

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

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Лабця Олександра Валдимовича

(ПІБ)

академічної групи 141-17-3

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему «Розробка системи електропостачання 0,4-10 кВ житлового району міста»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	<u>Луценко І.М.</u>			
розділів:	Луценко І.М.			
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина:	Луценко І.М.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
Охорона праці	Столбченко О.В.			
Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
електроенергетики

_____ (повна назва)
_____ Папаїка Ю.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20 ____ року

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

студенту Лабцю О.В. академічної групи 141-17-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Розробка системи електропостачання 0,4-10 кВ житлового району міста

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 12.04.2021 № 201-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Загальна характеристика та обґрунтування заходів з реконструкції, КЛ,ВЛ та електричної частини підстанції 6(10)/0,4 кВ	15.05.20
Основна частина	Розрахунок електричних навантажень, вибір ТН та ТС. Вибір комутаційної апаратури та кабельно-провідникової продукції	31.05.20
Економічний	Техніко-економічне обґрунтування розроблених заходів та оцінка показників проекту	05.06.20
Охорона праці	Небезпечні та шкідливі фактори при експлуатації підстанції. Розрахунок системи заземлення.	10.06.20

Завдання видано _____ Луценко І.М.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 02.05.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____ Лабець О.В.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 75 ст., 9 рис., 15 табл., 1 додатки, 14 джерел.

Об'єкт дослідження: Розподільча мережа житлового району міста 0,4-10кВ.

Предмет дослідження: Обґрунтування заходів модернізації електричної частини підстанції, та кабельних та повітряних ліній.

Мета роботи: Реконструкція електрообладнання підстанції 6(10)/0,4 кВ, та кабельних та повітряних ліній для підвищення надійності електропостачання споживачів.

У технологічному розділі було виконано аналіз стану підстанції та стану енергомережі. Були розроблені та запропоновані варіанти реконструкції підстанції та систем електропостачання та обрано найбільш доцільний варіант.

У спеціальному розділі проведено розрахунок і вибір необхідного обладнання. Серед розрахованого та обраного обладнання це: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму і напруги, вибір кабелі та проводів.

У економічному розділі розраховано капітальні та експлуатаційні витрати пов'язані з впровадженням проектних рішень.

Визначено та обґрунтовано небезпечні та шкідливі виробничі фактори і запропоновано інженерно-технічні рішення щодо забезпечення безпеки обслуговування електроустаткування підстанції 6(10)/0,4 кВ в процесі експлуатації та при проведенні реконструкції даного об'єкту.

Практичне значення проекту полягає в підвищенні надійності електропостачання споживачів даної підстанції.

ЗМІСТ

Вступ.....	
1. Технологічна частина	
1.1 Характеристика Дніпровських розподільчих електричних мереж	6
1.2 Аналіз технічного стану устаткування ДРЕМ	11
1.3 Діяльність операторів систем розподілу з реконструкції та модернізації електричних мереж	11
1.4 Обґрунтування заходів щодо підвищення надійності електропостачання споживачів 0,4 кВ типового району міста	13
1.5 Висновки та постановка задач щодо необхідності реконструкції існуючої системи електрозабезпечення споживачів міських електричних мереж	21
2. Спеціальна частина	
2.1 Характеристика споживачів трансформаторної підстанції №1424	25
2.2 Розрахунок електричних навантажень споживачів	25
2.3 Моделювання графіка електричних навантажень споживачів ТП №1424	33
2.4 Вибір трансформатору ТП №1424	33
2.5 Вибір ліній 6(10) кВ	34
2.6 Вибір високовольтних вимикачів	37
2.7 Вибір ввідних вимикачів 0,4 кВ	39
2.8 Вибір захисних апаратів і провідників окремих споживачів	40
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	50
2.10 Заземлення підстанції	51
3. Економічна частина:	
3.1 Мета і завдання	56
3.2 Розрахунок капітальних витрат	57
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат	59
3.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту	61
4. Охорона праці:	

4.1 Корткий опис об'єкта	62
4.2 Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів	62
4.3 Інженерно-технічні заходи з охорони праці на підстанції	63
4.4 Пожежна профілактика на підстанції	67
4.5 Заземлення підстанції	68
Висновок	
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	
Додаток А. Перелік матеріалів дипломного проекту	
ВІДГУК.....	

Вступ

Необхідність реконструкції ВЛ 10/0.4 кВ «ТП-1424» з розташуванням ТП на вулиці Одеській 2 міста Дніпро поблизу від центру навантажень диктується наступними

обставинами:

- низькою надійністю електропостачання споживачів цього мікрорайону;
 - високими втратами електричної енергії в розподільних мережах 0,4кВ із-за недостатнього перерізу проводів
 - низькими рівнями напруги на виводах електроприймачів споживачів.
- поганим технічним станом устаткування ТП 10/0.4кВ
 - необхідністю захисту устаткування ТП 10/0.4кВ «ТП-1424»
 - необхідність заміни залізобетонних опор через їх пошкодженість

Скорочення та умовні позначення

ТП – трансформаторна підстанція

ЗРП – закритий розподільний пристрій КЗ - коротке замикання

ВН - висока напруга НН - низька напруга

РП – розподільчий пристрій

САПР – система автоматичного проектування і розрахунків ДСТУ – державний стандарт України

ПУЕ - правила улаштування електроустановок

Технологічний розділ

1.1 Характеристика Дніпровських розподільчих електричних мереж:

Внутрішньо квартална *роздільна* електрична мережа напругою 6-20 кВ може приєднуватися або безпосередньо до збірних шин РП, або до шин ДЖ. У першому випадку виникає додаткова ланка у вигляді живильної мережі напругою 6-20 кВ, яка зв'язує ДЖ з РП.

Розподіл електроенергії від ЦЖ або РП до ТП здійснюється *розподільними мережами* напругою 6-20 кВ

Схеми внутрішньоквартальних розподільних електричних мереж виконують радіальними, магістральними, змішаними, петльовими та кільцевими.

Схема розподільної мережі, яка виконується за радіальною або магістральною схемами без резервування, є найбільш простою та дешевою (рисунок 1.1.1).

