів кут нахилу має становити приблизно 0,3–0,45 м у нижній частині та 0,4–0,5 м зверху.

Допускається рити траншеї з вертикальними стінками без додаткових укріплень, якщо глибина не перевищує 1 метр у насипному або піщаному ґрунті при природній вологості; до 1,25 м – у супіщаних та глинистих ґрунтах; і до 1,5 м – у глині.

Перед початком робіт із розмічених ділянок слід очистити їх від сторонніх предметів, тимчасових споруд, будівельного сміття, каміння та асфальту. Асфальтовані ділянки розрізають зубилом по ширині траншеї.

Для забезпечення вільного проходу по краях траншеї ґрунт вивозять на одну сторону на відстань не менше 0,3 м, а будівельні відходи, бруківку та інше сміття – на протилежну сторону не ближче ніж 1 м (див. рис. 4.13).

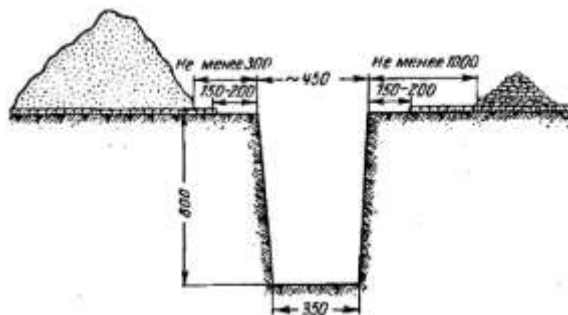


Рис. 4.13. Схематичне зображення розташування ґрунту під час риття траншеї для прокладання кабелю

Після завершення копання траншей дно вирівнюють та очищують від каміння й гравію. Якщо прокладка кабельної лінії відбувається у кам'янистому ґрунті, то дно траншеї засипають шаром піску або розпушеного ґрунту завтовшки не менше 100 мм.

4.5. Приймання траншей перед прокладанням кабелю

При прийманні земляних робіт контролюють:

- наявність усієї необхідної технічної документації;
- якість ґрунту та рівень його ущільнення;
- форму, розташування земляних споруд і відповідність розмірів, відміток та нахилів проектній документації.

При здачі земляних робіт надаються:

- відомості про постійні репери та геодезичний акт розбивки споруд;
- робочі креслення із підтвердженням внесених змін у проект;
- журнали робіт;
- акти огляду прихованих робіт;
- результати лабораторних досліджень ґрунту та застосованих матеріалів для насипів і укріплення схилів.

Акти приймання-здачі повинні включати перелік використаних документів, інформацію про топографічні, гідрогеологічні та ґрунтові умови виконання робіт, рекомендації щодо експлуатації обладнання в особливих умовах, а також перелік недоробок, що не впливають на роботу, з вказівкою термінів їх усунення.

Після завершення земляних робіт майстер ретельно перевіряє дно траншей на відсутність сміття, товщину піщаних або м'яких підсипок, заміряє глибину кожні 5–6 метрів, порівнює форму траншей із проектом, оцінює стан бічних стінок і за відсутності зауважень дає дозвіл на прокладання кабелю.

4.6. Транспортування кабелю та його підготовка до прокладання

Під час транспортування кабелів, змотаних на барабани, потрібно дотримуватися таких вимог [7, 8]:

- кабельні барабани, що перевозяться вантажівками, мають бути надійно закріплені та зафіксовані, щоб запобігти їх перекочуванню в кузові;
- кожен барабан необхідно окремо фіксувати у кузові;
- слід забезпечити безпечний розподіл ваги у кузові вантажного автомобіля, іноді для цього потрібні спеціальні кріплення;
- при завантаженні всі барабани слід підіймати, категорично забороняється їх катати або втовкувати в кузов;
- під час вантажно-розвантажувальних робіт для кабельних барабанів потрібно використовувати рекомендовані схеми стропування (див. рис. 4.14);
- не дозволяється падіння барабанів з кабелем;
- барабани слід встановлювати так, щоб їх вісь була паралельна землі, а фланці – вертикальні;
- заборонено скидати барабани з кузова або іншого транспортного засобу при навантаженні.

