

**Реконструкція системи електропостачання частини м. Ромни Сумської області з розробкою технологічної карти ТП 10/04 кВ**

Здобувач групи ЕТЕС 2301 с.т.  
Дипломний керівник проєкту

Плохута Е. О.  
Савойський О. Ю.

## АНОТАЦІЯ

**Плохута Едуард Олександрович.** Реконструкція системи електропостачання частини м. Ромни. Сумської області з розробкою технологічної карти ТП 10/04 кВ.

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

Кваліфікаційний проєкт присвячений реконструкції системи електропостачання частини міста Ромни Сумської області з розробкою детальної технологічної карти монтажу комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 10/0,4 кВ. У роботі проведено всебічний аналіз існуючої системи електропостачання району, що включає визначення основних категорій споживачів, оцінку їх електричних навантажень, а також розрахунок центру навантажень та трасування повітряних ліній напругою 0,38 кВ.

Для забезпечення надійності та підвищення якості електропостачання запропоновано застосування комплектної трансформаторної підстанції 160/10/0,4 кВ кіоскового типу, а також використання опор типу СВ-95 і неізолюваних алюмінієвих проводів марок АС-25 та АС-50, що відповідають вимогам сучасних нормативів. Особлива увага приділена розробці технологічної карти монтажу, яка деталізує послідовність будівельно-монтажних робіт, підбір необхідного обладнання, організацію праці і заходи з охорони праці, що дозволить забезпечити якість, безпеку і ефективність виконання реконструкції.

**Ключові слова:** комплектна трансформаторна підстанція, технологічна карта монтажу, повітряні лінії 0,38 кВ, електричні навантаження, струми короткого замикання, апарати захисту, електроенергетична інфраструктура, енергоефективність, безпека електропостачання.

## ABSTRACT

**Plokhuta Eduard Oleksandrovysh.** Reconstruction of the power supply system in part of the city of Romny, Sumy Region, with the development of a technological map of the 10/04 kV transformer substation.

Qualification project 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.

Qualification Project is dedicated to the reconstruction of the power supply system for a part of the city of Romny, Sumy region, with the development of a detailed technological installation card for a 10/0.4 kV complete transformer substation (CTS). The work includes a comprehensive analysis of the existing power supply system in the area, which covers the identification of main consumer categories, assessment of their electrical loads, as well as calculation of the load center and routing of overhead power lines with a voltage of 0.38 kV.

To ensure reliability and improve the quality of power supply, the use of a 160/10/0.4 kV kiosk-type complete transformer substation is proposed, as well as the use of supports of type SV-95 and uninsulated aluminum conductors of grades AC-25 and AC-50 that meet current standards. Special attention is given to the development of the technological installation card, which details the sequence of construction and installation works, selection of necessary equipment, labor organization, and occupational safety measures, ensuring quality, safety, and efficiency in the reconstruction process.

**Keywords:** complete transformer substation, technological installation card, overhead lines 0.38 kV, electrical loads, short-circuit currents, protection devices, electric power infrastructure, energy efficiency, power supply safety.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	9
<b>1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ</b> .....	10
1.1. Загальна інформація про споживачів району електропостачання.....	10
1.2. Кліматичні умови м. Ромни .....	11
1.3. Існуючий стан системи електропостачання.....	12
1.4. Висновки та пропозиції.....	14
<b>2. РОЗРОБКА ПРОЄКТУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ</b> .....	16
2.1. Визначення електричних навантажень .....	16
2.2. Розрахунок центру електричних навантажень .....	17
2.3. Трасування ліній електропередачі.....	19
2.4. Визначення навантажень на ділянках ПЛ.....	20
2.5. Розрахунок потужності підстанції .....	27
2.6. Вибір трансформаторів та їх кількості.....	28
2.7. Розрахунок та вибір проводів ПЛ.....	30
<b>3. ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ</b> .....	32
3.1. Розробка схеми кіл первинних з'єднань ТП.....	32
3.2. Визначення струмів короткого замикання.....	33
3.3. Визначення розрахункових струмів на стороні НН та ВН трансформаторної підстанції .....	36
3.4. Вибір та перевірка апаратів захисту 0,4 кВ .....	37
<b>4. РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ КАРТИ МОНТАЖУ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ</b> .....	39
4.1. Призначення технологічної карти монтажу КТП.....	39
4.2. Перелік основної техніки та обладнання, необхідних для виконання монтажу .....	39
4.3. Список будівельних матеріалів .....	41
4.4. Розробка та опис принципової електричної схеми керування.....	42
4.5. Підготовка до виконання будівельно-монтажних робіт .....	43
4.6. Виконання монтажних робіт із встановлення фундаменту для комплектної трансформаторної підстанції.....	45

	8
4.7. Монтажні роботи.....	47
4.8. Включення підстанції в мережу .....	49
<b>5. ОХОРОНА ПРАЦІ .....</b>	<b>51</b>
<b>6. ЕКОЛОГІЯ .....</b>	<b>55</b>
<b>7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ .....</b>	<b>57</b>
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>60</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....</b>	<b>61</b>

## ВСТУП

Електропостачання є ключовою ланкою в забезпеченні стабільної життєдіяльності населених пунктів, оскільки від його надійності та якості залежить безперебійна робота промислових підприємств, об'єктів соціальної інфраструктури, комунального господарства та комфорт мешканців. У сучасних умовах зростання навантажень на електромережі, розширення міської інфраструктури, впровадження нових технологій і обладнання значно підвищуються вимоги до ефективності та безпеки функціонування систем електропостачання. Це особливо актуально для малих міст, таких як Ромни Сумської області, де електромережеве господарство часто залишається застарілим, а обладнання трансформаторних підстанцій має значний ступінь фізичного та морального зносу.

Існуючі системи електропостачання потребують глибокої реконструкції, оскільки їхній технічний стан уже не відповідає сучасним стандартам надійності та енергоефективності. Часті аварійні відключення, нестабільність напруги, високі технічні втрати електроенергії та обмежена можливість підключення нових споживачів – усе це вимагає комплексного технічного переоснащення елементів енергосистеми. Зокрема, реконструкція трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ є необхідним кроком для покращення електропостачання як у побутовому, так і в промисловому секторах.

Даний дипломний проєкт присвячено реконструкції системи електропостачання однієї з частин м. Ромни з розробкою технологічної карти трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. У проєкті проаналізовано технічний стан існуючої мережі, визначено її основні недоліки, а також обґрунтовано доцільність модернізації на основі сучасних технічних рішень. Запропоновано нову схему електропостачання із застосуванням сучасного високонадійного обладнання, яке відповідає чинним нормативам і забезпечує підвищений рівень енергоефективності та безпеки експлуатації.

## 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 1.1. Загальна інформація про споживачів району електропостачання

У межах даного проєкту розглядається частина м. Ромни Сумської області, яка включає дві вулиці – Мельникова та Академіка Йоффе (рис. 1.1). Цей район електропостачання характеризується наявністю як житлової, так і комерційної забудови, що зумовлює різноманітність споживачів електроенергії. Основу навантаження формують побутові споживачі, які проживають у приватних житлових будинках. Їх електроспоживання зосереджене переважно на забезпеченні освітлення, роботі побутових приладів, електричних систем опалення, водопостачання та інших стандартних потреб повсякденного життя.



Рис. 2.1. Схема на місцевості району електропостачання

Крім побутового сектора, в районі розташовано декілька об'єктів торговельно-господарського призначення, які також є активними споживачами

електроенергії. Серед них – продуктовий магазин, що обслуговує місцеве населення та потребує стабільного електроживлення для роботи холодильного обладнання; магазин побутової хімії, що має власні системи освітлення та обігріву; складська будівля з електроспоживанням, пов'язаним із навантажувально-розвантажувальними процесами; а також станція технічного обслуговування автомобілів, для якої характерне використання електрифікованого інструменту, освітлення майстерень та обладнання для обслуговування автотранспорту.

Споживачі району мають відмінні режими роботи та нерівномірний розподіл навантаження впродовж доби, що створює комбіноване навантаження на електромережу. Побутові абоненти формують пікові навантаження у вечірній час, тоді як комерційні об'єкти споживають найбільше електроенергії протягом робочого дня. Така структура навантаження вимагає стабільного та якісного електропостачання, а також створення умов для можливого зростання обсягів споживання в майбутньому у зв'язку з розвитком інфраструктури району.

## **1.2. Кліматичні умови м. Ромни**

Місто Ромни, розташоване в північно-східній частині України на території Сумської області, знаходиться у зоні помірно континентального клімату, який формується під впливом як морських, так і континентальних повітряних мас. Таке географічне положення обумовлює чітко виражену сезонність, що позначається на температурному режимі, рівні вологості та швидкості вітру впродовж року.

Зими в Ромнах зазвичай помірно холодні, з середніми температурами повітря в межах  $-4...-7$  °С, хоча в окремі періоди можливі сильні морози, коли температура опускається нижче  $-15$  °С. Сніговий покрив формується на початку зими і може зберігатися до початку березня, що створює додаткові навантаження на повітряні лінії електропередач та енергетичне обладнання через ожеледь, налипання мокрого снігу та вітер.

Весна характеризується поступовим підвищенням температури, активним таненням снігу, підвищеною вологістю повітря та частими змінами погодних умов. У цей період можливі грози й сильні дощі, що можуть впливати на роботу електричних мереж, особливо відкритих розподільчих пристроїв.

Літо в Ромнах тепле, іноді спекотне, із середніми температурами +20...+25 °С, у окремі дні – до +30 °С і вище. Рівень вологості помірний, переважають північно-західні та південно-західні вітри. У літній період можливі грози з поривчастим вітром, короткочасні зливи та локальні бурі, що створює ризики для роботи ліній електропередач, особливо в районах із недостатньо захищеною інфраструктурою.

Осінь починається з помірно теплої погоди, але поступово змінюється похолоданням, зростанням вологості повітря та збільшенням кількості опадів. Часті тумани, дощі та похмура погода створюють умови для підвищеного зволоження ізоляційних матеріалів, що впливає на електричну стійкість обладнання.

Загалом, кліматичні умови м. Ромни потребують врахування при проєктуванні, експлуатації та реконструкції систем електропостачання. Сезонні коливання температур, снігове навантаження, вплив вітрових навантажень та грозова активність визначають вимоги до вибору електротехнічного обладнання, захисної автоматики та технічних рішень щодо надійності та довговічності електричних мереж.

### **1.3. Існуючий стан системи електропостачання**

Система електропостачання району, що охоплює вул. Мельникова та Академіка Йоффе м. Ромни, перебуває у технічному стані, який не відповідає сучасним вимогам до надійності, безпеки та енергоефективності. Електромережа цього району була побудована багато років тому, і протягом тривалого часу не зазнавала суттєвої модернізації.

Живлення споживачі отримують від комплектної трансформаторної підстанції мачтового типу з потужністю трансформатора 100 кВА (рис. 1.2). КТП знаходиться в задовільному стані за рахунок виконання планового та якісного технічного обслуговування, але працює тривалий час із перевантаженням по потужності.



Рис. 1.2. Загальний вид існуючої КТП 10/0,4 кВ

Електропередача здійснюється повітряними лініями, які прокладені переважно по дерев'яних опорах. Частина з них укріплена залізобетонними приставками, встановленими в нижній частині конструкцій з метою продовження строку служби. Проте такі комбіновані рішення є тимчасовими заходами і не гарантують довготривалої експлуатаційної надійності. Дерев'яні опори зазнали значного зносу: спостерігається ураження грибок, тріщини, ослаблення стійкості внаслідок тривалого впливу вологи та перепадів температур. Це підвищує ризики аварій, особливо під час негоди або обледеніння.

Лінії електропередачі в існуючій мережі виконані неізолюваними проводами марки А, які виготовлені з алюмінію. Такі проводи мають низьку механічну міцність, схильність до провисання, а також втрату перерізу внаслідок

окислення. Їх використання у відкритих повітряних мережах супроводжується підвищеним рівнем втрат електроенергії, зростанням пожежонебезпеки та підвищеною вразливістю до зовнішніх чинників – гілок дерев, птахів, атмосферних явищ. У деяких місцях помітно механічні пошкодження, скручування та ненадійні з'єднання, що ще більше знижує загальну якість живлення.

Існуюча система не забезпечує належної напруги в години максимального навантаження, коли особливо зростає споживання електроенергії побутовими та комерційними споживачами. Зафіксовано часті скарги на просідання напруги, що створює проблеми у роботі холодильного, опалювального та комп'ютерного обладнання. Через відсутність елементів секціонування та сучасної комутаційної апаратури обслуговування мережі ускладнюється, а локалізація пошкоджень займає тривалий час.