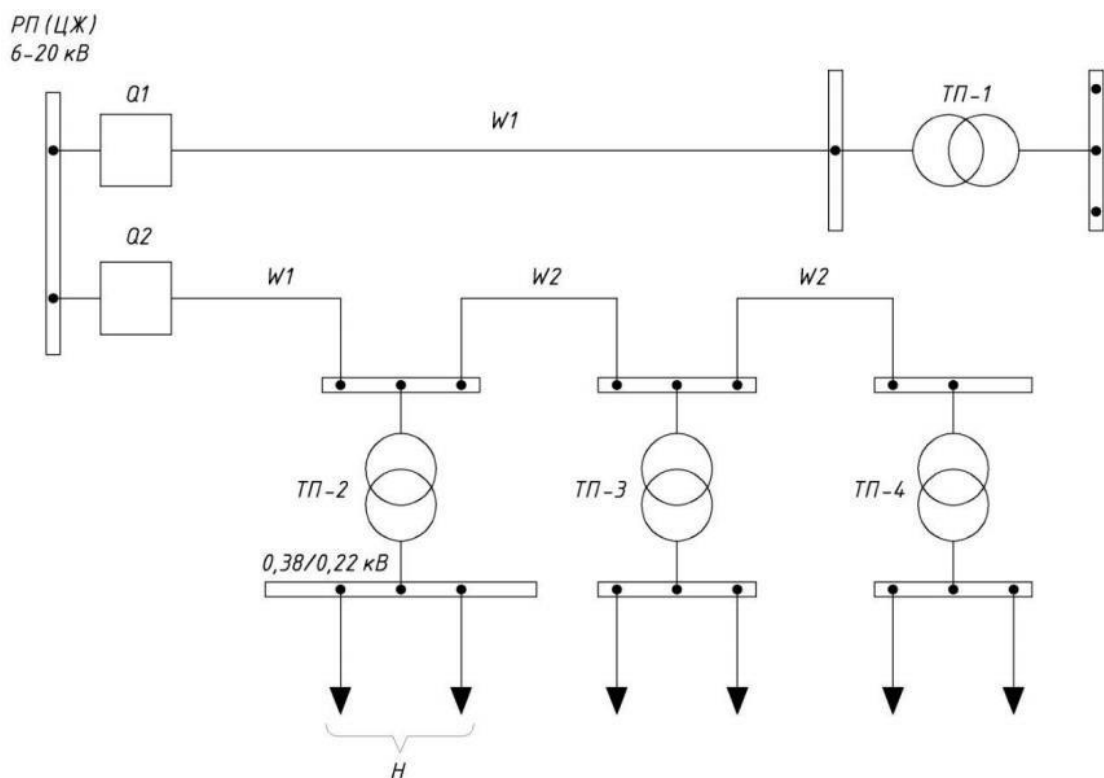


Рисунок 1.1.1 Схема нерезерованої розподільчої мережі 6-20 кВ

Найбільшого поширення набула розподільна мережа напругою 6-20 кВ, яка виконана за петльовою схемою. Вона не авторизована, але створює можливість двостороннього живлення кожної ТП. Тому петльова схема застосовується для електропостачання ЕП 2 і 3-ї категорії надійності.

На рисунку 1.1.2 наведена схема петльової розподільної мережі напругою 6-20 кВ із живленням від одного РП або ЦЖ

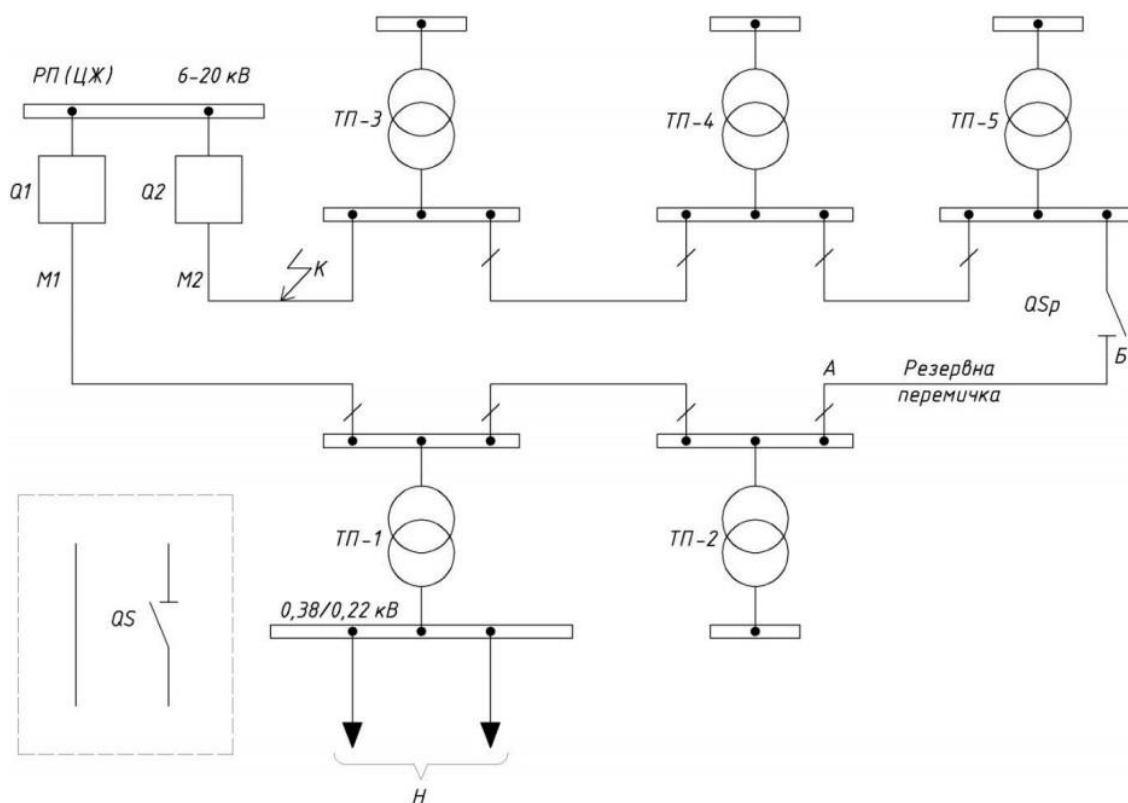


Рисунок 1.1.2 Схема петльової розподільної мережі напругою 6-20кВ із живленням з одного розподільчого пункту

З більш високим ступенем надійності живлення ТП є кільцева схема, яка наведена на рисунку 1.1.3

У нормальному режимі роботи кільцева магістраль розімкнена вимикачем Qp на дві частини, кожна з яких є одиничною магістраллю, які приєднуються до різних секцій ЦЖ або РП. За такою схемою рекомендується приєднувати не більше 4-6 ТП при одиничній потужності трансформаторів до 630 кВА.

Розімкнення вимикачем Qp кільцевої магістралі створює низку переваг, які

властиві для петльової схеми. Ділянка між ТП-3 і ТП-6 виконує функцію резервної перемички. Кожна з частин кільцевої магістралі розраховується на нормальне живлення основних навантажень всіх ТП при післяаварійному режимі (наприклад, при короткому замиканні (КЗ) в точці К). Кільцеві магістралі допускається застосовувати для живлення ЕП-2 і 3-ї категорій за надійністю електропостачання.