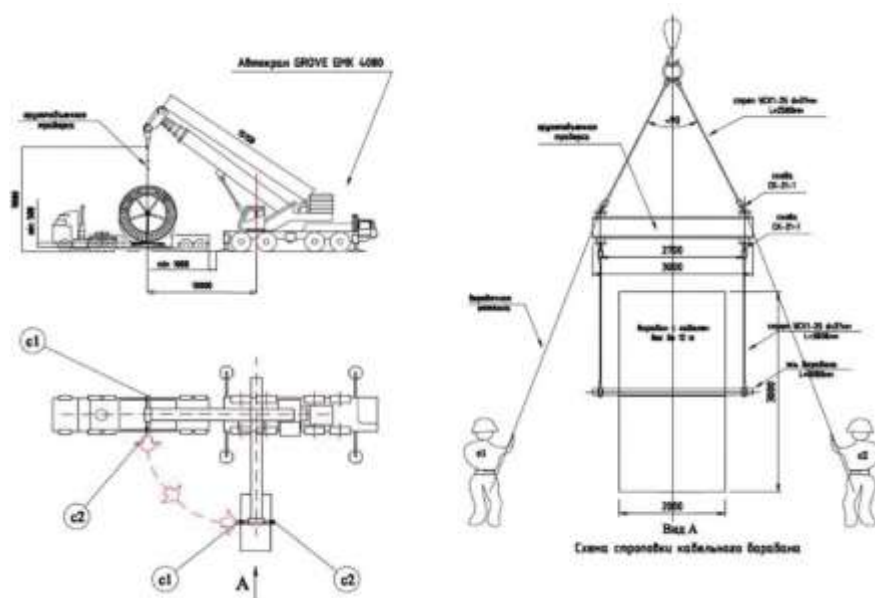


Рис. 4.14. Схемне зображення стропування і завантаження барабана з кабелем

Прокладання розвантажених кабелів, які не пройшли вхідний контроль якості, суворо заборонено.

4.7. Перевірка кабелів перед монтажем і прокладанням

Перед початком прокладання кабельної лінії необхідно провести випробування опору ізоляції жил. Кабелі зв'язку, окрім перевірки опору ізоляції, також підлягають контролю на наявність обривів та замикань між жилами та металевою оболонкою, оскільки під час транспортування ізоляція може бути пошкоджена.

Для вимірювання опору ізоляції використовують мегаомметри, а отримані результати порівнюють з нормативними значеннями, встановленими для конкретного виду кабелів при температурі 20 °С. Опір ізоляції вважається задовільним, якщо його величина дорівнює або перевищує нормативний рівень.

Після завершення електричних випробувань жила кабелю обрізається, а металева захисна оболонка на барабані повинна бути герметично запаена. Кінці кабелів з неметалевою оболонкою ретельно ізолюють, використовуючи ПВХ-стрічки або інші захисні матеріали, щоб уникнути проникнення вологи під оболонку.

4.8. Прокладання кабелів у траншеях

Прокладання кабелю в траншеї здійснюється з дотриманням встановлених норм та правил для забезпечення цілісності кабелю і безпеки експлуатації. Кабелі акуратно розміщують у підготовленій траншеї, уникаючи перегинів, перекручувань та механічних пошкоджень.

Для захисту кабелю часто використовують шар піску або дрібного ґрунту, яким засипають дно траншеї перед укладанням кабелю, а після прокладання – покривають ним кабель, щоб запобігти контакту з камінням або іншими твердими предметами.

При прокладанні в траншеї необхідно також забезпечити правильний кут вигину кабелю, що не перевищує нормативних значень, і уникати натягів. Кабель не повинен знаходитися під надмірним механічним навантаженням.

Після укладання кабелю на нього можуть покласти захисні елементи — наприклад, плити, щоб запобігти пошкодженню при подальших земляних роботах або навантаженнях зверху.

Далі кабель засипають шаром дрібного ґрунту або піску, який повинен бути без каменів та інших твердих включень, після чого прокладають попереджувальні сигнальні стрічки для позначення місця знаходження кабелю.

Всі роботи з прокладання кабелю в траншеї необхідно виконувати акуратно, щоб уникнути порушення ізоляції та механічних пошкоджень. Після завершення укладання і засипання траншеї проводять перевірку положення кабелю відповідно до проектної документації.

У разі прокладання декількох кабелів у траншеї необхідно дотримуватись відстаней між ними, рекомендованих нормами, щоб уникнути перегріву та електромагнітних впливів.

Заключним етапом є засипання траншеї ґрунтом і відновлення покриття поверхні згідно з вимогами благоустрою.