#### **1.4. Висновки та пропозиції**

Аналіз технічного стану існуючої системи електропостачання частини міста Ромни, зокрема вулиць Мельникова та Академіка Йоффе, показав наявність значних проблем, пов'язаних із застарілими елементами мережі, які вже не відповідають сучасним вимогам щодо надійності, безпеки та якості електроенергії. Серед основних недоліків – використання старих неізольованих проводів марки А, часткове застосування дерев'яних опор з залізобетонними приставками, а також відсутність елементів автоматизованого контролю, що ускладнює експлуатацію.

Існуюча повітряна мережа створює підвищені технічні втрати, не забезпечує стабільної напруги в години пікового навантаження, що особливо критично для комерційних та побутових споживачів. Додатково, зношеність конструкцій підвищує ризики аварійних ситуацій та ускладнює планове обслуговування й локалізацію пошкоджень.

З метою покращення ситуації та забезпечення надійного енергопостачання пропонується виконати реконструкцію повітряних ліній із заміною старих неізолюваних проводів на нові сучасні неізолювані проводи типу А-50 або АС-50, які мають покращені електричні та механічні характеристики. Також доцільно повністю демонтувати дерев'яні опори та встановити нові залізобетонні опори відповідного типу.

Особливу увагу в рамках даного проєкту буде приділено розробці технологічної карти монтажу комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Це дозволить забезпечити чітке планування та поетапну організацію будівельно-монтажних робіт, підвищити рівень безпеки та якості виконання робіт, а також мінімізувати простой при впровадженні нових елементів мережі. Технологічна карта стане ключовим документом, що визначатиме логіку, послідовність та оптимальні технічні рішення при встановленні КТП.

Запропоновані заходи створять передумови для надійного, ефективного й перспективного розвитку системи електропостачання району, а також дозволять адаптувати інфраструктуру до зростаючих навантажень і вимог сучасних споживачів.

## 2. РОЗРОБКА ПРОЄКТУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 2.1. Визначення електричних навантажень

Для визначення розрахункових електричних навантажень, необхідних у процесі реконструкції системи електропостачання частини міста Ромни, було використано фактичні дані, надані Роменським районним відділенням енергомереж (РЕМ). Отримана інформація базується на результатах обстеження споживачів, аналізу щомісячних приєднаних потужностей та облікових даних щодо споживання електроенергії.

До складу споживачів належать як побутові абоненти, так і низка об'єктів малих комерційних підприємств, серед яких – продуктовий магазин, магазин побутової хімії, СТО та складська будівля. При розрахунках враховано характер навантаження, режим роботи кожного з об'єктів, а також тип і кількість встановленого електрообладнання.

Узагальнені розрахункові дані по електричних навантаженнях споживачів подано в таблиці 2.1. Вони слугуватимуть основою для подальшого вибору обладнання, розрахунку перерізів проводів, а також визначення потужності трансформаторної підстанції.

Таблиця 2.1. Дані по електричних навантаженнях споживачів

№ з/п	Найменування	$P_D, \text{кВт}$	$P_B, \text{кВт}$	$\cos \varphi_D$	$\cos \varphi_B$
1.1	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.2	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.3	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.4	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.5	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.6	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.7	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.8	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.9	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93

1.10	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.11	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.12	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.13	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.14	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.15	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.16	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.17	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.18	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.19	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
1.20	Група побутових споживачів	3,5	11,7	0,9	0,93
2	Магазин «Хімія»	15	5	0,85	0,9
3	Складська будівля	8	3	0,85	0,9
4	Магазин продуктовий	6	4	0,85	0,9
5	Магазин автозапчастин	9	9	0,85	0,9
6.1	Будівля СТО №1	20	40	0,85	0,9
6.2	Будівля СТО №2	20	40	0,85	0,9

## 2.2. Розрахунок центру електричних навантажень

Для оптимального розміщення комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ у межах району електропостачання здійснюється розрахунок центру електричних навантажень. Центр навантаження є умовною точкою, у якій доцільно розміщувати джерело живлення з метою мінімізації втрат електроенергії в мережі, зменшення довжин повітряних ліній та рівномірного розподілу напруги по всьому району.

Координати споживачів було визначено умовно за схемою розміщення об'єктів на місцевості, з урахуванням реального просторового положення житлових і комерційних будівель на вулицях Мельникова та Академіка Йоффе. Розрахунок виконувався з урахуванням активних потужностей споживачів відповідно до даних таблиці 2.1.

Центр електричних навантажень визначається за формулами:

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

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

де  $P_i$  – активна потужність і-го споживача, кВт;

$x_i, y_i$  – координати розташування і-го споживача.

Таблиця 2.2. Розрахунки центру навантажень

№ з/п	Найменування	$P_D, \text{кВт}$	$P_B, \text{кВт}$	$x, \text{мм}$	$y, \text{мм}$	$P \cdot x$	$P \cdot y$
1.1	Група побутових споживачів	3,5	11,7	46	312	538,2	3650,4
1.2	Група побутових споживачів	3,5	11,7	79	312	924,3	3650,4
1.3	Група побутових споживачів	3,5	11,7	112	312	1310,4	3650,4
1.4	Група побутових споживачів	3,5	11,7	146	312	1708,2	3650,4
1.5	Група побутових споживачів	3,5	11,7	210	312	2457	3650,4
1.6	Група побутових споживачів	3,5	11,7	248	312	2901,6	3650,4
1.7	Група побутових споживачів	3,5	11,7	287	312	3357,9	3650,4
1.8	Група побутових споживачів	3,5	11,7	239	221	2796,3	2585,7
1.9	Група побутових споживачів	3,5	11,7	277	221	3240,9	2585,7
1.10	Група побутових споживачів	3,5	11,7	47	156	549,9	1825,2
1.11	Група побутових споживачів	3,5	11,7	81	156	947,7	1825,2
1.12	Група побутових споживачів	3,5	11,7	118	156	1380,6	1825,2
1.13	Група побутових споживачів	3,5	11,7	151	156	1766,7	1825,2
1.14	Група побутових споживачів	3,5	11,7	205	156	2398,5	1825,2
1.15	Група побутових споживачів	3,5	11,7	315	156	3685,5	1825,2
1.16	Група побутових споживачів	3,5	11,7	47	52	549,9	608,4
1.17	Група побутових споживачів	3,5	11,7	80	52	936	608,4
1.18	Група побутових споживачів	3,5	11,7	147	52	1719,9	608,4
1.19	Група побутових споживачів	3,5	11,7	249	52	2913,3	608,4
1.20	Група побутових споживачів	3,5	11,7	282	52	3299,4	608,4
2	Магазин «Хімія»	15	5	203	221	3045	3315
3	Складська будівля	8	3	209	60	1672	480
4	Магазин продуктовий	6	4	152	321	309	1926
5	Магазин автозапчастин	9	9	265	154	2385	1386
6.1	Будівля СТО №1	20	40	311	327	12440	13080
6.2	Будівля СТО №2	20	40	311	262	12440	10480
	Разом:	<b>148</b>	<b>335</b>			<b>71673,2</b>	<b>75384,4</b>

Визначасмо центр навантажень:

$$x_{ц.н.КТП-1} = \frac{71673}{335} = 214 \text{ мм};$$

$$y_{ц.н.КТП-1} = \frac{75384}{335} = 225 \text{ мм}.$$

Центр електричних навантажень припадає на будівлю магазину «Хімія». Тому центр координат трішки зміщуємо:

$$x_{ц.н.КТП-1} = 214 \text{ мм}; \quad y_{ц.н.КТП-1} = 239 \text{ мм}.$$

На основі проведених обчислень було визначено координати центра навантаження, що дозволяє розташувати трансформаторну підстанцію таким чином, щоб зменшити довжину ліній до основних споживачів і забезпечити більш рівномірний розподіл напруги в мережі.

Одержані результати використовуються в подальших розділах для прийняття технічних рішень щодо трасування повітряних ліній та вибору розташування трансформаторної підстанції.

### **2.3. Трасування ліній електропередачі**

Після визначення оптимального місця встановлення комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ постає завдання визначити кількість відвідних ліній низької напруги та сформувати їх маршрути. Це необхідно для забезпечення ефективного, надійного та рівномірного розподілу електроенергії між усіма споживачами у межах охопленої території.

З урахуванням просторового розташування житлових будинків і об'єктів малих підприємств на вулицях Мельникова та Академіка Йоффе, а також з метою

зменшення втрат електроенергії у мережі, приймається рішення про організацію трьох відвідних повітряних ліній напругою 0,38 кВ, які відходять від КТП 10/0,4 кВ. Такий підхід дозволяє рівномірно розподілити навантаження між лініями, забезпечити короткі траси до споживачів і створити зручну схему для подальшого технічного обслуговування.

При трасуванні ліній враховано наявну забудову, ширину вулиць, можливість монтажу нових опор та збереження нормативних відстаней до будівель, зелених насаджень і елементів міської інфраструктури. Прокладання ліній здійснюється з урахуванням мінімізації перетинів із дорогами, а також можливості подальшого розширення мережі у випадку зростання споживання електроенергії.

Результатом трасування є схема, яка забезпечує оптимальне охоплення всієї зони електропостачання при мінімальній загальній довжині ліній і збереженні необхідного рівня електротехнічної надійності.

#### **2.4. Визначення навантажень на ділянках ПЛ**

Для повної оцінки навантаження на кожен з повітряних ліній напругою 0,38 кВ, що відходять від трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, виконується побудова розрахункових електричних схем. Такі схеми дозволяють точно визначити розподіл електричного навантаження вздовж траси лінії, виявити найбільш навантажені ділянки та провести подальші розрахунки падіння напруги й технічних втрат.

Розрахункові схеми ліній, що відходять від КТП, наведено на рисунках 2.1–2.3. Вони виконані без дотримання масштабу, однак з відображенням усіх необхідних технічних даних, що забезпечують можливість подальшого аналітичного опрацювання. Такі схеми є важливою частиною проєктної документації, оскільки на їх основі здійснюється підбір елементів лінії, оцінюється її надійність і ефективність при різних режимах роботи.