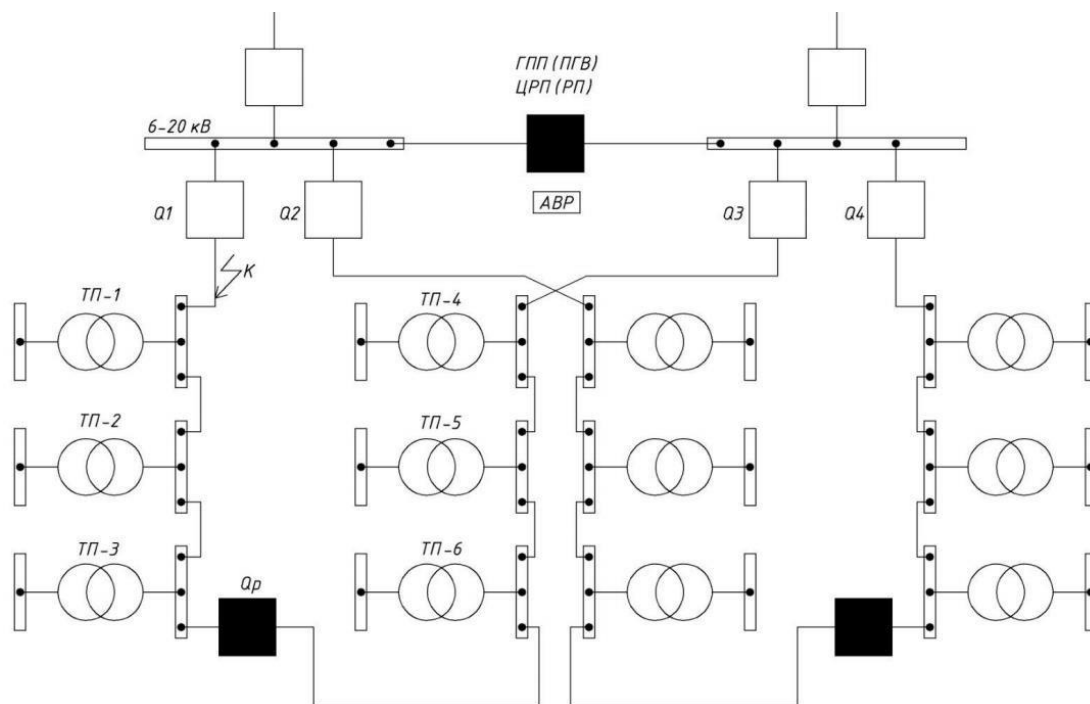


Рисунок 1.1.3 Схема кільцевих магістралей напругою 6-20кВ

У великих містах широке застосування знайшла двопроменева схема розподільної мережі напругою 6-20 кВ із АБВ зі сторони НН.

Варіант принципової схеми двопроменевої розподільної мережі з АБВ на автоматах зі сторони НН наведений на рисунку 1.1.4

Така схема передбачає живлення кожної з приєднаних ТП двома лініями (променями) від різних секцій шин ЦЖ. У кожному ТП встановлюються два трансформатори.

У разі зникнення напруги зі сторони 6-20 кВ на одному із працюючих трансформаторів ПС (наприклад, у момент виникнення КЗ в точці К) або аварії на одному з них за допомогою присторою АБВ секційні автомати (контактори) автоматично перемикають навантаження ТП на той трансформатор, який

залишився в роботі. У нормальному режимі можна довести завантаження трансформатора до 100%, якщо в післяаварійному режимі частина навантаження невідповідальних ЕП (3- категорії надійності) автоматично вимкнеться. У такому разі розподільний пристрій НН кожного трансформатора складається не з однієї, а з двох секцій (*B1* і *B3* для трансформатора *T1* та *B2* і *B4* для трансформатора *T2*). До однієї секції шин приєднуються споживачі з ЕП 1-ї та 2-ї категорії надійності (*B1* і *B2*), які не вимикаються, а до другої секції (*B3* і *B4*) – споживачі з ЕП 3-ї категорії надійності, які вимикаються. В аварійному режимі секція (*B1* або *B2*) зі споживачами, які не вимикаються, автоматично переключається на трансформатор, який залишився в роботі, а секція (*B3* або *B4*) зі споживачами, які вимикаються, автоматично вимикається на час, необхідний для ремонту пошкодженої ділянки чи заміни елемента обладнання ТП, але не більше однієї доби.

Зі складу електричних приймачів I категорії виділяється *особлива група* електричних приймачів, безперервна робота яких необхідна для безаварійного зупину виробництва, з метою запобігання загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням дорогого основного обладнання.

Електричні приймачі **II категорії** — електричні приймачі, перерва електропостачання яких приводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електричні приймачі **III категорії** — решта електричних приймачів, що не підпадають під визначення I і II категорій.

1.2 Аналіз технічного стану устаткування ДРЕМ

Характерні проблеми місцьких електричних мереж

- обладнання підстанцій є застарілим
- низька надійність комутаційної апаратури
- встановлені трансформатори з високими значеннями втратпотужності
- об'єкти мають підвищені експлуатаційні витрати

Проблемні фактори, які характерні для закритих трансформаторних підстанцій

- розвиток районів і зріст потужності підключених споживачів
- функціонально й морально застаріле обладнання не відповідає сучасним нормам
- недостатня уніфікація обладнання
- підвищені експлуатаційні витрати

1.3 Діяльність операторів систем розподілу з реконструкції та модернізації електричних мереж

Звіт про виконані роботи ДТЕК "Дніпровські Електромережі"

1.4 Обґрунтування заходів щодо підвищення надійності електропостачання споживачів 0,4 кВ типового району міста:

Реконструкцією ПЛ-0,4 кВ Рб-2, Рб-3, Рб-4 від ТП-1424 у м. Дніпропетровськ Дніпропетровської області передбачено виконання

Монтаж проводів для повітряної лінії, перепідключення існуючих абонентів.

Монтаж панелей ЩО-90.

Прокладання КЛ від ТП-1424 до опор №1, №2 та №3, кабель АПВБбШп-1

Відомість основних обсягів робіт наведена в табл.1.4.1:

Таблиця 1.4.1 - Відомість основних обсягів робіт

№ п/п	Найменування виду робіт
1	Демонтаж проводів для ПЛ-0,4 кВ
2	Демонтаж відгалужень від ПЛ-0,4 кВ до будівель
3	Демонтаж панелей ЩО59
4	Улаштування відгалужень від ПЛ-0,4 кВ до будівель за допомогою механізмів
5	Підвішування проводів для ПЛ 0,38 кВ:
6	Монтаж муфт кінцевих для кабелю
7	Установлення панелей ЩО-90
8	Прокладання кабелю

сторонніх предметів. Викладені опори не повинні заважати землерийній техніці.

Опори збирають вздовж осі лінії і лише у виняткових випадках

- поперек неї. У переходів через інженерні споруди або природні перешкоди опори викладають вершиною в їхній бік.

Загальна збірка кінцевих з/б опор полягає в збірці стійок СВ105-5 приєднання до них траверс.

Роботи по збірці будь-яких опор закінчуються установкою деталей заземлення. Якщо на стійках є верхні і нижні випуски внутрішнього заземлюючого стрижня, всі заземлюючі елементи приєднують до верхнього випуску, а з нижнім з'єднують заземлювачі (після установки опори).

Улаштування котловану під опори

До початку буріння котлованів і установки опор необхідно виконати роботи, зазначені в нормативній літературі, а також провести збірку опор.

Розрив у часі між бурінням котлованів і установкою опор не слід допускати більше однієї зміни.

Послідовність основних операцій з буріння котлованів під проміжні та складні опори приведена нижче:

- машиніст встановлює вістрі бура бурильно-кранової машини над пікетним знаком;
- електrolінійник перевіряє вертикальність бура, видаляє пікетний знак і подає команду, роздільну роботу механізму;
- після буріння котловану машиніст піднімає бур, а електrolінійник, переконавшись в його повній зупинці, відкидає ґрунт від краю котловану, очищає бур і заміряє глибину котловану;
- при відповідності дійсної глибини котловану проектної машиніст переводить машину в транспортне положення.
- машиніст готує бурильно-кранова машину до підйому опори. Схеми розробки котлованів із зазначенням глибини і діаметрів взаємності від призначення опор наведені на рис. 1.4.2. та рис.1.4.3.