4.9. Позначення маршрутів та маркування кабелю

Позначення трас і маркування кабелів є важливими складовими процесу прокладання кабельних ліній, що забезпечують правильну ідентифікацію кабелів і їх подальшу експлуатацію.

Для позначення трас прокладання використовують спеціальні сигнальні стрічки, які укладають над кабелем у траншеї. Ці стрічки мають яскравий колір (часто червоний) і містять напис, що попереджає про наявність підземних комунікацій. Це допомагає уникнути випадкового пошкодження кабелю при проведенні земляних робіт у майбутньому.

Маркування кабелів здійснюється безпосередньо на самих кабелях за

допомогою спеціальних етикеток, бирок або безпосереднім нанесенням інформації на оболонку кабелю. Маркування включає інформацію про тип кабелю, його номер, дату виготовлення, а також інші технічні характеристики, які полегшують ідентифікацію і обслуговування кабелю.

Правильне маркування і позначення трас сприяє безпечній експлуатації, швидкому пошуку пошкоджень і проведенню ремонтних робіт.

4.10. Засипання траншей після прокладання кабелів

Засипання траншей кабельних ліній – це заключний етап прокладання кабелю, що забезпечує захист кабелів та стабільність укладання.

Перед засипанням необхідно переконатися, що кабель правильно укладено, а дно траншеї очищене від каменів і гострих предметів. Під кабель можна насипати шар піску або дрібного ґрунту товщиною не менше 10 см, щоб запобігти механічним пошкодженням.

Засипати траншею слід поетапно, використовуючи дрібнозернистий ґрунт без каміння. Перший шар засипки ущільнюють вручну або механічно, уникаючи утворення порожнин і пошкоджень кабелю. Далі траншею засипають основним ґрунтом, який також ущільнюють для запобігання просіданню.

На верхній шар траншеї укладають захисні елементи – це можуть бути спеціальні сигнальні стрічки або плити, які попереджають про наявність кабелю під землею. Важливо дотримуватися рекомендацій щодо товщини та якості шару засипки, щоб забезпечити довговічність і безпеку кабельної лінії..

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Організація роботи з охорони праці при виконанні робіт з монтажу кабельних ліній. Організація роботи з охорони праці при виконанні робіт з монтажу кабельних ліній базується на чіткій системі управління, яка включає планування, фінансування та контроль за виконанням заходів, спрямованих на забезпечення безпеки працівників. Планування заходів з охорони праці здійснюється заздалегідь, із врахуванням специфіки монтажних робіт, небезпек, що можуть виникати, та необхідності створення безпечних умов праці. Фінансування цих заходів передбачає виділення необхідних коштів для придбання засобів індивідуального захисту, організації навчання, а також забезпечення санітарно-побутового обладнання [19].

Умови колективного договору, зокрема розділ, що стосується охорони праці, детально регламентують обов'язки роботодавця щодо забезпечення безпеки праці, визначають права та обов'язки працівників у цьому напрямку. Особлива увага приділяється організації навчання персоналу. Наявність розроблених програм навчання, інструкцій з охорони праці, а також ведення журналів реєстрації інструктажів забезпечують систематичне ознайомлення робітників з вимогами безпеки. Протоколи атестації підтверджують відповідність знань працівників та їх готовність безпечно виконувати монтажні роботи.

Забезпечення спеціальним одягом та засобами індивідуального захисту проводиться у суворій відповідності до нормативних вимог і характеру робіт, що виконуються. Крім того, важливим є санітарно-побутове забезпечення, що створює комфортні умови для працівників і знижує ризики професійних захворювань. Відповідальність посадових осіб за охорону праці чітко прописана в нормативній документації підприємства: керівники несуть персональну відповідальність за організацію безпечного робочого процесу, своєчасне проведення навчань, забезпечення необхідними засобами захисту, а також контроль за дотриманням норм охорони праці на кожному етапі монтажних

робіт. Така комплексна система дозволяє мінімізувати ризики травматизму і забезпечує ефективний контроль за охороною праці під час монтажу кабельних ліній.

Потенційні небезпеки при виконанні робіт. При виконанні робіт з монтажу кабельних ліній існує низка потенційних небезпек, які можуть загрожувати здоров'ю та життю працівників. Перш за все, це ризик ураження електричним струмом через роботу з підключеними або пошкодженими кабелями, особливо якщо не дотримуються заходи безпеки при роботі з електрообладнанням. Також можливі механічні травми – порізи, забої, удари або розтягнення, що виникають при роботі з інструментами, важким обладнанням або під час підйому та переміщення кабелів.