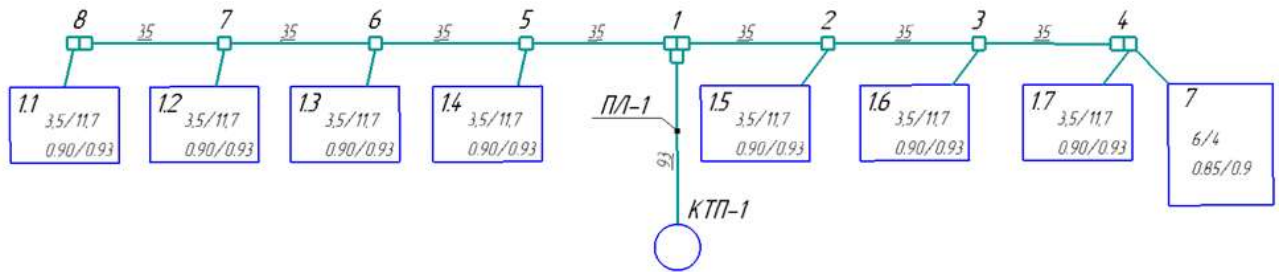


Рис. 2.1. Схема лінії 0,4 кВ ПЛ-1

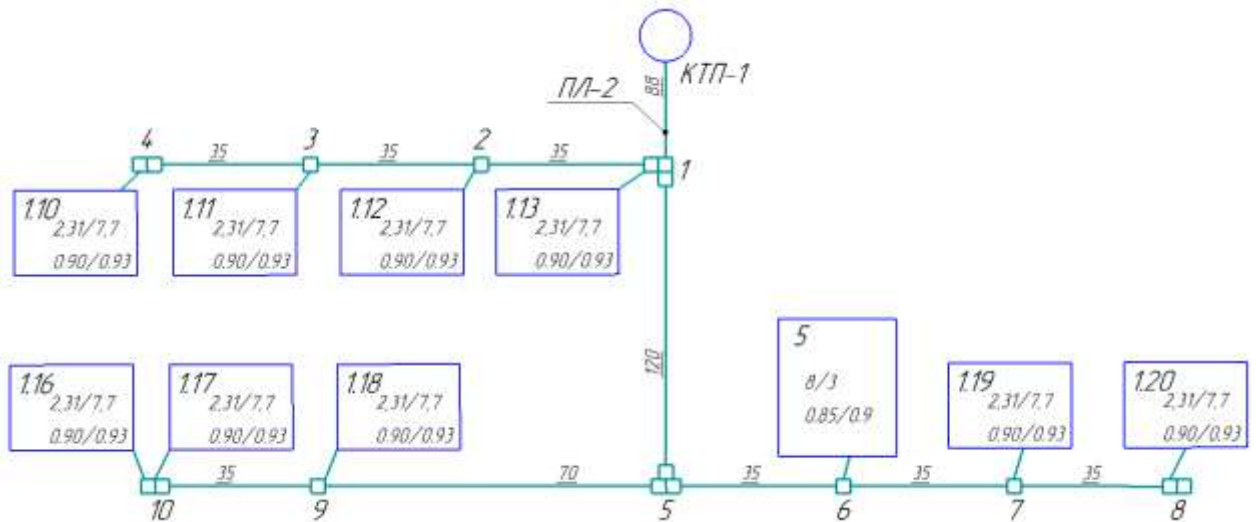


Рис. 2.2. Схема лінії 0,4 кВ ПЛ-2

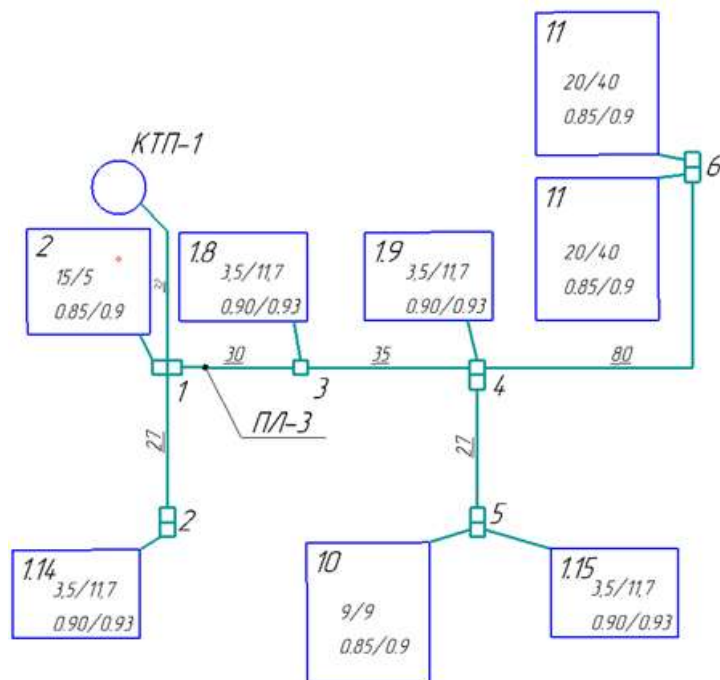


Рис. 2.3. Схема лінії 0,4 кВ ПЛ-3

Кожна лінія розглядається окремо, із нанесенням на схему відповідних споживачів, їх потужностей, а також навантажень у режимах денного та вечірнього максимумів. Крім того, на схемах вказується умовна нумерація розрахункових ділянок, що дозволяє структуровано проводити подальші інженерні розрахунки. Для кожної ділянки визначається довжина, яка безпосередньо впливає на величину втрат напруги та вибір перерізу проводу.

Розрахунок навантажень на окремих ділянках повітряної лінії 0,38 кВ залежить від структури споживання та типів приєднаних електроприймачів. У даному випадку навантаження є неоднорідними за своїм характером та рівнем споживаної потужності. Побутові споживачі, комерційні об'єкти та виробничі приміщення мають різний режим роботи та добові графіки споживання, тому використання простого сумування навантажень є недостатньо точним.

З огляду на це, для точного визначення розрахункових навантажень у мережі приймається метод надбавок, який дозволяє врахувати нерівномірність розподілу споживаної потужності вздовж траси лінії, а також ступінь одночасності її використання різними групами споживачів:

$$P_p = P_{\sigma} + \Delta P_m, \quad (2.3)$$

де  $P_{\sigma}$  – більше з двох навантажень, які відносяться до суміжних ділянок, кВт;

$\Delta P_m$  – додаткове електричне навантаження, яке враховує вплив меншого значення на загальне навантаження ділянки, кВт [1].

У тих випадках, коли до однієї ділянки підключені споживачі з різним характером навантаження (наприклад, побутове, торговельне, виробниче), для коректного визначення реактивної складової навантаження необхідно розрахувати середньозважене значення коефіцієнта потужності.

Воно обчислюється за формулою:

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

Для визначення електричних параметрів на кожній розрахунковій ділянці повітряної лінії необхідно обчислити повну потужність, що враховує як активну, так і реактивну складові навантаження. Повна потужність є основою для подальшого розрахунку струмів навантаження, вибору перерізу проводу та аналізу режиму роботи мережі.

Розрахунок повної потужності на кожній ділянці виконується за наступними залежностями:

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

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

Для ілюстрації методики розрахунку навантажень розглянемо повітряну лінію №1, що відходить від комплектної трансформаторної підстанції. Розрахунок виконується у напрямку від найбільш віддаленого споживача – тобто з кінця лінії до трансформаторної підстанції. Такий підхід дозволяє на кожному кроці послідовно додавати навантаження нових споживачів і визначати зростаючу потужність та струм на наступних ділянках.

Розрахункова ділянка 8–7:

$$P_{\rho\delta} = 3,5 \text{ кВт}; \quad P_{\rho\epsilon} = 11,7 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{3,5 \cdot 0,9}{3,5} = 0,9; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{11,7 \cdot 0,93}{11,7} = 0,93;$$

$$S_{p\delta} = \frac{3,5}{0,9} = 3,9 \text{ кВА};$$

$$S_{p\epsilon} = \frac{11,7}{0,93} = 12,6 \text{ кВА}.$$

Розрахункова ділянка 7–6:

$$P_{p\delta} = 3,5 + 2,1 = 5,6 \text{ кВт}; \quad P_{p\epsilon} = 11,7 + 7,1 = 18,8 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{3,5 \cdot 0,9 + 3,5 \cdot 0,9}{3,5 + 3,5} = 0,9; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{11,7 \cdot 0,93 + 11,7 \cdot 0,93}{11,7 + 11,7} = 0,93;$$

$$S_{p\delta} = \frac{5,6}{0,9} = 6,2 \text{ кВА};$$

$$S_{p\epsilon} = \frac{18,8}{0,93} = 20,2 \text{ кВА}.$$

Розрахункова ділянка 6–5:

$$P_{p\delta} = 5,6 + 2,1 = 7,7 \text{ кВт}; \quad P_{p\epsilon} = 18,8 + 7,1 = 25,9 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{5,6 \cdot 0,9 + 3,5 \cdot 0,9}{5,6 + 3,5} = 0,9; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{18,8 \cdot 0,93 + 11,7 \cdot 0,93}{18,8 + 11,7} = 0,93;$$

$$S_{p\delta} = \frac{7,7}{0,9} = 8,6 \text{ кВА};$$

$$S_{p\epsilon} = \frac{25,9}{0,93} = 27,8 \text{ кВА}.$$

Розрахункова ділянка 5–1:

$$P_{p\delta} = 7,7 + 2,1 = 9,9 \text{ кВт}; \quad P_{p\epsilon} = 25,9 + 7,1 = 33 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{7,7 \cdot 0,9 + 3,5 \cdot 0,9}{7,7 + 3,5} = 0,9; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{25,9 \cdot 0,93 + 11,7 \cdot 0,93}{25,9 + 11,7} = 0,93;$$

$$S_{p\delta} = \frac{9,9}{0,9} = 11 \text{ кВА}; \quad S_{p\epsilon} = \frac{33}{0,93} = 25,5 \text{ кВА}.$$

Розрахункова ділянка 4–3:

$$P_{p\delta} = 6,0 + 2,1 = 8,1 \text{ кВт}; \quad P_{p\epsilon} = 11,7 + 2,4 = 14,1 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{6,0 \cdot 0,85 + 3,5 \cdot 0,9}{6,0 + 3,5} = 0,87; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{11,7 \cdot 0,93 + 4 \cdot 0,9}{11,7 + 4} = 0,92;$$

$$S_{p\delta} = \frac{8,1}{0,87} = 9,4 \text{ кВА}; \quad S_{p\epsilon} = \frac{14,1}{0,92} = 15,3 \text{ кВА}.$$

Розрахункова ділянка 3–2:

$$P_{p\delta} = 8,1 + 2,1 = 10,2 \text{ кВт}; \quad P_{p\epsilon} = 14,1 + 7,1 = 21,2 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{8,1 \cdot 0,87 + 3,5 \cdot 0,9}{8,1 + 3,5} = 0,88; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{14,1 \cdot 0,92 + 11,7 \cdot 0,93}{14,1 + 11,7} = 0,93;$$

$$S_{p\delta} = \frac{10,2}{0,88} = 11,7 \text{ кВА}; \quad S_{p\epsilon} = \frac{21,2}{0,93} = 22,9 \text{ кВА}.$$

Розрахункова ділянка 2–1:

$$P_{p\delta} = 10,2 + 2,1 = 12,3 \text{ кВт}; \quad P_{p\epsilon} = 21,2 + 7,1 = 28,3 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{10,2 \cdot 0,88 + 3,5 \cdot 0,9}{10,2 + 3,5} = 0,88; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{21,2 \cdot 0,93 + 11,7 \cdot 0,93}{21,2 + 11,7} = 0,93;$$

$$S_{p\partial} = \frac{12,3}{0,88} = 14 \text{ кВА}; \quad S_{p\epsilon} = \frac{28,3}{0,93} = 30,5 \text{ кВА}.$$

Розрахункова ділянка 1–КТП:

$$P_{p\partial} = 12,3 + 6,0 = 18,3 \text{ кВт}; \quad P_{p\epsilon} = 33,0 + 18 = 51,0 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\partial} = \frac{12,3 \cdot 0,88 + 9,9 \cdot 0,9}{12,3 + 9,9} = 0,89; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{33,0 \cdot 0,93 + 28,3 \cdot 0,93}{33,0 + 28,3} = 0,93;$$

$$S_{p\partial} = \frac{18,3}{0,89} = 20,6 \text{ кВА}; \quad S_{p\epsilon} = \frac{51,0}{0,93} = 54,9 \text{ кВА}.$$

Розрахунок навантажень на інших ділянках повітряних ліній 0,4 кВ здійснюється за такою ж методикою. Усі результати розрахунків зведено до зручної для аналізу форми у таблицю 2.3.

Таблиця 2.2 – Результати визначення навантажень ПЛ – 0,4 кВ

Ділянка лінії	$P_D$ , кВт	$P_B$ , кВт	$P_{D\Delta}$ , кВт	$P_{B\Delta}$ , кВт	$\Delta P_D$ , кВт	$\Delta P_B$ , кВт	$P_{PD}$ , кВт	$P_{PB}$ , кВт	$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	$S_{PB}$ , кВА	$S_{PD}$ , кВА
<b>Повітряна лінія №1</b>												
8--7	3,50	11,7	-	-	-	-	3,50	11,7	0,9	0,93	3,9	12,6
7--6	3,50	11,7	3,5	11,7	2,1	7,1	5,6	18,8	0,9	0,93	6,2	20,2
6--5	5,6	18,8	3,5	11,7	2,1	7,1	7,7	25,9	0,9	0,93	8,6	27,8
5--1	7,7	25,9	3,5	11,7	2,1	7,1	9,9	33,0	0,9	0,93	11,0	35,5
4--3	6,0	11,7	3,5	4,0	2,1	2,4	8,1	14,1	0,87	0,92	9,4	15,3
3--2	8,1	14,1	3,50	11,7	2,1	7,1	10,2	21,2	0,88	0,93	11,7	22,9
2--1	10,2	21,2	3,50	11,7	2,1	7,1	12,3	28,3	0,88	0,93	14,0	30,5
<b>1--КТП</b>	<b>12,3</b>	<b>33,0</b>	<b>9,9</b>	<b>28,3</b>	<b>6,0</b>	<b>18,0</b>	<b>18,3</b>	<b>51,0</b>	<b>0,89</b>	<b>0,93</b>	<b>20,6</b>	<b>54,9</b>
<b>Повітряна лінія №2</b>												
10--9	3,50	11,7	3,50	11,7	2,1	7,1	5,6	18,8	0,9	0,93	6,2	20,2
9--5	5,6	18,8	3,50	11,7	2,1	7,1	7,7	25,9	0,9	0,93	8,6	27,8
8--7	3,50	11,7	-	-	-	-	3,50	11,7	0,90	0,93	3,9	12,6
7--6	3,50	11,7	3,50	11,7	2,1	7,1	5,6	18,8	0,90	0,93	6,2	20,2
6--5	8,0	18,8	5,62	3,0	3,4	1,8	11,4	20,6	0,87	0,93	13,1	22,3