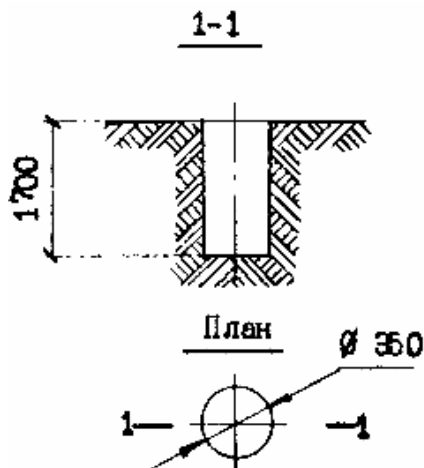


Рис.1.4.2. Схема розробки котловану для проміжних опор

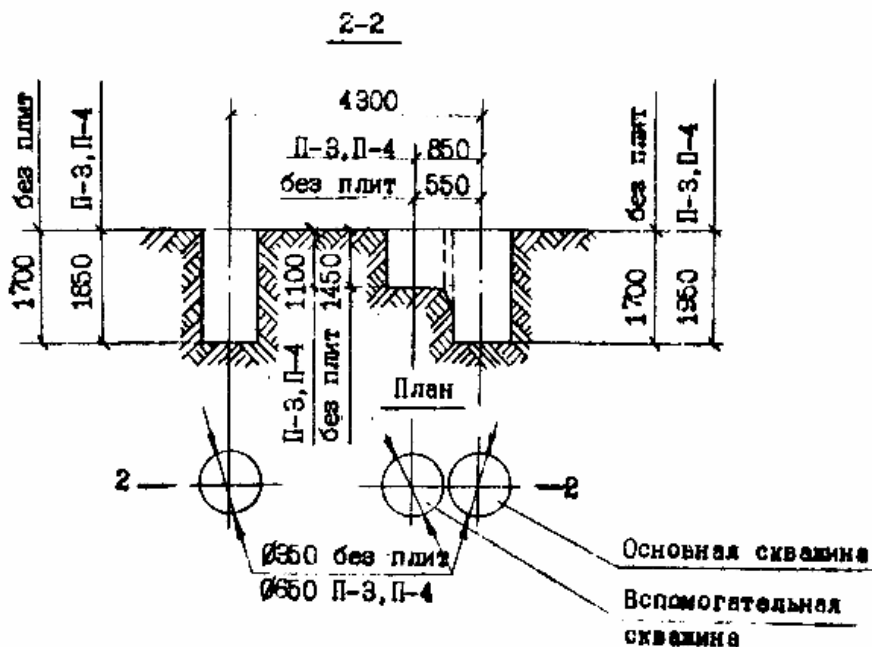


Рис. 1.4.3. Схема розробки котловану для складних опор

Розробку перемички між свердловина виробляти після установки підкоса на дно котловану.

Установка залізобетонних опор.

Кінцеві з/б опори встановлюються буро-крановими машинами.

Після установки опора виправляється, вивіряється, котлован засипається ґрунтом, і знімаються стропи.

Закріплення опори в ґрунті виконується відповідно допроектно-технічної документації.

Піднята опора повинна бути вивірена, т.б. приведена в стан, при якому її вісь вертикальна поверхні землі, а траверси знаходяться під кутом 90° до осі ПЛ. Всі опори повинні бути розташовані в створі лінії. Траверси кутових опор повинні бути спрямовані по бісектрисі кута повороту ПЛ.

Після вивірки опори остаточно закріплюють в ґрунті або на фундаментах. Опори, що встановлюються безпосередньо в ґрунт, закріплюють, засипаючи котлован ґрунтом, піском, піщано-гравійних або щебеневими сумішами (відповідно до вказівок проекту). При засипці шари ґрунту ретельно трамбують.

Зворотне засипання стінок свердловин проводиться після установки і вивірки стійок опор. Ґрунт при засипці необхідно ретельно трамбувати пневматичними трамбівками.

Засипка свердловин мерзлим ґрунтом і ґрунтом, змішаним зі снігом, не допускається. Висота засипки повинна прийматися з урахуванням осідання ґрунту з крутизною укосів 1:1,5.

Технологічні операції по монтажу ПЛ

Технологічні операції по монтажу ПЛ в себе включають:

- розкочування проводів СП;
- з'єднання будівельних довжин СП;
- натягування та закріплення СП на опорах;
- з'єднання СП на відгалужувальних і анкерних опорах;
- приєднання СП до обладнання на ПЛ;
- Монтаж СП рекомендується виконувати на анкерній ділянці довжиною не більше ніж 0,8 км у світлу пору доби.
- Перед виконанням монтажу СП повинні бути закінчені такі роботи:
- установка опор з металоконструкціями;
- виконані контури повторних та грозозахисних заземлень та приєднання до

нижніх випусків опор в місцях призначених проектом;

- виконано улаштування пристроїв захисту інженерних споруд на переходах;
- траса розчищена від дерев та насаджень, які заважають монтажу СІП;
- доставлені барабани з СІП, арматура та інші матеріали, необхідні для проведення монтажу СІП;

Роботи по розкочуванню СІП виконують ланкою бригади в кількості п'яти чоловік. Для виконання робіт ланка ділиться на дві групи, які ведуть роботи паралельно. Перша ланка у кількості двох чоловік встановлює барабан з СІП на розкочувальний пристрій, друга встановлює розкочувальні ролики на опорах і вкладає в них розкочувальний трос.

Розкочування СІП виконується з розкочувального пристрою, який встановлюють на відстані 10-15 м від анкерної опори. З встановленого барабану змотується провід в сторону монтажу до кінцевої опори, перевіряється надійність кріплення барабану та плавність його обертання. Розкочування закінчується, коли кінець СІП зайде за анкерну опору в кінці анкерної ділянки, після цього кінець СІП спускають на землю. При встановленні натяжного затискача необхідно передбачити після нього запас проводу:

- 0,3 - 0,5 м – для кутових анкерних і анкерних опор;
- 0,06 - 0,1 м – для кінцевих опор;
- 1,5 - 2,5 – для кінцевих опор з кабельними муфтами;
- 5,5 м – для опор, на яких встановлюється щогловий рубильник або щик секціонування.

Натягування СІП здійснюється за допомогою тягового механізму, який встановлюється за барабаном на продовженні осі ПЛІ на відстані 20-25 м від анкерної опори. Натягування СІП з контролем зусилля в утримних жилах виконується за допомогою динамометра, котрий закріплюється між монтажним затискачем і тяговим механізмом. При рухові тягового механізму контролюється зусилля тяжіння і при досягненні проектного тяжіння подається сигнал на зупинку тягового механізму. Після 10-15 хвилинної витримки під монтажним

натягом перевіряється тяжіння і СІП, і при необхідності, виконується доведення його до проектного. Після цього електролінійник піднімається на опору і робить на утримних жилах мітку, що відповідає експлуатаційному положенню натяжного затискача. По мітці на СІП встановлюється натяжний затискач. Після закріплення СІП на анкерних опорах виконується закріплення СІП на проміжних опорах.

На кутових проміжних опорах роботи виконуються з застосуванням ручної лебідки і двох монтажних затискачів, прикріплених до неї за допомогою тросів.

Застосовується також натягування і візування СІП з контролем стріл провисання за допомогою візирних рейок.

Вантажно-розвантажувальні роботи

Роботи із завантаження та розвантаження стійок, що виконуються за допомогою автокрана, виконуються в наступній послідовності:

- приведення автокрана в робоче положення з установкою його на аутригери;
- установка транспортного засобу в радіусі дії автокрана;
- влаштування огорожі небезпечної зони;
- очищення місця викладки стійки від сторонніх предметів;
- строповка стійки і кріплення відтяжок;
- транспортування стійки автокраном (робочий хід автокрана);
- викладка стійки на дерев'яні підкладки;
- раз стропування стійки та від'єднання відтяжок;
- холостий хід автокрана;
- приведення автокрана в транспортне положення;
- зняття огороження небезпечної зони.

Роботи виконуються в наступній послідовності.