Іншою загрозою є падіння з висоти, що особливо актуально при монтажі кабельних ліній на опорах або в умовах підвищеної висоти. Пошкодження ізоляції кабелів або неправильне їх розміщення може призвести до коротких замикань, пожеж або вибухів. Крім того, існує ризик травмування через неправильне використання або відсутність засобів індивідуального захисту, а також вплив несприятливих погодних умов, які можуть погіршувати умови роботи і підвищувати ймовірність нещасних випадків.

Не менш небезпечними є і психологічні фактори, такі як перевтома, недотримання режиму відпочинку, що знижують увагу та підвищують ризик помилок. Всі ці потенційні небезпеки вимагають ретельного контролю і дотримання встановлених норм охорони праці для запобігання аваріям і забезпечення безпеки працівників.

Рекомендації щодо впровадження безпечних і здорових умов праці. Для впровадження безпечних і здорових умов праці при монтажі кабельних ліній важливо розробити комплексний підхід, який охоплює як технічні, так і організаційні заходи. Насамперед необхідно забезпечити своєчасне і якісне проведення навчання працівників з охорони праці, що включає інструктажі, тренінги та перевірку знань. Важливо регулярно оновлювати інструкції та методичні матеріали з урахуванням змін у технологіях та нормативних вимогах.

Необхідно організувати системний контроль за станом робочого обладнання, інструментів і спецодягу, своєчасно проводити їхнє технічне обслуговування та заміну. Забезпечення працівників високоякісними засобами індивідуального захисту, зокрема рукавицями, касками, захисними окулярами і взуттям, є обов'язковим для мінімізації ризиків травматизму. Впровадження чітких процедур безпечного виконання робіт, зокрема правил роботи з електроустаткуванням і організації робочих місць, сприяє зниженню кількості нещасних випадків.

Також важливо створити сприятливі санітарно-побутові умови: забезпечити доступ до чистої питної води, гігієнічних приміщень та зони відпочинку, що допомагає підтримувати фізичний і психологічний стан працівників. Регулярний медичний огляд і моніторинг здоров'я співробітників дозволяє виявляти професійні захворювання на ранніх стадіях і запобігати їх розвитку. Крім того, керівництво повинно підтримувати культуру безпеки, заохочуючи працівників дотримуватися норм охорони праці і негайно повідомляти про небезпечні ситуації. Впровадження цих рекомендацій сприятиме створенню безпечного робочого середовища і збереженню здоров'я працівників.

Висновки. Організація роботи з охорони праці при виконанні монтажних робіт кабельних ліній є ключовим фактором забезпечення безпеки працівників та ефективності виробничого процесу. Система управління охороною праці, що включає планування, фінансування, навчання, забезпечення спецодягом і засобами індивідуального захисту, а також контроль і відповідальність посадових осіб, створює умови для мінімізації ризиків травматизму. Впровадження комплексних заходів, спрямованих на підвищення культури безпеки, систематичне навчання персоналу та забезпечення комфортних санітарно-побутових умов, сприяє створенню здорового і безпечного робочого середовища. Це не лише знижує ймовірність нещасних випадків, але й підвищує продуктивність праці, зміцнює відповідальність і дисципліну серед працівників.

6. ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА

Вступ. Екологічна безпека є невід'ємною складовою будь-якого інженерного проєкту, зокрема в сфері електропостачання. У процесі модернізації та розвитку електричних мереж особливого значення набуває оцінка впливу на навколишнє середовище, що дозволяє забезпечити збалансоване поєднання технічного прогресу та екологічної відповідальності. У розділі розглянуто екологічні аспекти, пов'язані з організацією електропостачання частини м. Суми із застосуванням кабельних ліній електропередачі. Аналіз враховує особливості конструкції та експлуатації кабельних ліній, рівень електромагнітного випромінювання, використання матеріалів, а також можливі ризики для довкілля на етапах будівництва та експлуатації мереж..

Вплив. Незважаючи на очевидні переваги кабельних ліній електропередачі порівняно з повітряними (зменшення візуального забруднення, підвищення надійності), їх використання все ж супроводжується певним негативним впливом на навколишнє середовище, здоров'я людей, а також флору і фауну.