5--1	11,4	25,9	7,7	20,6	4,7	12,8	16,1	38,6	0,88	0,93	18,2	41,6
4--3	3,50	11,7	-	-	-	-	3,50	11,7	0,90	0,93	3,9	12,6
3--2	3,50	11,7	3,50	11,7	2,1	7,1	5,6	18,8	0,90	0,93	6,2	20,2
2--1	5,62	18,8	3,50	11,7	2,1	7,1	7,7	25,9	0,90	0,93	8,6	27,8
<b>1-КТП</b>	<b>16,1</b>	<b>38,6</b>	<b>7,7</b>	<b>25,9</b>	<b>4,7</b>	<b>16,3</b>	<b>20,8</b>	<b>55,0</b>	<b>0,89</b>	<b>0,93</b>	<b>23,4</b>	<b>59,2</b>
<b>Повітряна лінія №3</b>												
6--4	20	40	20	40	12,5	26,5	32,5	66,5	0,85	0,90	38,2	73,9
5--4	9	11,7	3,5	9	2,1	5,4	11,1	17,1	0,86	0,92	12,9	18,7
4--3	32,5	66,5	3,5	11,7	2,1	7,1	41,4	84,1	0,86	0,91	48,3	92,8
			11,1	17,1	6,7	10,5						
3--1	41,4	84,1	3,50	11,7	2,1	7,1	43,5	91,2	0,86	0,91	50,5	100,3
2--1	3,50	11,7	-	-	-	-	3,50	11,7	0,90	0,93	3,9	12,6
<b>1-КТП</b>	<b>43,5</b>	<b>91,2</b>	<b>3,50</b>	<b>11,7</b>	<b>2,1</b>	<b>7,1</b>	<b>52,4</b>	<b>108,8</b>	<b>0,86</b>	<b>0,91</b>	<b>60,6</b>	<b>119,2</b>
			<b>11,1</b>	<b>17,1</b>	<b>6,7</b>	<b>10,5</b>						

## 2.5. Розрахунок потужності підстанції

Після виконання розрахунку навантажень на всіх повітряних лініях, що відходять від комплектної трансформаторної підстанції, необхідно визначити її розрахункову потужність. Розрахунок здійснюємо методом надбавок. Це дозволяє обґрунтувати вибір типу силового трансформатора та забезпечити надійну та економічно доцільну роботу системи електропостачання в цілому.

Вирази для визначення розрахункової потужності ТП наступні:

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

$$P_{РВтр} = P_{РВ\text{ лін.Б}} + \sum \Delta P_{РВ\text{ лін.М}} + P_{з.о.}, \quad (2.8)$$

де  $P_{РД\text{ лін.Б}}$ ,  $P_{РВ\text{ лін.Б}}$  – відповідають найбільшим значенням активної потужності в денний та вечірній періоди відповідно, характерним для будь-якої з відхідних повітряних ліній, кВт;

$\sum \Delta P_{РД\text{ лін.М}}$ ,  $\sum \Delta P_{РВ\text{ лін.М}}$  – надбавки, що враховують вплив менш навантажених ліній, кВт;

$P_{з.о.}$  – потужність, що витрачається на зовнішнє електроосвітлення, кВт.

$$P_{РДmp} = 54,2 + 11,2 + 12,9 = 76,5 \text{ кВт};$$

$$P_{РВmp} = 108,8 + 34,8 + 37,7 + 5,3 = 186,6 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_0 = \frac{18,3 \cdot 0,89 + 20,8 \cdot 0,89 + 52,4 \cdot 0,86}{18,3 + 20,8 + 52,4} = 0,87;$$

$$\cos \varphi_6 = \frac{51 \cdot 0,93 + 55 \cdot 0,93 + 108,8 \cdot 0,91 + 5,3 \cdot 0,9}{51 + 55 + 108,8 + 5,3} = 0,92;$$

$$S_{РДmp} = \frac{76,5}{0,87} = 87,4 \text{ кВА};$$

$$S_{РВmp} = \frac{186,6}{0,92} = 202,8 \text{ кВА}.$$

Для подальших розрахунків беремо більшу потужність, яка становить 202,8 кВА.

## 2.6. Вибір трансформаторів та їх кількості

Вибір номінальної потужності силових трансформаторів для комплектної трансформаторної підстанції (КТП) виконується з урахуванням забезпечення стабільної та надійної роботи всієї системи електропостачання при найбільш характерних режимах навантаження. Це стосується як однотрансформаторних, так і двотрансформаторних підстанцій.

Основна мета такого підбору полягає в тому, щоб трансформатор функціонував у діапазоні навантажень, який відповідає техніко-економічному

оптимально. [3]:

$$S_{ек.мин} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{ек.маx}, \quad (2.9)$$

де  $S_{ек.мин}$ ,  $S_{ек.маx}$  – діапазон допустимих навантажень у межах економічної доцільності для обраного типу трансформатора, кВА;

$S_p$  – обчислене загальне навантаження, що припадає на підстанцію, кВА;

$n$  – кількість трансформаторів у складі підстанції, од.

У ході розрахунків приймаємо трансформатор, потужність якого за паспортом становить 160 кВА:

$$151 \text{ кВА} < \frac{202,8}{1} = 202,8 \text{ кВА} < 315 \text{ кВА}.$$

Підібрану номінальну потужність трансформаторного обладнання слід перевірити на відповідність вимогам сталого функціонування в межах припустимих довготривалих навантажень. З метою гарантування належного режиму експлуатації трансформаторної підстанції, вибрану потужність трансформатора перевіряють за таким критерієм [2]:

$$\frac{S_p}{n S_H} \leq k_c \quad (2.10)$$

де  $S_p$ ,  $S_H$  – розрахункова величина потужності трансформатора та його номінальне значення, кВА;

$k_c$  – граничне значення коефіцієнта допустимого постійного навантаження [2].

$$k_c = k_{cm} - \alpha (t_n - t_{nm}), \quad (2.11)$$

де  $k_{cm}$  – нормативне значення допустимого коефіцієнта навантаження відповідно до температурних умов середовища [2];

$\alpha$  – температурний приріст, що використовується у розрахунках [2],  $1/^\circ\text{C}$ ;

$t_n$  – реальна середньодобова температура зовнішнього повітря,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_{nm}$  – довідкове середнє значення температури повітря за добу [2],  $^\circ\text{C}$ .

$$k_c = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (6 - (-10)) = 1,61;$$

$$\frac{202,8}{160} = 1,23 < 1,61.$$

Умова за допустимим постійним перевантаженням виконується.

## 2.7. Розрахунок та вибір проводів ПЛ

Підбір марки проводу виконується з урахуванням розрахованого еквівалентного навантаження, характерного для відповідної кліматичної зони (в тому числі з урахуванням можливого обмерзання) і конструктивних особливостей застосованих опор:

$$S_{EKB} = k_\delta \cdot S_P, \quad (2.12)$$

де  $k_\delta$  – коефіцієнт, що враховує прогнозоване збільшення навантаження [2];

Втрати напруги на окремих ділянках електромережі визначаються за формулою:

$$\Delta U_{dil.} = \Delta U_{num.} \cdot S_P \cdot L_{dil.}, \quad (2.13)$$

де  $\Delta U_{num.}$  – питомі втрати напруги згідно з нормативами [2],  $\% / (\text{kVA} \cdot \text{км})$ ;

$L_{\text{дiл.}}$  – довжина відповідної ділянки ПЛ, км.

На початковому етапі виконується попередній підбір основного перерізу проводу. Якщо обчислене значення не відповідає вимогам щодо максимально допустимих втрат напруги, проводиться заміна на провід з більшим перерізом. Зміни перерізів рекомендується починати з головної ділянки повітряної лінії. Остаточні результати розрахунків наведені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. – Результати вибору проводів для ПЛ

Ділянка	$S_p$ , кВА	$k_\sigma$	$S_{\text{ЕКВ}}$ , кВА	$L_{\text{дiл.}}$ , км	$F_{\text{осл.}}$ , мм <sup>2</sup>	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{\text{ном.}}$ , %/кВА	· км на ділянці	від ТП
<b>Повітряна лінія №1</b>								
8--7	12,60	0,7	8,82	0,035	АС 3x25	2	0,62	<b>4,23</b>
7--6	20,20	0,7	14,14	0,035	АС 4x25	0,91	0,45	3,61
6--5	27,80	0,7	19,46	0,035	АС 4x25	0,91	0,62	3,16
5--1	35,50	0,7	24,85	0,035	АС 4x25	0,91	0,79	2,54
4--3	15,30	0,7	10,71	0,035	АС 3x25	2	0,75	<b>3,69</b>
3--2	22,90	0,7	16,03	0,035	АС 4x25	0,91	0,51	2,94
2--1	30,50	0,7	21,35	0,035	АС 4x25	0,91	0,68	2,43
1--КТП	54,90	0,7	38,43	0,093	АС 4x50	0,49	1,75	1,75
<b>Повітряна лінія №2</b>								
10--9	20,20	0,7	14,14	0,035	АС 4x25	0,91	0,45	<b>4,89</b>
9--5	27,80	0,7	19,46	0,07	АС 4x25	0,91	1,24	4,74
8--7	12,60	0,7	8,82	0,035	АС 3x25	2	0,62	<b>5,0</b>
7--6	20,20	0,7	14,14	0,035	АС 4x25	0,91	0,45	4,45
6--5	22,30	0,7	15,61	0,035	АС 4x25	0,91	0,50	4,00
5--1	41,60	0,7	29,12	0,12	АС 4x50	0,49	1,71	3,50
4--3	12,60	0,7	8,82	0,035	АС 3x25	2	0,62	<b>3,47</b>
3--2	20,20	0,7	14,14	0,035	АС 4x25	0,91	0,45	2,86
2--1	27,8	0,7	19,46	0,035	АС 4x25	0,91	0,62	2,41
1--КТП	59,2	0,7	41,44	0,088	АС 4x50	0,49	1,79	1,79
<b>Повітряна лінія №3</b>								
6--4	73,90	0,7	51,73	0,08	АС 4x50	0,49	2,03	<b>4,48</b>
5--4	18,70	0,7	13,09	0,027	АС 4x25	0,91	0,32	<b>3,78</b>
4--3	92,80	0,7	64,96	0,035	АС 4x50	0,49	1,11	3,45
3--1	100,30	0,7	70,21	0,03	АС 4x50	0,49	1,03	2,34
2--1	12,60	0,7	8,82	0,027	АС 3x25	2	0,48	<b>1,78</b>
1--КТП	119,20	0,7	83,44	0,032	АС 3x50	0,49	1,31	1,31

### 3. ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

#### 3.1. Розробка схеми кіл первинних з'єднань ТП

На даному етапі проектування здійснюється розробка схеми первинного електричного з'єднання комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, яка є основою для організації надійного та безпечного електропостачання споживачів. Ця схема визначає порядок з'єднання основних елементів підстанції, таких як силовий трансформатор, комутаційна апаратура, пристрої захисту та вимірювання, а також вводи та виводи на високій і низькій стороні.

Враховуючи характер навантаження та режим роботи мережі, схема первинних з'єднань повинна забезпечувати можливість оперативного відключення та вмикання обладнання, надійний захист у разі аварійних ситуацій, а також гнучкість під час обслуговування. Зокрема, на стороні 10 кВ передбачається встановлення роз'єднувачів і запобіжників або вакуумних вимикачів залежно від прийнятого типу КТП, а на стороні 0,4 кВ – наявність ввідного автомата та кількох відвідних ліній до груп споживачів.

Розроблена схема кіл первинних з'єднань повинна відповідати вимогам ПУЕ, стандартів з електробезпеки та забезпечувати захист як обладнання, так і людей. З урахуванням того, що трансформаторна підстанція обслуговує переважно побутових і малопотужних комунальних споживачів, схема виконується у компактному та оптимізованому вигляді, із мінімально необхідною кількістю апаратів, що спрощує монтаж та обслуговування.

При формуванні схеми особливу увагу приділяється вибору надійного захисного обладнання, що здатне локалізувати коротке замикання та запобігти виходу з ладу трансформатора. Також враховується можливість резервного живлення в разі необхідності та організація обліку електроенергії для подальшого комерційного використання [2].

Для живлення споживачів приймаємо до установки комплектну трансформаторну підстанцію з одним силовим трансформатором типу КТП-160-10/0,4. Схема кіл первинних з'єднань обраної підстанції наведена в графічній частині проекту в додатках.