Електролінійник разом з машиністом встановлюють автокран в робоче положення. Установка автокрана проводиться на вирівняному майданчику так,

щоб під час роботи відстань між його поворотною частиною при будь-якому положенні і будівлями, штабелями вантажів, транспортними засобами та ін. було не менше 1 м. Шофер (машиніст) встановлює транспортний засіб в радіусі дії автокрана відповідно до рис.4.3.

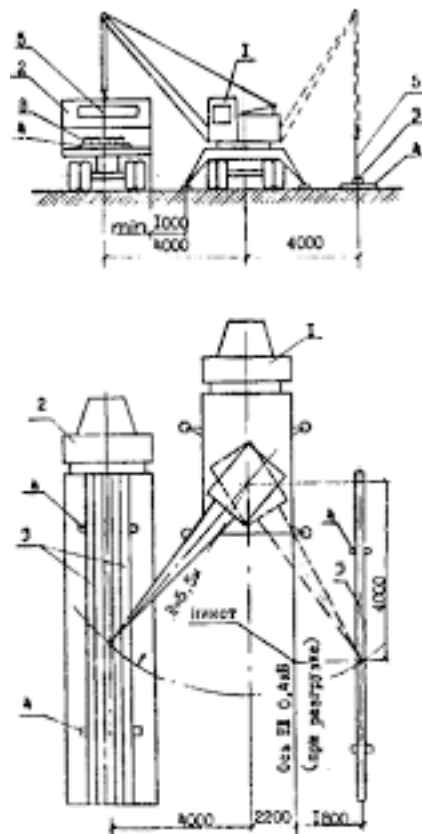


Рис. 1.4.4. Схема розвантаження стійок СВ 105-5

1 - автокран; 2 - автомобіль 3 - стійки СК 10,5; 4 - дерев'яні підкладки; 5 - строп за ГОСТом 25573-82.

Електролінійники обмежують небезпечну зону сигнальною стрічкою червоно-білого кольору. Небезпечною зоною для стрілових кранів є коло, радіусом, рівним найкоротшій відстані від осі обертання крана до вертикальної поверхні, що проходить через найбільш віддалену точку вантажу, плюс 7 м. Електролінійники видаляють сторонні предмети з місця викладки стійок на пікеті.

Електролінійник виконує строповку стійки за петлі стропом типу 2СК-1,0 4500 (ГОСТ 25573-82). Всі інші особи, які беруть участь у роботі, в тому числі

шофер (машиніст) транспортного засобу, зобов'язані вийти за межі огороження небезпечної зони. Машиніст автокрана, переконавшись у відсутності людей в небезпечній зоні, по команді електролінійника піднімає стійку на 0,2-0,3 м, потім піднімає її на 0,5 м вище всього, що зустрічаються на шляху і переміщує її до місця укладання. За командою електролінійника машиніст автокрана опускає стійку на дерев'яні підкладки висотою не менше 20 см, які викладають безпосередньо у монтажних петель (на пікеті), при вертикальній відстані від стійки до місця укладання не більше 1 м електролінійники можуть підходити безпосередньо до стійки, при цьому повинен бути забезпечений вільний простір для можливості швидкого виходу електролінійника з небезпечної зони при загрозі падіння стійки. Після викладення стійки на підкладки електролінійник виконує її розстроповку. Під час навантаження стійок кожен верхній ярус укладається на дерев'яні прокладки, висотою не менше 10 см. Прокладки розташовують над підкладками до безпосередній близькості від монтажних петель стійок. Кількість ярусів не повинно бути більше 2-х. Після закінчення вантажно-розвантажувальних робіт електролінійник знімає огороження небезпечної зони. Інший електролінійник спільно з машиністом переводить автокран в транспортне положення.

1.5 Висновки та постановка задач щодо необхідності реконструкції існуючої системи електрозабезпечення споживачів міських електричних мереж

Траса нової ПЛ обрана з розрахунку мінімальних витрат кабельно-провідникової продукції, рівномірного розподілу навантаження, з дотриманням нормованого значення падіння напруги, що не перевищує 6% відповідно ГКД 34.20.175-2002.

Для розрахунку перетину жил КЛ і ПЛ 0,4 кВ по довготривалому струму приймаємо, що споживачі які проживають на вулицях передбачених проектом відповідають 1 рівню електрифікації, з максимальною дозволеною потужністю 5

кВт/житло, згідно ДБН В.2.5-23: 2003 таблиця 3.1.

По даним обстеження в зоні запроектованої КЛ знаходиться теплопровід, в зв'язку з чим, при будівництві необхідно викликати представників зацікавлених організацій і всі земельні роботи проводити в їх присутності.

В якості опор проектом передбачається використання залізобетонних віброваних стійок типу СВ 105-5, СВ 95-3 та СК105-10. Закріплення стійок в ґрунті проводиться в пробурених котлованах на 2,5 м з засипанням пазух. Засипка пазух в котловані виконується з ущільненням трамбуванням шарами не більше 20 см. Стояки СК 105-10 бетонуються на всю глибину сверленого котловану. Ґрунт вивозиться.

Підтримуючі, натяжні, відгалужувальні та сполучні затискачі і інші елементи лінійної арматури для кріплення СІП до опор виконані з арматурою виробництва SICAME. Кріплення арматури до стійки виконується за допомогою бандажної стрічки. Підключення абонентів від магістрального проводу виконується за допомогою відгалужувальних затискачів, для кріплення СІП до фасаду будівлі і підключення шаф обліку використовується існуюча арматура.

Заземлення залізобетонних опор повинно бути виконано відповідно до вимог гл.2.4 ПУЕ.

Для заземлення опор на залізобетонних стійках у верхній і нижній їх частинах передбачені заземлюючі провідники, які приварені до двох спусків, які проходять всередині залізобетонної стійки в якості робочої арматури.

До нижнього заземлюючого провідника приєднується додатковий заземлювач. Заземлюючий пристрій виконаний згідно вказівок типового проекту 3.407-150

«Заземлювальні пристрої опор повітряних ліній електропередачі напругою 0,38; 6; 10; 20; 35кВ». Для повторного заземлення та заземлення захистів від атмосферних перенапруг, кронштейни та інші металеві елементи опор з'єднуються з верхнім заземлюючим провідником.

Прокладання кабелю передбачається з запасом (змійкою) в траншеї викопаної вручну на глибину 0,9м з улаштуванням постелі з піску і місцевого ґрунту без сторонніх домішок з покриттям звичайною глиняною (цілою без порожот) цеглою в один шар, за виключенням місць перетину з автодорогою, де кабель прокладається на глибині до 1,25 метра в трубі із поліетилену ПВД з товщиною стінки не менше 8мм, для запобігання взаємного ушкодження при розкопках та забезпечення електробезпеки існуючих силових кабелів.

При цьому необхідно строго виконувати інструкції заводу з монтажу і експлуатації кабелю.

Всі перетини виконувати відповідно креслення і в обов'язковій присутності представників зацікавлених організацій з виконанням умов погоджень. Відстань по горизонталі до перетинаємих інженерних споруд необхідно забезпечити в відповідності з вимогами ПУЕ і СНиП. Допускається зміна проектних рішень при дотриманні вимог ПУЕ, СНиП, ПБЕЗ і узгодженні із проектною організацією.

Земляні роботи вести механізованим і ручним способом із суворим дотриманням з ТБ у будівництві.

Проектована кабельна лінія прокладається по існуючій трасі. Демонтаж старої КЛ не проводиться, оскільки існуюча кабельна лінія пролягає на глибині 2м.