Під час будівництва кабельних трас відбувається значне втручання в природний ландшафт: проводяться земляні роботи, знімається родючий шар ґрунту, що може призвести до його деградації та порушення структури. Це, у свою чергу, спричиняє зниження біорізноманіття в зоні прокладання кабелю та загибель рослинності. Тварини, які мешкають у межах будівельного майданчика, змушені покидати свої природні середовища, що порушує екологічний баланс.

Під час експлуатації кабельні лінії можуть створювати локальне нагрівання ґрунту, що також впливає на мікрофлору та розвиток рослин у безпосередній близькості до кабелю. Крім того, постійне електромагнітне поле, хоч і менше за інтенсивністю, ніж у повітряних ліній, може мати довготривалий вплив на живі організми, спричиняючи зміни у фізіологічних процесах окремих видів.

Для людини основним фактором ризику є тривалий вплив електромагнітного випромінювання, особливо у випадках, коли траси

прокладені поблизу житлових або громадських будівель. І хоча рівень випромінювання не перевищує допустимі норми, постійна дія навіть слабких полів може мати кумулятивний ефект на здоров'я – сприяти підвищеній втомлюваності, головному болю, а у вразливих групах населення – загостренню хронічних хвороб.

Заходи. Для мінімізації негативного впливу кабельних ліній електропередачі на довкілля, людей, флору та фауну необхідно впроваджувати комплекс заходів на етапах проектування, будівництва та експлуатації. На етапі проектування доцільно здійснювати попередню екологічну оцінку території, обираючи маршрути прокладання трас з урахуванням мінімального втручання в природні екосистеми, уникнення перетину з охоронюваними зонами, водними об'єктами, місцями гніздування птахів або проживання рідкісних видів. Слід передбачати захисні зони навколо кабельних ліній та використовувати екрани для зменшення електромагнітного впливу поблизу житлових будинків.

Під час будівництва важливо дотримуватись технологій мінімального розриву (наприклад, горизонтально-направлене буріння в екологічно чутливих районах), здійснювати рекультивацію ґрунту, висаджувати рослинність на порушених ділянках, вивозити будівельні відходи відповідно до норм та запобігати забрудненню ґрунтів і води. На етапі експлуатації рекомендується проводити моніторинг електромагнітного фону, температури ґрунту та стану навколишнього середовища в зоні проходження кабельної лінії. Систематичне обстеження технічного стану лінії дозволяє вчасно виявляти несправності, що можуть призвести до витоків теплоізоляційної рідини або коротких замикань з подальшим пошкодженням навколишнього середовища.

Висновки. Використання кабельних ліній електропередачі має певний екологічний вплив, однак за умови дотримання сучасних технологічних та екологічних вимог його можна істотно зменшити. Раціональне планування, контроль за станом мереж та виконання природоохоронних заходів забезпечують безпечну інтеграцію таких систем у міське середовище.

7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

У сучасних умовах ефективне функціонування системи електропостачання є необхідною умовою стабільного розвитку міської інфраструктури. В умовах зростання електроспоживання, підвищення надійності та безпеки постачання електроенергії стає пріоритетним завданням для енергокомпаній, зокрема таких, як АТ «Сумиобленерго». Одним із кроків у цьому напрямку є реалізація проєкту з реконструкції системи електропостачання частини міста Суми. Метою проєкту є оновлення морально та фізично зношених елементів мережі, зменшення технологічних втрат електроенергії, підвищення ефективності експлуатації та забезпечення сталого енергопостачання споживачів.

Визначення капіталовкладень здійснюється з урахуванням вартості обладнання, матеріалів, будівельно-монтажних робіт та інших супутніх витрат. Розрахунок наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1. – Капіталовкладення

№	Найменування	Кількість	Одиниця виміру	Орієнтовна ціна за одиницю, грн	Загальна вартість, грн
1	Комплектна трансформаторна підстанція 2КТП-160/10/0,4	1	шт	480 000	480 000
2	Кабель ААБл 4х16	155	м	160	24 800
3	Кабель ААБл 4х25	90	м	180	16 200
4	Кабель ААБл 4х35	150	м	200	30 000
5	Кабель ААБл 4х50	195	м	230	44 850
6	Кабель ААБл 4х70	105	м	260	27 300
7	Кабель ААБл 4х95	85	м	300	25 500
8	Кабель ААБл 4х120	92	м	330	30 360
9	Кабель ААБл 4х150	43	м	370	15 910
10	Кабель ААБл 4х185	205	м	410	84 050
11	З'єднувальні та відгалужувальні муфти	25	шт	2 000	50 000

12	Монтажні роботи (в середньому 25% від матеріалів)	-	-	-	705 000
	Разом				1 534 970
	Загальні капіталовкладення з монтажем				2 239 970

Реконструкція системи електропостачання дозволить зменшити тривалість та кількість аварійних відключень та збільшити кількість відпущеної електроенергії споживачам.