### **3.2. Визначення струмів короткого замикання**

У процесі проектування системи електропостачання важливим етапом є визначення струмів короткого замикання, що можуть виникнути в мережі 0,38 кВ. Ці розрахунки необхідні для подальшого правильного вибору та перевірки пускозахисної апаратури, яка повинна забезпечити своєчасне та надійне відключення пошкодженої ділянки у разі виникнення аварійного режиму.

Зокрема, розраховується трифазний струм короткого замикання на шинах трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Це дозволяє оцінити максимальні струми, які може пропускати апаратура, встановлена в головному розподільному щиті підстанції. Окрім того, для кожної з відхідних ліній 0,38 кВ визначається однополюсний струм короткого замикання в найвіддаленішій точці, тобто в кінці лінії. Саме ці мінімальні значення є критичними для перевірки чутливості автоматичних вимикачів і запобіжників – вони мають спрацьовувати навіть при найменш можливому струмі пошкодження.

Для виконання відповідних розрахунків складається розрахункова топологія електричної мережі низької напруги, де зазначено схему ліній, розміщення трансформаторів, відгалуження до споживачів та основні електричні параметри (рис. 3.1.). Додатково формується схема заміщення мережі, яка дозволяє врахувати опори елементів, активні та реактивні складові опору і вплив джерела живлення на величину струму короткого замикання (рис. 3.2).

Триполюсний струм короткого замикання на збірних шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ розраховується за виразом:

$$I_K^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{\text{ном}}}{U_K \% \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3.1)$$

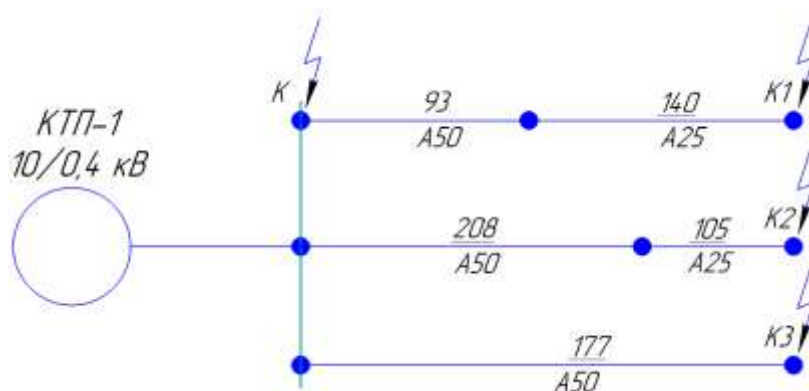


Рис. 3.1. Розрахункова схема проєктованої системи електропостачання

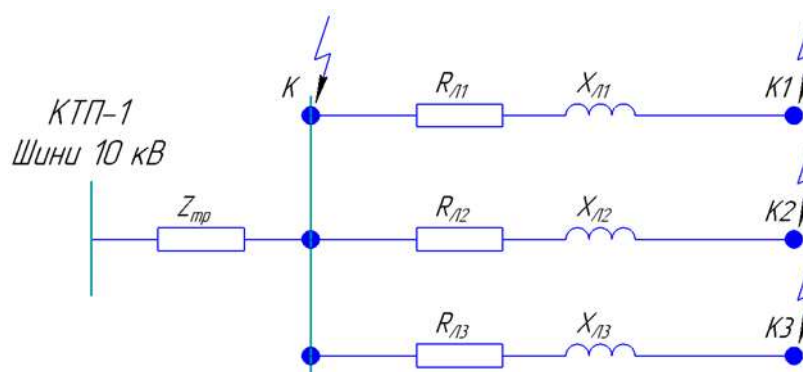


Рис. 3.2. Еквівалентна схема заміщення проєктованої системи електропостачання

Значення струму однополюсного короткого замикання визначається у найвіддаленішій точці кожної з ліній 0,38 кВ за наступною формулою:

$$I_K^{(1)} = \frac{230}{\frac{Z_m}{3} + Z_n}, \quad (3.2)$$

де  $Z_m$  – повний електричний опір трансформатора при короткому замиканні на корпус [2], Ом;

$Z_n$  – сумарний опір петлі «фаза – нуль» до місця короткого замикання, Ом.

$$Z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{офi} + r_{онi})^2 + x_{фн}^2}, \quad (3.3)$$

де  $r_{офi}, r_{онi}$  – питомі значення активного опору фазного та нульового провідників на  $i$ -му відрізку повітряної лінії [1], Ом/км;

$x_{фн}$  – індуктивний питомий опір петлі «фаза – нуль», Ом/км.

Переходимо до виконання розрахунків струмів КЗ для комплектної трансформаторної підстанції:

$$I_K^{(3)} = \frac{160 \cdot 100}{4,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 5132 A = 5,1 \text{ кА};$$

$$Z_{n K1} = 93 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,67)^2 + 0,6^2} + 140 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,33)^2 + 0,6^2} = 0,58 \text{ кОм};$$

$$Z_{n K2} = 208 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,67)^2 + 0,6^2} + 105 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,33)^2 + 0,6^2} = 0,68 \text{ кОм};$$

$$Z_{n K3} = 177 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,67)^2 + 0,6^2} = 0,32 \text{ кОм};$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,58} = 284,2 A;$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,68} = 251,7 A;$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,32} = 416,9 A.$$

### 3.3. Визначення розрахункових струмів на стороні НН та ВН трансформаторної підстанції

Визначення максимальних робочих струмів у тривалому режимі роботи для характерних вузлів електричної мережі здійснюється за наступним співвідношенням:

$$I_{роб.макс.} = \frac{S_{РОЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.4)$$

де  $S_{РОЗ}$  – найбільша розрахункова потужність на конкретній ділянці мережі, кВт.

На стороні 10 кВ запроєктованої КТП типу 10/0,4 кВ:

$$I_{роб.макс.} = \frac{202,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11,7 \text{ А.}$$

На стороні НН 0,4 кВ:

$$I_{роб.макс.ПЛ1} = \frac{54,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 83,5 \text{ А;}$$

$$I_{роб.макс.ПЛ2} = \frac{59,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 90 \text{ А;}$$

$$I_{роб.макс.ПЛ3} = \frac{119,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 181,4 \text{ А;}$$

$$I_{роб.макс.вводу} = 0,8 \cdot (83,5 + 90 + 181,4) = 283,8 \text{ А.}$$

### 3.4. Вибір та перевірка апаратів захисту 0,4 кВ

Правильний вибір та обґрунтування параметрів пуско-захисної апаратури в мережі напругою 0,4 кВ є необхідною умовою надійної та безпечної експлуатації системи електропостачання. Захисні пристрої повинні не лише забезпечувати оперативне вимикання мережі у разі короткого замикання або перевантаження, а й працювати чутливо, з урахуванням характеру навантаження та рівня струмів у різних режимах.

Основою для вибору апаратів захисту є попередньо виконані розрахунки струмів короткого замикання – як трифазного на шинах КТП, так і однополюсного в кінці кожної повітряної лінії. Враховуючи отримані значення, для кожної лінії обираються автоматичні вимикачі з номінальними струмами, що перевищують робоче навантаження, але гарантують спрацювання при виникненні аварійних струмів. Одним із ключових критеріїв є забезпечення необхідної відсічної здатності апарата, яка повинна бути вищою за можливий максимальний струм короткого замикання в точці його встановлення.

З метою перевірки правильності вибору виконується порівняння розрахункового струму короткого замикання з мінімальним струмом спрацювання захисного апарата. У разі недостатньої чутливості слід або змінити тип пристрою, або переглянути схему живлення. Також перевіряється відповідність характеристик теплового та електромагнітного розчеплювачів умовам нормального та аварійного режимів, з урахуванням допустимих струмових навантажень кабелів, магістралей та силового обладнання.

При виборі автоматичних вимикачів для мережі напругою 0,4 кВ обов'язковою умовою є перевірка чутливості захисного обладнання до коротких замикань. Надійність захисту забезпечується лише тоді, коли апарат здатний спрацювати за струму к.з., що виникає в найвіддаленішій точці лінії. Саме тому обчислення струмів короткого замикання в таких точках є ключовим етапом перед встановленням апаратури.

Відповідно до нормативних вимог [2], для автоматичних вимикачів, що мають лише електромагнітний розчіплювач, забезпечення чутливості вважається досягнутим, якщо виконується наступна нерівність:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ВДС}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (3.5)$$

де  $I_{ВДС}$  – струм відсічки автомата, що вказується в технічних характеристиках конкретного пристрою, А.

У випадку застосування автоматичних вимикачів із тепловим розчіплювачем критерій чутливості має інший вигляд:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{Н.Р.}} \geq 3, \quad (3.6)$$

де  $I_{Н.Р.}$  – номінальне значення струму теплового розчіплювача, А.

Добір електричних апаратів представлено у вигляді таблиці (див. табл. 3.1).

Таблиця 3.1. – Вибір і перевірка електричних апаратів 0,38 кВ

Місце установки	Тип апарату	Параметри автомату								Виснов.
		$I_{роб.макс.}$ , А	$I_K^{(3)}$ , кА	$I_K^{(1)}$ , А	$I_{Н.А.}$ , А	$I_{Н.Р.}$ , А	$I_{ВДС.}$ , А	$\frac{I_K^{(1)}}{I_{відс}}$	$\frac{I_K^{(1)}}{I_{Н.Р.}}$	
Ввід НН	ВА57-39	283,8	0,58		320	320	1000			
Лінія №1	ВА57-35	83,5		284,2	100	100	630	0,45	2,8	не прох.
Лінія №2	ВА57-35	90,0		251,7	100	100	630	0,40	2,5	не прох.
Лінія №3	ВА57-35	181,4		416,9	200	200	630	0,66	2,1	не прох.

Оскільки умови (3.5) та (3.6) не виконуються, то на кожному з відгалужень 0,4 кВ КТП-1 передбачено встановлення автоматичних вимикачів типу ВА57-35, оснащених незалежним розчіплювачем, керованим струмовим реле, обмотка якого підключена до нульового провідника лінії.

## **4. РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ КАРТИ МОНТАЖУ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ**

### **4.1. Призначення технологічної карти монтажу КТП**

Метою розроблення технологічної карти монтажу є покрокове формування рішень, які регламентують організаційні та технологічні аспекти виконання будівельно-монтажних операцій, пов'язаних з установленням трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Це забезпечує дотримання вимог до якості виконання робіт на всіх етапах монтажу.

Попереднє проектування технологічної карти надає можливість:

- зменшити загальну вартість будівельно-монтажних заходів;
- скоротити час, необхідний для завершення будівництва;
- гарантувати дотримання вимог техніки безпеки під час монтажу;
- забезпечити ритмічність виконання робіт;
- оптимізувати використання працівників і технічних засобів;
- досягти уніфікації технологічних підходів.

До складу основних будівельно-монтажних процесів із встановлення КТП входять:

- проведення підготовчих робіт та монтаж фундаментної основи;
- встановлення трансформаторної підстанції на підготовлену основу;
- електричне з'єднання КТП з повітряною лінією електропередачі;
- виконання комплексу робіт для введення трансформаторної підстанції в експлуатацію.