Для підключення запроектованого кабелю 0,4кВ до апаратів РУ-0,4кВ проектом передбачаються кінцеві муфти внутрішньої установки ЕРКТ 0047-L12-CEE01 фірми "Raychem". Для підключення кабеля на опорі використовується кабельна муфта зовнішньої установки ЕРКЛ 0047-L12-CEE01 фірми "Raychem".

Кабель прокладається повною будівельною довжиною, з'єднувальні муфти не використовуються.

Після закінчення будівництва необхідно привести в початковий стан зелену зону і зруйновані тверді покриття доріг та тротуарі

2 Спеціальний розділ

2.1 Характеристика споживачів трансформаторної підстанції №1424 ДРЕМ

ТП-1424 забезпечує електро постачання побутових та юридичних споживачів, які розташовані на вулицях Холодильна, Одеська, Травнева, Вологодська, Смольна, Далекосхідна у місті Дніпро. Перелік споживачів наступний:

-приватні одноповерхові будинки (з газопостачанням) вул. Вологодська буд.№105А, 107,109, 111, 113, 115, 117, 119, 121, 123, 125, 127, 129, 131, 133, 135, 137, 139, 141, 143, 145, 147, 149, 151, 153, 155.

-багатоквартирні двохповерхові, триповерхові, та п'ятиповерхові будинки (з газопостачанням) вул. Вологодська буд.№ 111, 119, 123, 133, 137, 141, 143, 153. вул Одеська буд.№2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 12. вул. Травнева буд.№1, 4, 5. вул. Смольна буд.№1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11. вул. Далекосхідна буд.№129, 131, 133, 135, 137, 139, 141, 143.

-підстанція швидкої допомоги вул. Одеська буд.№5

-продуктовий магазин вул.Смольна буд.№4

-сховище вул. Одеська 7А

Усі споживачі третьої категорії електропостачання.

Рб-2:Вул. Одеська/Смольна

Рб-3:Вул Вологодська, Травнева

Рб-4:Вул Далекосхідна

Рб-5:Сховище (кабель демонтований, ввід не є дійсним)

Рб-7:Ввод на приватний будинок

2.2 Розрахунок електричних навантажень споживачів

Вхідними даними для розрахунку електричних навантажень на шинах підстанції для вибору трансформатора є характеристики і тип споживачів. Розрахунок електричних навантажень виконуємо відповідно до нормативним

документом ДБН В 2.5-23-2010. У таблиці наведено склад і характеристики споживачів, які отримують живлення від ТП-1424.

Таблиця 2.2.1

Споживач	Характеристика споживача	Кількість квартир/площа/місць
вул. Вологодська буд.№111,119,123,133, 137,141, 143, 153	1-поверховий будинок з плитами на природному газі	1
вул. Вологодська буд.№120А, 124А, 126А, 128, 130, 132	2-поверховий будинок з плитами на природному газі	8
вул Одеська буд.№2, 3, 4, 6, 7, 8.	2-поверховий будинок з плитами на природному газі	8
вул Одеська буд.№10, 12.	3-поверховий будинок з плитами на природному газі	24
вул. Далекосхідна буд.№129, 131, 133, 135, 137, 139, 141, 143.	2-поверховий будинок з плитами на природному газі	8
Смольна буд.№1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11	2-поверховий будинок з плитами на природному газі	8
Травнева буд.№1, 4, 5.	3-поверховий будинок з плитами на природному газі	24
підстанція швидкої допомоги вул. Одеська буд.№5	2-поверхова будівля	25 роб. місць

Продовження таблиці 2.2.1		
продуктовий магазин вул.Смольна буд.№4	1-однопверховиа будівля	70 м ²

Для вибору трансформаторів необхідно визначити навантаження на шинах 0,4 кВ ТП - 1424 Для цього зробимо розрахунок електричних навантажень для кожного з представлених в таблиці споживачів відповідно до ДБН.

Для розрахунків житлових будинків і споруд використовують такий показник як питома навантаження, який визначений для споживача конкретного типу в залежності від його характеристики. Так для житлових будинків цей показник залежить від кількості квартир і типу використовуваних плит для приготування їжі (електричні, газові), а також від наявності або відсутності кондиціонування повітря; для підприємств торгівлі - від площі торгових залів, їх кондиціонування; для лікувальних установ, підприємств громадського харчування - від кількості ліжко-місць; побутового обслуговування - від кількості робочих місць.

Розрахункове активне навантаження P_p об'єкта при цьому визначається з вираження:

$$P_p = P_{уд} * N$$

де P_p –питома навантаження, кВт/кв(м², місце)

N –кількість квартир (площі, місць)

Як приклад зробимо розрахунок навантажень житлового Вул. Одеська будинку №10

Вихідні дані:

- кількість поверхів - 3;
- кількість квартир - 24;
- тип використовуваних плит - газові;
- кількість під'їздів - 2;

Квартири житлового будинку (району) по оснащеності побутовими

Продовження таблиці 2.2.2							
вул. Вологодська буд.№109, 111, 117 121,123, 125, 131, 133, 141, 143, 151, 153	1-поверховий будинок з плитами на природному газі	1	5,0	0.92	0.29	5	0.48
вул Одеська буд.№2, 3, 4, 6, 7, 8	2-поверховий будинок з плитами на природному газі	8	2,8	0.92	0.29	22.4	6.5
вул. Вологодська буд.№120А, 124А, 126А, 128, 130, 132	2-поверховий будинок з плитами на природному газі	8	2,8	0.92	0.29	22,4	6.5
вул Одеська буд.№12, 12А	3-поверховий будинок з плитами на природному газі	24	1.65	0.92	0.29	39.6	11.5
вул. Далекосхідн а буд.№129, 131, 133, 135, 137, 139, 141, 143.	2-поверховий будинок з плитами на природному газі	8	2,8	0.92	0.29	22,4	6.5
Смольна буд.№1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11	2-поверховий будинок з плитами на природному газі	8	2,8	0.92	0.29	22,4	6.5
Травнева буд.№1, 4, 5.	3-поверховий будинок з плитами на природному газі	24	1.65	0.92	0.29	39.6	11.5

Розрахунок електричних навантажень установ

Таблиця 2.2.3

Найменування	тип	Кількість м ² / місце	Питоме навантаження кВт/кв	Розрахункові коефіцієнти		розрахункове активне навантаження групи жител, приведена до вводу 0,4 кВ в житловий будинок, Рр.ж., кВт	розрахункове реактивне навантаження групи жител, наведена я до вводу 0,4 кВ в житловий будинок, Qр.ж., квар
				cos φ	tan φ		
підстанція швидкої допомоги вул. Одеська буд.№5	2-поверхова будівля	25	2	0.93	0.4	46,5	18,6
продуктовий магазин вул.Смольна буд.№4	1- одноповерхови а будівля	70	1,1	0.93	0.4	71,6	28,6

1. При змішаному живленні споживачів житлових будинків і громадських будівель розрахункове електричних навантажень визначається за формулою:

$$P_{p0,4} = P_{зд.max} + \sum K_y * P_{зд}$$

де K_y - коефіцієнт участі в максимумі електричних навантаженнях для відповідного характерного споживача, що визначається за таблицею 3.14 [ДБН];
 $P_{зд.max}$ - найбільша встановлена потужність споживача, кВт:

В залежності від типу споживача, що має найбільше навантаження,

визначаються коефіцієнти участі в максимумі для інших споживачів. Для нашого випадку споживач з найбільшим приєднаним навантаженням як - це продуктовий магазин $P_{зд.мах} = 71,6$ кВт. З [ДБН] знаходимо коефіцієнти участі в максимумі і зводимо їх в таблицю 4