Економія за рахунок зменшення тривалості відключень [20]:

$$E_{\text{екон_відкл}} = P \cdot (t_{\text{до}} - t_{\text{після}}) \cdot C_{\text{ел}}, \quad (7.1)$$

де P – потужність навантаження, кВт;

$t_{\text{до}}$ – тривалість відключень до реконструкції, год/рік;

$t_{\text{після}}$ – тривалість відключень після реконструкції, год/рік;

$C_{\text{ел}}$ – вартість 1 кВт·год електроенергії, грн.

$$E_{\text{екон_відкл}} = 301,5 \cdot (10 - 7) \cdot 6 = 301,5 \cdot 3 \cdot 6 = 5427 \text{ грн / рік.}$$

Економія за рахунок зменшення втрат електроенергії:

$$E_{\text{екон_втрати}} = E_{\text{річне}} \cdot \Delta L \cdot C_{\text{ел}}, \quad (7.2)$$

де $E_{\text{річне}}$ – річне споживання електроенергії, кВт·год;

ΔL – питома зниження втрат (у частках одиниці, напр. 0,10 для 10%).

$$E_{\text{екон_втрати}} = 1320645 \cdot 0,10 \cdot 6 = 132065 \cdot 6 = 792390 \text{ грн / рік.}$$

Загальна річна економія:

$$E_{\text{екон}} = E_{\text{екон_відкл}} + E_{\text{екон_втрати}}. \quad (7.3)$$

$$E_{\text{екон}} = 5427 + 792390 = 797817 \text{ грн / рік.}$$

Термін окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{I}{E_{\text{екон}}}, \quad (7.4)$$

де I – капіталовкладення (інвестиції), грн.

$$T_{\text{ок}} = \frac{2239970}{797817} \approx 2,81 \text{ років.}$$

Зведена таблиця основних показників для базового та проєктного варіантів реконструкції системи електропостачання наведена в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2. – Зведена таблиця основних показників

Показник	Базовий варіант	Проектний варіант
Потужність навантаження, кВт	301,5	301,5
Тривалість відключень, год/рік	10	7
Річне споживання, кВт·год	1320645	1320645
Питоме зниження втрат	-	10 %
Вартість електроенергії, грн	6	6
Капіталовкладення, грн	-	2239970
Економія за рахунок зменшення відключень, грн/рік	-	5427

Економія за рахунок зменшення втрат, грн/рік	-	792390
Загальна річна економія, грн/рік	-	797817
Термін окупності, років	-	2,81

Висновок. Проведений аналіз показав, що реконструкція системи електропостачання частини міста Суми дозволить значно покращити якість та надійність електропостачання за рахунок зменшення тривалості відключень на 30% та зниження втрат електроенергії на 10%.

В результаті реалізації проєкту очікується річна економія електроенергії у розмірі близько 798 тисяч гривень, що складається з економії за рахунок зменшення тривалості відключень (5,4 тис. грн/рік) та за рахунок зниження втрат (792,4 тис. грн/рік).

Загальні капіталовкладення у реконструкцію становлять близько 2,24 млн грн. Розрахований термін окупності проєкту становить 2,8 роки, що є прийнятним і відповідає вимогам ефективності інвестицій.

ВИСНОВКИ

Робота присвячена реконструкції системи електропостачання частини міста Суми з урахуванням сучасних технічних вимог та специфіки АТ «Сумиобленерго».

В ході дослідження проведено комплексний аналіз району електропостачання, враховано кліматичні особливості регіону та існуючий стан електричних мереж.