### **4.2. Перелік основної техніки та обладнання, необхідних для виконання монтажу**

Будівельно-монтажні роботи з установлення комплектних трансформаторних підстанцій виконуються з використанням механізованих

бригад. До складу таких бригад входить спеціалізована техніка та обладнання, перелік яких наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Список машин і механізмів для монтажу КТП

№ з/п	Найменування обладнання	Тип / Серія	Ілюстрація / вигляд
1	Мобільна електростанція на бензиновому/ дизельному паливі	Honda EU30is	
2	Однопостова зварювальна установка на рідкому паливі	ЕСАВ Warrior Tech 150i, КЕМРРІ МSH 400	
3	Вантажний автомобіль із напівпричепом	DFH 5120 (Євро-5)	
4	Кранова установка з поворотною стрілою	КТА-32	
5	Кутова шліфувальна машина	DeWalt DWE4579	
6	Універсальний екскаватор-навантажувач	JCB 3СХ	
7	Самоскид вантажного типу	МАЗ 6501	

8	Віброплита для ущільнення ґрунту	Wacker Neuson VP1550	
9	Установка для буріння та забивання палів	БМ-811	
10	Пересувний бетонозмішувач	Carmix 2.5 TT	
11	Фарбувальний пристрій безповітряного типу	Wagner ProSpray 3.21	
12	Газовий пальник інжекторного типу	KOVEA KT-2108	

### 4.3. Список будівельних матеріалів

Будівельні матеріали, які застосовуються у процесі монтажу комплектної трансформаторної підстанції, систематизовані у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Номенклатура будівельних матеріалів, необхідних для встановлення КТП

№ п/п	Найменування	Тип
1.	Зварювальні електроди	Е – 42
2.	Фарба емалева	ПФ – 1331
3.	Ґрунтовка	ГФ – 021
4.	Щебінь	фракція 40 – 70 мм
5.	Пісок будівельний	–
6.	КТП 10/0,4 кВ 160 кВА	2КТП – 160 – 10 / 0,4УХЛ1
7.	Блоки фундаментні стінові	ФБС24.5.6
8.	Нетканий синтетичний матеріал	Дорніт-450 ІІІ
9.	Цементно-піщаний розчин	М-80
10.	Важкий бетон	Клас В15 (М200)
11.	Залізобетонні стовпи огорожі	140x140x3150 мм, Р=30 кг

#### 4.4. Розробка та опис принципової електричної схеми керування

Інформацію щодо кількісного та професійного складу персоналу, залученого до встановлення комплектної трансформаторної підстанції, подано в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Перелік спеціалістів та чисельність монтажної бригади

№ п/п	Склад бригади	Кваліфікаційна група з ЕБ	Розряд	К-ть чоловік
1.	Електромонтер по ремонту ПЛІ – виконавець робіт	IV	4	1
2.	Електромонтер по ремонту ПЛІ	III	2	2
3.	Водій-машиніст автокрана	III	5	1
4.	Водій-машиніст екскаватора	III	5	1
5.	Водії вантажних автомобілів	III	5	3
6.	Відповідальний керівник робіт	V	-	1
Всього				9

#### 4.5. Підготовка до виконання будівельно-монтажних робіт

Перед початком монтажу комплектної трансформаторної підстанції необхідно завершити низку підготовчих заходів. Насамперед організовується тимчасовий під'їзд для транспортної техніки та облаштовується монтажний майданчик, призначений для роботи автокрана. Трансформаторна підстанція доставляється на місце встановлення та розміщується на підготовленій території. У зону проведення робіт транспортуються всі необхідні засоби монтажу, технічне оснащення та інструмент. Далі виконується підготовка монтажного крана, який встановлюється у вихідне положення для подальшої експлуатації. Також здійснюється розмітка ділянки для фундаментних робіт.

Поверхня монтажного майданчика має бути ущільнена до стану, що забезпечує стійкість під навантаженням не менше 6 кгс/см<sup>2</sup>. Якщо ж несуча здатність основи є недостатньою, її посилюють за допомогою залізобетонних плит, які укладаються на підсипку з піску.

Готовність будівельної частини об'єкта до виконання електромонтажних робіт фіксується документально – відповідним актом. Цей акт складається представниками будівельної організації спільно з монтажниками, які перевіряють умови вертикального планування майданчика та визначають можливість початку робіт.

Комплектна трансформаторна підстанція доставляється на об'єкт повністю змонтованою. Якщо передбачений повітряний ввід, то башта та траверса високовольтного повітряного вводу транспортуються окремо від основного корпусу. Також окремо перевозиться силовий трансформатор. Доставка здійснюється вантажним автомобілем із напівпричепом безпосередньо із заводу-виробника до місця встановлення.

Розвантаження комплектної трансформаторної підстанції на складі, розташованому поблизу будівельного майданчика, виконується з використанням автокрана за участі працівників монтажно-будівельної бригади. Перед початком підйомних операцій кранівник зобов'язаний здійснити візуальну перевірку

технічного стану крана згідно з нормами, визначеними «Правилами будови та безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів». Після огляду необхідно виконати тестування роботи механізмів у режимі холостого ходу, перевірити функціонування обмежувачів вантажопідйомності, пристроїв, що контролюють висоту підйому гака, та справність звукової сигналізації.

Після проведення технічної перевірки автокран розміщується у робоче положення на заздалегідь підготовленій основі для здійснення вантажопідйомних робіт. Операції з підняття й переміщення КТП проводяться виключно за спеціально передбачені на корпусі місця для стропування (див. рис. 4.1), що забезпечує безпечність та стійкість вантажу під час переміщення.

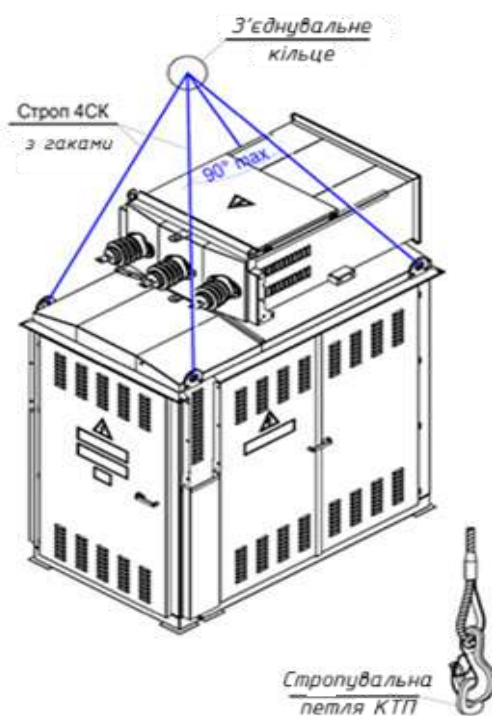


Рис. 4.1. Стропування комплектної трансформаторної підстанції кіоскового типу

Після завершення операцій з транспортування підстанції виконується розмітка місця під майбутній фундамент. Всі дії, пов'язані з розбивкою ділянки, підлягають обов'язковому контролю з боку відповідальних представників будівельного нагляду. Якщо за результатами перевірки не виявлено порушень

або недовліки було своєчасно усунуто, складається відповідний акт про розбивку території під фундамент, який підписується сторонами. Тільки після цього можливо отримати дозвіл на виконання земляних робіт та риття котловану.

Факт завершення підготовчих заходів та початку етапу будівництва реєструється у Загальному журналі виконання монтажних робіт, який ведеться відповідальною особою.

#### **4.6. Виконання монтажних робіт із встановлення фундаменту для комплектної трансформаторної підстанції**

Котлован із прямокутним перерізом глибиною 0,20 м і шириною днища 3,0 м виринають екскаватором-навантажувачем, рухаючись уздовж шпагату, що позначає межі котловану, а вилучений ґрунт відкидають у відвал. Донакопування чи видалення зайвого шару здійснюється вручну для досягнення проектної глибини. Особливу увагу приділяють очищенню поверхні дна від корневих решток, щоб уникнути пошкоджень покриття, спричинених проростанням паростків, після чого поверхню обробляють гербіцидом, наприклад, препаратом Раундап.

Дно ущільнюють за допомогою віброплити до потрібного рівня щільності. Наступним кроком на дно укладають шар піску, який виступає вирівнювальною основою та забезпечує дренаж для відведення вологи від фундаменту. Поверхня застеляється геотекстилем – нетканим матеріалом марки дорніт. Пісок доставляють на об'єкт екскаваторами-навантажувачами та вантажними самоскидами, розвантажують біля котловану.

З піску формують купи, які вручну розподіляють носилками, вирівнюють лопатами та гладилкою, після чого ущільнюють віброплитою. Товщина шару, враховуючи коефіцієнт розпушення 1,1, становить 0,22 м. Після попереднього ущільнення контролюють рівність і товщину шару за шаблоном, усувають нерівності, при потребі зволожують водою (4–5 л на 1 м<sup>2</sup>) і остаточно

ущільнюють до заданих параметрів. Проведення робіт із влаштування піщаного шару під час снігопаду забороняється, як і хода по вже ущільненій поверхні.

Щебінь, завантажений та доставлений аналогічним способом, розвантажують поблизу котловану, потім розподіляють носилками, вирівнюють вручну, ущільнюють віброплитою. Товщина шару становить 0,12 м з урахуванням коефіцієнта розпушення 1,25. Після попереднього ущільнення перевіряють рівність, усувають дефекти, звожують водою (2–3 л на 1 м<sup>2</sup>), після чого здійснюють остаточне ущільнення до відсутності хвиль перед віброплитою.

Для монтажу фундаментних блоків залучають робітника третього розряду із відповідною кваліфікацією, суміжною з роботою стропальника. Він перевіряє відповідність маркування, точність розмірів, цілісність монтажних петель, усуває дефекти за допомогою брукту чи молотка, стропує блок, перевіряє правильність стропування, очищає поверхню від бруду та залишків бетону (рис. 4.2).

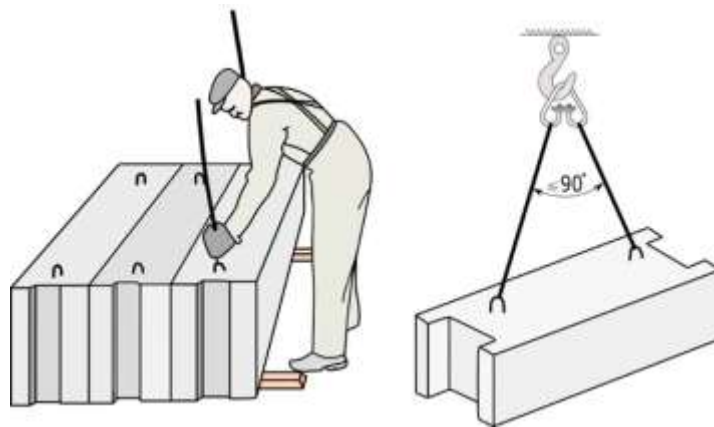


Рис. 4.2. Схематичне зображення процесу стропування фундаментного блоку

Після подання сигналу монтажником оператор автокрану піднімає блоки на висоту приблизно 50–70 см. Після ретельної перевірки надійності тросів стропування та очищення блоків від забруднень і залишків бетону, монтажник дає команду продовжити підйом і переміщення блоків до котловану (див. рис. 4.3).

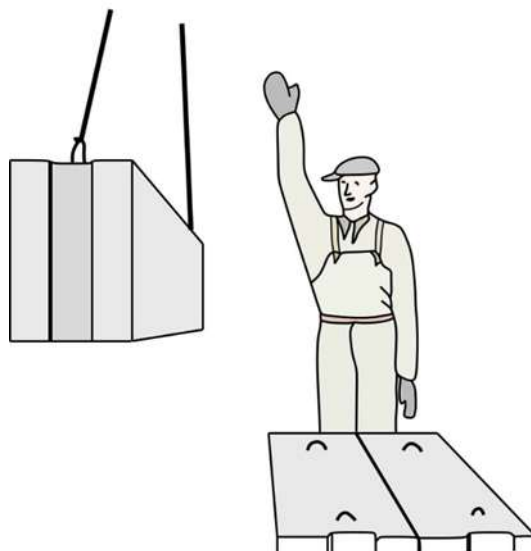


Рис. 4.3. Піднімання та транспортування фундаментних блоків

Далі здійснюється монтаж блоків у котловані на шар цементної суміші, при цьому важливо, щоб усі шви між елементами були повністю заповнені цементним розчином. Результати робіт з влаштування фундаменту повинні бути належним чином зафіксовані в журналі проведення монтажних робіт.

#### 4.7. Монтажні роботи

Зварена металева конструкція каркаса підстанції складається з основи, виготовленої з профільованого сталевого листа товщиною 2 мм, та бічних стійок, які разом з дахом формують жорсткий замкнутий простір. Поверхня каркаса покрита кількома шарами порошкової фарби, що має високу стійкість до впливу атмосферних факторів, попередньо нанесеної на заґрунтований метал.

До каркасу підстанції кріпляться бокові панелі, металеві двері та ворота. Двері обладнані гумовими ущільнювачами для герметизації. Ворота, двері та бокові панелі мають покриття з порошкових поліефірних фарб, підібраних за каталогом RAL: стандартно для дверей і воріт використовується колір RAL5017, для бокових панелей – RAL7035.

Підготовчі роботи перед монтажем КТП включають такі етапи: стропування, підйом, встановлення на фундамент, а також вивірку й надійне

закріплення конструкції. Стропування здійснюють за допомогою монтажних петель, розташованих у каркасі.

Монтаж КТП у проектне положення виконується автокраном, орієнтуючись за осьовими мітками на опорній площадці та відповідними позначками на верхній частині фундаменту. Підйом починає оператор крана за командою стропальника. Для запобігання розгойдуванню під час підйому два монтажники регулюють положення підстанції у просторі, утримуючи її канатами-відтяжками.