Коефіцієнти участі в максимумі для споживачів міських
електричних мереж

Таблиця 2.2.4

Назва споживача	Коефіцієнт участі в максимумі, K_y
Торгові підприємства одно-, півтора- та двозмінні	0,8
Житлові будинки з газовими плитами	0,8
Підстанція швидкої допомоги	0,8

Розрахункове навантаження від групи жител з різними питомими навантаженнями $P_{роз}$, приведене до лінії живлення, вводу в житловий будинок, шин 0,4 кВ трансформатора 10(6)/0,4 кВ, за загальної кількості приєднаних жител 30 і більше, слід визначати за спрощеною формулою

$$P_{роз.жил.буд} = (P_{П1} * N_1 + P_{П2} * N_2 + P_{П3} * N_3) * K_{од(1+2+3)}$$

$$= (5 * 12 + 2.8 * 30 + 1.65 * 5) * 0.8 = 121.8 \text{ кВт}$$

$$Q_{роз.жил.буд} = P_{роз.жил.буд} * \tan \varphi_{общ} = 115.2 * 0.29 = 33.4 \text{ квар}$$

де $P_{П1,2,3}$ - питомі потужності споживачів, $K_{од}$ -коефіцієнт одночасності, N -кількість споживачів

Загальне розрахункове навантаження ТП-1424

$$P_{p.ТП} = 71,6 + (121,8 + 46,5) * 0,8 = 230,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.ТП} = 28,6 + (33,4 + 18,6) * 0,8 = 71,2 \text{ квар}$$

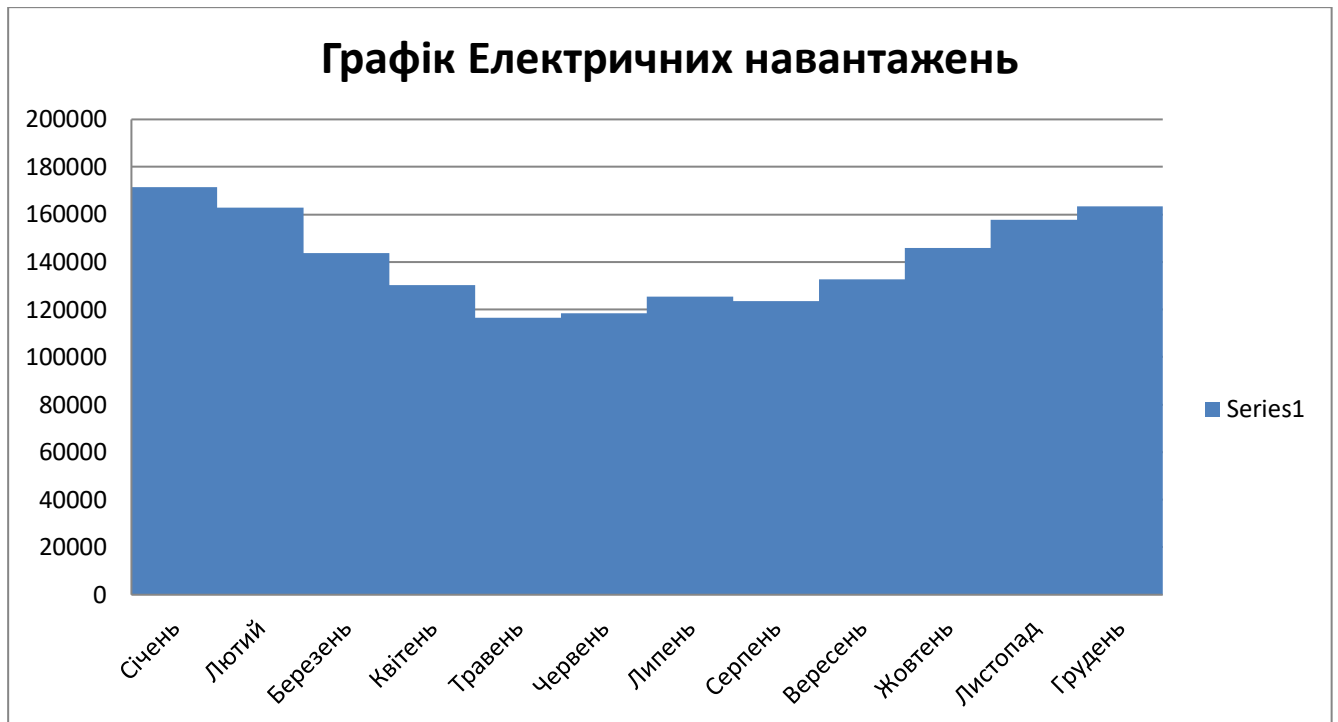
$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{p.ТП}^2 + Q_{p.ТП}^2} = \sqrt{201^2 + 70,2^2} = 241,3 \text{ кВА}$$

Розподіл навантажень по фідерам

Таблиця 2.2.5

Фідер	Споживач	Розрахункова активна потужність $P_{роз}$	Розрахункова реактивна потужність $Q_{роз}$	Розрахункова повна потужність $S_{роз}$
РБ-2	вул Одеська буд.№2, 3, 4, 6, 7, 8, 12, 12А Смольна буд.№1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 вул. Одеська буд.№5	75,68	25,8	80
РБ-3	вул. Вологодська буд.№109, 111, 117 121,123, 125, 131, 133, 141, 143, 151, 153, 120А, 124А, 126А, 128, 130, 132 Травнева буд.№1, 4, 5.	65,4	9,4	66,2
РБ-4	вул. Далекосхідна буд.№129, 131, 133, 135, 137, 139, 141, 143. Вул.Смольна буд.№4	89,5	35,8	95,1

2.3 Моделювання графіка електричних навантажень споживачв ТП №1424



2.4 Вибір трансформатору ТП№1424

Обираємо трансформатор типу ТСЗ-250-У1

$$S_{p.тп} \leq S_{ном.тр} ; 241,3кВА \leq 250кВА$$

Таблиця 2.4.1

Тип	Схема підкл. обмоток	S _{но} м. кВА	Уном обмоток		Втрати кВт		Іхх. %	Укз. %
			ВН	НН	Хх.	Кз.		
ТМ-250-У1 (УХЛ1)	Y/Y	250	6(10)	0.4	0.95	2,65	1.5	4.5

Завантаження трансформатору в нормальному режимі становитиме:

$$K_3 = S_{p.тп} / S_{ном.тр} = 241,3 / 250 = 0,96$$

Переваги вибраного трансформатору з природним повітряним охолодженням. До складу ТП входить силовий трансформатор типу ТСЗ захищеного виконання з природним повітряним охолодженням і литою ізоляцією класу нагрівостійкості 180 ° С. Таким чином, підвищуємо безпеку роботи обслуговуючого персоналу, так як даний вид трансформаторів є пожежо-і вибухобезпечним.