На основі отриманих даних розроблено оптимальну систему електропостачання, що включає визначення електричних навантажень, трасування кабельних ліній низької напруги та вибір відповідної потужності трансформаторних підстанцій. Зокрема, загальна встановлена потужність трансформаторної підстанції становить 2x160 кВА, що відповідає прогнозованому навантаженню. Використано кабелі типу ААБл з перерізом від 16 до 185 мм², що забезпечує надійність передачі електроенергії з урахуванням мінімальних втрат напруги (падіння напруги не перевищує нормативних 5%). Розрахунки струмів короткого замикання підтвердили відповідність вибраного обладнання вимогам безпеки та забезпечують захист від аварійних режимів.

Розроблена технологічна карта монтажу кабельних ліній детально описує послідовність виконання робіт, починаючи від вибору маршруту до завершального етапу – засипання траншей. Включені рекомендації щодо підготовки, транспортування та перевірки кабелів, що сприяє підвищенню якості монтажу і мінімізації можливих пошкоджень. Всі роботи виконуються відповідно до вимог охорони праці, що забезпечує безпечні умови для персоналу.

В роботі також розглянуті питання екології, охорони праці та економічного обґрунтування реконструкції.

Загальні капіталовкладення у реконструкцію становлять близько 2,24 млн грн. Розрахований термін окупності становить 2,8 роки, що є прийнятним і відповідає вимогам ефективності інвестицій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДНАОП 0.00-1.32-01 Правила будови електроустановок. Правила користування електричною енергією. Укрархбудінформ. – К.: 2001
2. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Форт, 2017. – 760 с.
3. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Від 25.07.2006 Затв. Наказ Мінпалива № 258 (Із змінами та доповнення у відповідності до наказів Міненервугілля України № 91 від 13.02.2012 № 905 від 16.11.2012 № 273 від 16.05.2013).
4. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності
5. СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК Укренерго.
6. ГО «Еколтава». «Оцінка вразливості до зміни клімату Сумської міської територіальної громади та рекомендації з адаптації громади. 2022. – 88 с.
7. Яковлев В. Ф., Смоляров Г. А. Основи електропостачання. Методичні вказівки до курсового проекту «Електропостачання населеного пункту» для студентів ОС «Бакалавр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» - Суми: СНАУ, 2018. – 43 с.
8. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., – К.: Компринт, 2021. – 497с.
9. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум: навчальний посібник / Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, В. А. Давиденко, М. М. Євсюк – Луцьк: ВП ЛНТУ, 2022.– 244с.
10. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521 с
11. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. – 479 с.

12. Ципленков Д. В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д. В. Ципленков, П. Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика. - 2015. - № 1. - С. 77–82.
13. Бабюк, С. М., & Комарський, В. В. (2017). Зменшення втрат електроенергії в комунальній мережі міста. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 92-92.
14. Бабюк С. , Клебан К. , Танасійчук В. Шляхи підвищення надійності електропостачання // Зб. наук. праць / Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя. Тернопіль, 2021. С. 61.
15. Горбовий О., Камишлов В., Горюк А. Дослідження ефективних методів монтажу електрообладнання електроустановок як запорука якості експлуатації та виробництва біоенергетичних установок. Бюлетень «DAK GPS»: «Альтернативні джерела енергії в контексті розвитку зеленої економіки» Вип.1. м.Кам'янець-Подільський, ЗВО «ПДУ», 2022. С.40-41.
16. Prabasa, R., Arsyad, M. I., & W, F. T. P. (2023). STUDY OF ELECTRICAL INSTALLATION PLANNING AT THE GENERAL HOSPITAL IN BENGKAYANG DISTRICT. Telecommunications Computers and Electricals Engineering Journal, 1(1), 1. <https://doi.org/10.26418/telectrical.v1i1.69798>.
17. Li, Y., Jiang, L., Xie, M., Yu, J., Qian, L., Xu, K., Chen, M., & Wang, Y. (2024). Advancements and challenges in power cable laying. Energies, 17(12), 2905.
18. Qin, T.; Geng, F.; Bai, S.; Shao, B.; Lu, R.; Yang, Z. Study on Laying Method of Trenchless Channel for Power Cables. In Proceedings of the 2nd International Civil Engineering and Architecture Conference, (CEAC 2022).
19. Основи охорони праці: Навчальний посібник / За ред.. проф.. В.В. Березуцького. – Х.: Факт, 2005 – 480с.
20. Журило, І. В., & Полтавець, М. М. (2017). Економіка та організація виробництва: Методичні вказівки до вивчення курсу для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Кропивницький: ЦНТУ.

ДОДАТКИ