Рис. 4.4. Транспортування ТП до місця виконання монтажних робіт

Після підняття підстанції до зони монтажу її розгортають у поперечному напрямку прольоту за допомогою двох монтажників, які керують канатами. Коли КТП піднімається на висоту приблизно 0,6 метра над майданчиком установки, її приймають ще двоє монтажників. Потім виконується точне вирівнювання, при якому геометричні осі підстанції суміщають з відповідними осями фундаменту у верхній частині, і конструкція встановлюється у задане проектом положення.

Процедура вивірки полягає у контролі правильності положення КТП як у горизонтальній площині, так і за висотою. Використання підкладок, не передбачених проектною документацією, забороняється без попереднього погодження з проектною організацією.

За потреби підстанцію у поперечному або поздовжньому напрямку зміщують із застосуванням монтажних ломиків, при цьому конструкцію спочатку піднімають над майданчиком установки.

Під час монтажу комплектної трансформаторної підстанції (КТП) важливо правильно орієнтувати її розташування так, щоб фотореле, встановлене над дверима відсіку РПНН, у нічний час було захищене від випадкового попадання світла фар автомобілів або інших джерел світла, що може викликати помилкове спрацювання датчика.

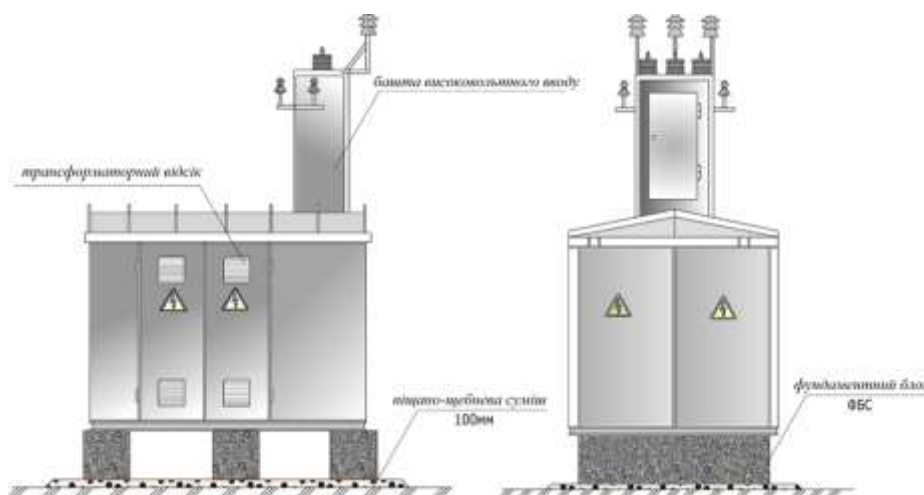


Рис. 4.5. Встановлена на фундаментні блоки ТП

Після встановлення ТП у проектне положення її фіксують на фундаменті шляхом приварювання рами до монтажних петель фундаментних блоків сталеву смугою розміром 4×40 мм. Зварювання здійснюють бензиновим зварювальним генератором із застосуванням електродів типу Е42. Товщина зварних швів має бути не меншою за товщину зварюваних деталей. По завершенні зварювальних робіт шви обробляють антикорозійним засобом для забезпечення захисту від корозії.

#### 4.8. Включення підстанції в мережу

Підготовка змонтованої комплектної трансформаторної підстанції (КТП) до подачі напруги вимагає ретельного дотримання інструкцій, передбачених для

силового трансформатора. Спочатку необхідно підготувати трансформатор згідно з його експлуатаційною документацією, встановивши перемикач обмоток високої напруги у нейтральне положення. Всі двері камер трансформаторів та міжкамерні двері різних напруг мають бути зачинені на замок. Перед подачею напруги персонал обов'язково повинен бути попереджений, а в разі потреби слід вивісити відповідні плакати із заходами безпеки. Особливу увагу приділяють перевірці наявності та справності засобів пожежогасіння.

Підключення КТП до електромережі виконується за письмовим нарядом, після здійснення всіх організаційних та технічних заходів і офіційного приймання підстанції комісією, до складу якої входять представники споживача та місцевої енергопостачальної компанії.

Перш ніж розпочати роботу, усі вимикачі та роз'єднувачі необхідно встановити у вимкнене положення. Потім знімають переносні заземлення і ретельно оглядають ошиновку, щоб упевнитися у відсутності сторонніх предметів. Двері камер трансформаторів повинні бути зачинені та закриті на замки. Далі включають лінійні роз'єднувачі для подачі живлення на кабель, після чого у розподільному пристрої високої напруги (РПВН) активують ввідний вимикач та шинний роз'єднувач. Потім підключають вимикачі силових трансформаторів.

Особлива увага приділяється зовнішньому огляду РПВН та трансформатора, при цьому не дозволяється проникати за захисні огорожувальні конструкції; огляд проводиться на відсутність іскріння або сторонніх звуків. Після цього двері РПВН та трансформаторного відсіку закривають. У низьковольтному розподільному пункті (РПНН) вмикають шинні роз'єднувачі та ввідні автоматичні вимикачі, перевіряють величину напруги обох секцій за допомогою переносного вимірювального приладу та звіряють отримані дані з показниками вбудованих приладів ТП. Врешті-решт підключають шинні роз'єднувачі та автоматичні вимикачі для відхідних ліній 0,4 кВ, після чого ТП вважається готовою до роботи.

## 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

*Організація роботи з охорони праці в Роменському РЕМ.* В Роменському РЕМ функціонує інженерна служба з охорони праці, яка безпосередньо відповідає за організацію та контроль виконання заходів з охорони праці. Щорічно служба разом із керівництвом підприємства формує план заходів з охорони праці, де детально прописані терміни та виконавці кожного завдання. Для фінансування цих заходів у кошторис підприємства закладаються конкретні суми, що спрямовуються на закупівлю спецодягу, засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), проведення навчань і поліпшення санітарно-побутових умов. Фінансування є постійним, і забезпечення необхідними ресурсами відбувається без затримок.

Розділ «Охорона праці» колективного договору підприємства містить конкретні зобов'язання роботодавця з оснащення працівників спецодягом та ЗІЗ відповідно до робочих умов, а також передбачає систему заохочень та відповідальності за порушення правил безпеки. В договорі чітко визначено порядок проведення інструктажів та навчань, що контролюються інженером з охорони праці. Цей розділ регулярно оновлюється відповідно до змін у законодавстві та виробничих умов.

Навчання з охорони праці в Роменському РЕМ проводиться на основі затверджених програм, розроблених інженерною службою. Перший інструктаж передбачено для всіх новоприйнятих працівників, а періодичний – для діючого персоналу з інтервалом не більше року. Всі інструктажі фіксуються в спеціальних журналах, які постійно перевіряються службою охорони праці. Атестація робочих місць за умовами праці здійснюється раз на два роки, протоколи оформляються та зберігаються у відділі охорони праці, де на їх основі плануються заходи з усунення виявлених недоліків.

Спецодяг і засоби індивідуального захисту видаються працівникам відповідно до норм ДСТУ, із суворим контролем строків носіння і заміни. Працівники, зайняті на роботах підвищеної небезпеки, забезпечуються

додатковими засобами захисту, наприклад, касками, рукавицями, захисними окулярами. Санітарно-побутове забезпечення включає оснащені душові, роздягальні та їдальні, які регулярно підтримуються у чистоті та належному стані.

Відповідальність за організацію охорони праці покладена на головного інженера підприємства та безпосередньо на інженера з охорони праці, які контролюють виконання вимог нормативних документів. Керівники структурних підрозділів несуть відповідальність за дотримання правил охорони праці у своїх відділах. За останні три роки нещасних випадків на підприємстві не зафіксовано, що свідчить про ефективність існуючої системи управління охороною праці. [13-17].

***Потенційні небезпеки при виконанні робіт з монтажу трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.*** При виконанні робіт з монтажу трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ існує ряд потенційних небезпек, які можуть виникнути через складність технологічного процесу та роботу з електрообладнанням високої напруги. Однією з головних небезпек є можливість ураження електричним струмом через порушення ізоляції або необережність при контакті з оголеними частинами високовольтного обладнання. Під час монтажу важких компонентів трансформатора існує ризик травмування працівників внаслідок падіння важких предметів, неправильного використання монтажної техніки або недостатньої фіксації конструкцій.

Крім того, робота на висоті під час встановлення обладнання створює загрозу падіння працівників, особливо за відсутності відповідних засобів захисту. Виконання зварювальних і паяльних робіт може призвести до опіків, пожежі або вибуху за наявності горючих матеріалів у зоні проведення робіт. Невідповідне або недостатнє заземлення обладнання підвищує ймовірність виникнення електричних дуг або пробіїв, що створює загрозу як для персоналу, так і для технічного стану підстанції.

В умовах роботи на відкритому повітрі можливі небезпечні впливи атмосферних явищ, таких як дощ, вітер чи гроза, які можуть погіршувати умови

безпеки та збільшувати ризики нещасних випадків. Окрім того, неправильна організація робочого простору, недостатнє освітлення та відсутність чітких технологічних інструкцій можуть сприяти виникненню аварійних ситуацій і травмуванню персоналу.

***Рекомендації щодо впровадження безпечних і здорових умов праці при виконанні монтажних робіт.*** Під час виконання робіт з монтажу трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ існує цілий комплекс потенційних небезпек, які можуть вплинути на безпеку працівників і якість виконання робіт. Насамперед, робота пов'язана з високою напругою, що створює суттєву загрозу ураження електричним струмом. Контакт із струмоведучими частинами або несправне електрообладнання може призвести до тяжких травм або навіть смерті, тому всі роботи повинні виконуватися з суворим дотриманням правил електробезпеки і лише кваліфікованим персоналом. Особливо небезпечними є роботи під напругою або на ділянках із потенційно високим ризиком пробією ізоляції.

Монтаж трансформаторної підстанції передбачає використання важкої техніки і механізмів, таких як крани, вантажопідйомні пристрої, які вимагають від працівників високої уваги і точності в операціях. Погане кріплення елементів або неправильне застосування монтажної техніки може призвести до падіння важких деталей, що загрожує травмами як монтажникам, так і іншим працівникам на майданчику. Особливо небезпечними є роботи на висоті, де відсутність або недостатність засобів захисту від падіння може спричинити серйозні травми.

Додатково, при проведенні зварювальних, паяння чи різальних робіт поряд з трансформатором і іншим обладнанням існує ризик виникнення пожежі або вибуху, особливо якщо в зоні робіт є легкозаймісті матеріали або паливно-мастильні речовини. Такі ситуації вимагають суворого дотримання пожежної безпеки, наявності первинних засобів пожежогасіння та оперативного реагування у разі виникнення небезпеки.

Не менш важливим є забезпечення належного заземлення обладнання та правильне електротехнічне підключення. Відсутність якісного заземлення або помилки в підключенні можуть спричинити пробій ізоляції, електричні дуги або перенапруги, що ставлять під загрозу не лише життя людей, але й працездатність підстанції. Відтак, контроль за якістю підготовчих робіт та постійне тестування електрообладнання є необхідними складовими процесу.

Вплив погодних умов також створює додаткові ризики. Робота на відкритому повітрі під час дощу, сильного вітру, снігу чи грози може знизити безпеку виконання робіт, призвести до зниження видимості, ковзання та інших травматичних ситуацій. З цієї причини роботи на відкритому майданчику часто плануються з урахуванням погодних прогнозів, а також забезпечуються додаткові заходи для захисту персоналу від несприятливих умов.

Організація робочого простору на майданчику є ключовою для безпеки. Нечітке зонування, відсутність огорожень, недостатнє освітлення або хаотичне розташування інструментів і матеріалів підвищують ймовірність нещасних випадків, падінь або травмувань. Тому підтримання порядку, встановлення безпечних проходів і належне маркування небезпечних зон – це невід’ємна частина забезпечення безпеки.

**Висновки.** На сьогодні організація охорони праці на підприємстві Роменський РЕМ оцінюється як задовільна. Система управління охороною праці функціонує відповідно до чинних нормативних вимог, що забезпечує планування, фінансування та контроль виконання заходів з безпеки. Належна увага приділяється навчанню персоналу, забезпеченню засобами індивідуального захисту та санітарно-побутовим умовам. Відповідальність посадових осіб за охорону праці чітко визначена і виконується на належному рівні. Відсутність нещасних випадків за останні роки підтверджує ефективність існуючої системи та свідчить про безпеку умов праці на підприємстві. Водночас, для подальшого підвищення рівня безпеки доцільно продовжувати систематичне вдосконалення заходів та контроль за їх виконанням.

## 6. ЕКОЛОГІЯ

*Вступ.* Сучасний розвиток енергетичної інфраструктури неможливий без врахування екологічних аспектів, адже електропостачання безпосередньо впливає на стан навколишнього середовища. Особливо це актуально при реконструкції систем електропостачання та монтажі трансформаторних підстанцій, які є ключовими елементами енергетичної мережі. Будівельно-монтажні роботи можуть призводити до тимчасових негативних наслідків, таких як забруднення повітря пилом і газами, підвищений рівень шуму, а також можливе забруднення ґрунту і водних ресурсів.

*Вплив.* Процес монтажу трансформаторної підстанції, як складова частина реконструкції системи електропостачання, може мати низку негативних наслідків для екології, флори, фауни та здоров'я людини. Під час будівельно-монтажних робіт можливе забруднення повітря пилом, вихлопними газами від спецтехніки та транспортних засобів. Порушення ґрунтового покриву може призвести до ерозії та забруднення ґрунтів. Використання мастил, розчинників та інших хімічних речовин створює ризик забруднення водних ресурсів через попадання токсичних речовин у ґрунтові води.

Будівництво підстанції супроводжується вирубкою або пошкодженням рослинного покриву на майданчику та прилеглий території. Це може призвести до зниження біорізноманіття, порушення структури рослинних угруповань і зниження продуктивності екосистеми. Пилове забруднення також негативно впливає на фотосинтез рослин.

Шумове навантаження, присутнє під час монтажних робіт, може викликати стрес у тварин, спричинити їх міграцію з місць проживання, порушити режим харчування та розмноження. Забруднення середовища токсичними речовинами здатне викликати загибель або хронічні захворювання у представників місцевої фауни.

Монтажні роботи супроводжуються підвищеним рівнем шуму та пилу, що може викликати подразнення дихальних шляхів, алергічні реакції та зниження

працездатності у працівників і мешканців прилеглих районів. Викиди вихлопних газів негативно впливають на стан органів дихання. Крім того, можливий ризик електротравматизму у разі порушення правил безпеки. Таким чином, для мінімізації негативного впливу необхідно застосовувати комплекс заходів екологічної безпеки та контролю в процесі монтажу трансформаторної підстанції.

Заходи. Для зменшення шкідливого впливу монтажних робіт трансформаторної підстанції на навколишнє середовище та здоров'я людей необхідно впроваджувати комплекс заходів екологічної безпеки. Зокрема, важливо контролювати пиловиділення, застосовуючи зволоження майданчика під час виконання робіт, що допомагає зменшити розповсюдження пилу в повітрі, а також використовувати пилозахисні сітки та бар'єри.

Щоб обмежити шумове забруднення, доцільно виконувати найбільш гучні роботи у денний час, застосовувати сучасне мал шумне обладнання та за потреби встановлювати звукоізоляційні екрани. Крім того, необхідно організувати правильне зберігання і утилізацію матеріалів, зокрема мастил, розчинників та інших хімікатів, що вимагає облаштування спеціальних майданчиків з дотриманням вимог безпеки, а також своєчасного вивезення відходів. Для захисту ґрунту та водних ресурсів важливо запобігати попаданню токсичних речовин, використовуючи захисні піддони і герметичні ємності для рідких матеріалів, а також контролювати стан ґрунтів після завершення робіт. Після завершення монтажу слід проводити відновлення пошкодженої рослинності, що сприятиме збереженню біорізноманіття та підтриманню екологічної рівноваги на території об'єкта.

Висновки. Реалізація комплексних заходів екологічної безпеки під час монтажу трансформаторної підстанції є необхідною умовою мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище та здоров'я людей. Це сприяє збереженню екосистеми та забезпеченню сталого розвитку енергетичної інфраструктури м. Ромни.

## 7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Реконструкція системи електропостачання частини м. Ромни, зокрема трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, дозволить досягти суттєвих покращень як у технічному, так і в економічному аспектах. Завдяки заміні застарілого обладнання на сучасне, очікується зниження технічних втрат електроенергії до 25–30%, що безпосередньо вплине на зменшення витрат на електропостачання.

Підвищення надійності системи дозволить скоротити кількість аварійних відключень на 40–50%, що особливо важливо для стабільного електропостачання житлового сектору, соціальних об'єктів і малого бізнесу.

Якість електроенергії покращиться за рахунок стабілізації напруги, що зменшить коливання у мережі на 15–20% і позитивно вплине на роботу енергоємного обладнання.

Зниження експлуатаційних витрат, пов'язаних із технічним обслуговуванням і ремонтом, очікується на рівні 20–25% завдяки використанню енергоефективного та надійного обладнання з автоматизованими системами керування.

У перспективі це дасть змогу забезпечити резерв потужності для приєднання нових споживачів і розвитку мікрорайонів. Загалом, реконструкція створює передумови для підвищення енергоефективності, надійності та економічної доцільності функціонування системи електропостачання міста.

Таблиця 7.1. – Капіталовкладення

№ з/п	Найменування обладнання	Кількість	Ціна за одиницю, грн	Загальна вартість, грн
1	КТП 160/10/0,4 кВ кіоскового типу (з апаратами керування та захисту)	1 шт	185000	185000
2	Опора СВ-95	42 шт	3000	126000

3	Провід неізолюваний АС-25	579 м	255	147645
4	Провід неізолюваний АС-50	370 м	355	131350
5	Додаткові витратні матеріали	–	–	25000
6	Монтажні роботи (60% від заг. вартості обладнання)	–	–	368997
	<b>Разом:</b>			<b>983992</b>

За попередніми розрахунками фахівців Роменського РЕМ очікуване зниження грошових витрат після реконструкції системи за рахунок зменшення експлуатаційних витрат та технічних втрат електроенергії становитиме близько 350 тис. грн на рік.

Визначаємо коефіцієнт ефективності капіталовкладень:

$$K_{ef} = \frac{E_{річ}}{K_{заг}}, \quad (7.1)$$

де  $K_{ef}$  – коефіцієнт ефективності інвестицій;

$E_{річ}$  – річна економія, грн;

$K_{заг}$  – капіталовкладення, грн.

$$K_{ef} = \frac{350000}{983992} = 0,36.$$

Термін окупності [18]:

$$T_{ок} = \frac{K_{заг}}{E_{річ}}; \quad (7.2)$$

$$T_{ок} = \frac{983992}{350000} = 2,81 \text{ року.}$$

Таблиця 7.2 – Техніко-економічні показники

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Існуючий стан	Після реконструкції
1	Капіталовкладення	грн	–	983992
7	Річна економія	грн/рік	–	350000
8	Термін окупності	років	–	2,81
9	Коефіцієнт ефективності інвестицій	частка	–	0,36
10	Потужність трансформаторної підстанції	кВА	100	160
11	Можливість підключення нових споживачів	так/ні	обмежена	так
12	Надійність електропостачання	оцінка	середня	висока

**Висновок.** Реконструкція системи електропостачання забезпечує щорічну економію 350 тис. грн при загальних витратах у 983992 грн. Термін окупності становить 2,81 роки, коефіцієнт ефективності – 36%, що свідчить про високу інвестиційну привабливість проєкту. Зменшення технічних втрат на 30% та скорочення експлуатаційних витрат забезпечують сталу економію для підприємства та покращення якості електропостачання для споживачів.

## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційному проєкті було проведено комплексний аналіз існуючої системи електропостачання частини м. Ромни, а саме району, що охоплює вул. Мельникова та Академіка Йоффе. Визначено основні групи споживачів, їх електричні навантаження, а також проведено розрахунки для підбору оптимального обладнання та трасування ліній електропередачі.

Для підвищення надійності та якості електропостачання запропоновано реконструкцію системи з використанням комплектної трансформаторної підстанції (КТП) 160/10/0,4 кВ кіоскового типу, яка забезпечить ефективне живлення споживачів району. Для повітряних ліній застосовані опори типу СВ-95, що відповідають сучасним вимогам механічної міцності та довговічності. В якості проводу обрано неізолювані алюмінієві провoda марок АС-25 та АС-50, які забезпечують належну пропускну здатність і надійність у мережі 0,38 кВ.

В процесі проєктування було розроблено технологічну карту монтажу КТП 10/0,4 кВ, що є ключовим етапом впровадження реконструкції. Вона дозволить організувати послідовність та якість монтажних робіт, забезпечить безпеку виконання будівельно-монтажних операцій і сприятиме підвищенню загальної ефективності проєкту.

Вибрані апарати захисту та обладнання відповідають нормативним вимогам, що гарантує надійну роботу електричної мережі, а також безпеку персоналу і споживачів. Розроблена схема первинних з'єднань та визначені струми коротких замикань дозволяють правильно підібрати пускозахисну апаратуру

Реконструкція системи електропостачання забезпечує щорічну економію 350 тис. грн при загальних витратах у 983992 грн. Термін окупності становить 2,81 роки, коефіцієнт ефективності – 36%, що свідчить про високу інвестиційну привабливість проєкту.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Гвоздєв О.В. Механізація переробної галузі агропромислового комплексу : підруч. для учнів проф.-техн. навч. закл. / О. В. Гвоздєв, Ф. Ю. Ялпачик, Ю. П. Рогач, М. М. Сердюк. – К. : Вища освіта, 2006. – 478 с.
2. Правила улаштування електроустановок. – 2-ге вид., переробл., і допов. Харків: Форт, 2009. – 736 с.
3. Бункер вентилируемый БВ-25, БВ-40. [Електронний ресурс] – режим доступу:  
[http://zernograd.com.ua/catalog/ohladiteli/bunker\\_ventiliruemiy\\_bv\\_25\\_bv\\_40-id31204.html](http://zernograd.com.ua/catalog/ohladiteli/bunker_ventiliruemiy_bv_25_bv_40-id31204.html).
4. Нория зерновая ковшовая Н-25, Н-50, Н-100. Руководство по эксплуатации. ООО «Завод «АгроСельМаш», 2017 – 38 с.
5. Электропривод с.г. машин, агрегатів та поточкових ліній. Є.Л. Жулай, Б.В. Зайцев, Ю.М. Лавриненко, О.С. Марченко, Д.Г. Войтюк. За ред. Жулая Є.Л. – Вища освіта, 2001. – 288 с.
6. Каталог электродвигателей АИР. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://xn--80aqy.com.ua/katalog\\_elektrodvigatelej\\_air/](https://xn--80aqy.com.ua/katalog_elektrodvigatelej_air/)
7. Яковлев, В. Ф., Приходько, М. С. (2017). Методичні вказівки до виконання курсової роботи з дисципліни «Електропривід» для студентів очної і заочної форми навчання за фахом 8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського виробництва». Сумський національний аграрний університет. Суми - 60 с
8. Электричне устаткування: каталог електрообладнання. АскоУкрРем, 2005. - 130 с.
9. ГОСТ 36.13-76 “Щиты и пульты систем автоматизации технологических процессов. Общие технические условия”.
10. В.Ф. Яковлев, Р.В. Кушлик, С.О. Квітка, Ю.М. Куценко Проектування систем електрифікації технологічних процесів на підприємствах АПК. Загальні питання проектування: Навчальний посібник / За заг. ред.. проф. Яковлева В.Ф. – Мелітополь, 2010. - 119 с.

11. Дипломне проектування зі спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Методичні рекомендації. Частина 2 «Проектування внутрішньої силової розподільчої мережі. Вибір та перевірка пуско-захисної апаратури» для здобувачів ступеня вищої освіти «Бакалавр» / С.О. Квітка, М.В. Постнікова. – Мелітополь: ТДАТУ, 2018. – 76 с.

12. Василенко О.О., Хворост Т.В, Семерня О.В., Кіндя О.П. (2021). Методичні вказівки до виконання розділу «Охорона праці» в випускних роботах студентами спеціальностей 208 «Агроінженерія» галузі знань 20 «Аграрні науки та продовольство», 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузь знань 14 «Електрична інженерія», 275 «Транспортні технології» галузь знань 27 «Транспорт» першого (бакалаврського) рівня вищої освіти. Суми: СНАУ, 14.

13. ДБН В 1.1.7-2002. Пожежна безпека. Об'єкти будівництва.

14. ДБН В 1.2.8-2008. Основні вимоги до будівель і споруд.

15. ДБН В 2.2.8-98. Підприємства, будівлі і споруди по зберіганню та переробці зерна.

16. ДБН В 2.2-12-2003. Будівлі і споруди для зберігання і переробки сільськогосподарської продукції.

17. ДБН В 2.2-28:2010. Будинки адміністративного та побутового призначення.

18. Водяников В.Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике АПК.- М.: Колос, 2008. - 263 с.