2.5 Вибір ліній 6(10) кВ

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства-виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 6(10) кВ з перевіркою занаступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- по допустимому струму короткого замикання по екрану;

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{ном.тп\ 6(10)кВ} = \frac{P_{р.тп}}{\sqrt{3} * U_{ном.ВН} * \cos \varphi} = \frac{230,6}{1,73 * 10 * 0,92} = 14,4А$$

Приймаємо кабель марки АПвЕгП – 1 кабель 3х35/16мм²,

$I_{доп.пасп} = 119$ А (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

$U_{ном} = 10$ кВ - напруга мережі;

$S_{к}^6 = 50$ МВА (потужність КЗ на шинах 10 кВ РП)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{S_k^3}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{50}{1.73 * 10} = 2,89 \text{кА}$$

$I_{\text{к.з.}} (3\text{ф}) = 2,89 \text{ кА}$ - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 6 кВ

$t_{\text{п}} = 1 \text{ с}$ - повний час тривалості короткого замикання

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

а) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї за схемою "площина":

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 35 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 119 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 10 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнти попереднього завантаження менше 0,8;

$k_3 = 0,96$ – коефіцієнт завантаження.

$$I_{35} = I_{\text{с}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_3 = 14,4 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 0,96 = 13,73 \text{А.}$$

$13,73 \text{ А} < 119 \text{ А}$ - умова виконується.

Переріз жили 35 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{кз(3)} < I_{кз.ж.}$$

$I_{кз.ж.}$ - максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА

$$I_{кз.ж.} = I_{кз.таб.} / \sqrt{t_{п}}$$

де $I_{кз.таб.}$ - допустимий струм к.з. по жилі (при тривалості к.з. 1 с) з таблиці 2.25 [15] (3,3 кА);

$t_{п}$ - повний час тривалості короткого замикання.

$$I_{кз.ж.} = 3,3 / \sqrt{1} = 3,3 \text{ (кА)}$$

2,89 < 3,3 (кА) - умова виконується.

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану.

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{кз(2)} < I_{кз.е} = 2,51 < 3,3 \text{-умова виконується}$$

$$I_{кз(2)} = 0,87 * I_{кз(3)} = 0,87 * 2,89 = 2,51 \text{кА}$$

$$I_{кз.ж.} = \frac{I_{кз.таб.}}{\sqrt{t_{п}}} = \frac{3,3}{1} = 3,3 \text{кА}$$

де $I_{кз.таб.е}$ - допустимий струм к.з. по екрану (при тривалості к.з. - 1 с.) з табл. 2.27 [16] (16 мм² - 3,3 кА).

На підставі результатів перевірки кабелю 10 кВ по допустимому струму короткого замикання по жилі та по екрану номінальний переріз на ділянці від ТП-1424 до РП складає $3 \times 35/16 \text{ мм}^2$.

2.6 Вибір високовольтних вимикачів.

Вибір вимикача

Умови вибору вимикачів:

1) за номінальною напругою: $U_n \geq U_{уст}$,

$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$ – умова виконується;

2) за номінальним струмом:

$$I_n \geq I_{рф},$$

$$I_{рф} = S_{ТП} / (1,73 U_{ном.ВН}) = 250 / (1,73 \cdot 10) = 14,45 \text{ А}$$

$100 \text{ А} \geq 14,45 \text{ А}$ – умова виконується.

3) за струмом відключення: $I_{отк.ном} \geq I_{nt}$

4) перевірка за повним струмом відключення:

$$\sqrt{2} I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100} \right) \geq \sqrt{2} I_{nt} + i_{\alpha\tau}$$

$$\sqrt{2} * 2,5 \left(1 + \frac{20}{100} \right) \geq \sqrt{2} * 1,27 + 1,84$$

$$4,23 \text{ кА} \geq 3,65 \text{ кА}$$

5) динамічна стійкість проходження струмів КЗ: $i_{дин} \geq i_y$

$$i_y = \sqrt{2} * 2,51 * 1,82 = 6,44 \text{ кА}$$

6) термічна стійкість проходження струмів КЗ: $I_{мер}^2 * t_{мер} \geq B_k$,

Таблиця 2.6.1

Тип вимикача	ВВ-АЕ-10-5-100	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$	10 кВ	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{рф}$	100 А	14.45 А
$I_{отк.ном} \geq I_{nt}$	4.43 кА	3.65кА
$i_{дин} \geq i_y$	20 кА	6,44 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	4.2 кА	$B_k = 2.57 * (1 + 0,05) = 2.7кА$
$\sqrt{2}I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{ат}$	7,5кА	6,98кА

Отже, обираємо вимикач 6 кВ типу ВВ-АЕ-10-5-100

2.7 Вибір ввідних вимикачів 0,4 кВ

Для підключення розподільчого щита 0,4 кВ до шин приймаємо автоматичні вимикачі серії АВВ Т5N 400 PR221DS-LS/I In=400 3р F F. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{250}{1,73 * 0,38} = 380\text{А}$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660 \text{ (В)}$;
- за номінальним струмом автомата: $380 < 400 \text{ (А)}$
- за номінальним струмом розчеплювача: $380 < 400 \text{ (А)}$

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр}$

$$=1.25 \cdot 400 = 500 \text{ A.}$$

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{\text{св}}$

$$I_{\text{св}} \geq i_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 380 = 475 \text{ A. Приймаємо } I_{\text{св}} = 2.25 \cdot I_{\text{нр}} = 2.25 \cdot 400 = 900 \text{ A}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$$1,25 I_{\text{н.р}} = 500 \text{ A. Приймаємо } t_{\text{пер}} = 300 \text{ с}$$

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{\text{св}}$. Приймаємо $t_{\text{св}} = 0,2 \text{ с}$, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 36 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

2.8 Вибір захисних апаратів і провідників окремих споживачів.

РБ-2

Для підключення фідеру РБ-2 приймаємо автоматичні вимикачі серії Formula A2C 250 TMF 160-1600 3P F F ABB. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{\text{рб-2}}}{\sqrt{3} U_{\text{нн}}} = \frac{80}{1,73 \cdot 0,38} = 122 \text{ A}$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660 \text{ (В)}$;
- за номінальним струмом автомата: $122 < 160 \text{ (А)}$
- за номінальним струмом розчеплювача: $122 < 160 \text{ (А)}$

Вибираємо уставки автомата:

$$1. \text{Струм спрацьовування захисту від перевантаження } I_{\text{спр.п}} = 1,25 \cdot I_{\text{нр}} = 1,25 \cdot 160 = 200 \text{ A.}$$

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ I_{CB}

$$I_{CB} \geq i_{\text{пiк}} = 1,25 * 122 = 152,5\text{А. Приймаємо } I_{CB} = 2.25 * I_{\text{нр}} = 2.25 * 160 = 360\text{А}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$$1,25I_{\text{н.р}}=200 \text{ А Приймаємо } t_{\text{пер}} = 300 \text{ с}$$

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ t_{CB} . Приймаємо $t_{CB} = 0,2 \text{ с}$, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 25 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

Обираємо кабель від ТП до опори

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства-виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-2}} = \frac{P_{\text{рб-2}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{75,6}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 125\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПВВГ – 1 кабель 4х50мм²,

$$I_{\text{доп.пасп}} = 146 \text{ А (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].}$$

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 50 мм² у стандартних умовах $I_c = 146$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 10 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_3 = 0,96$ – коефіцієнт завантаження.

$$I_{50} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_3 = 125 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 0,96 =$$

$$118,5 \text{ А} < 146 \text{ А} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 50 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Обираємо провід по опорам

Вибір повітряних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства-виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок провіду з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{НОМР.Б-2}} = \frac{P_{\text{рб-2}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ.НН}} * \cos \varphi} = \frac{75,6}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 125\text{А}$$

Приймаємо провід марки СП-5 – 1 провід 4х35мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 160$ А (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили к перерізом 35 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 160$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах підвішування провіду розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури повітря влітку на рівні 25°C),

$k_3 = 0,96$ – коефіцієнт завантаження.

$$I_{35} = I_{\text{с}} \cdot k_3 \cdot k_3 = 125 \cdot 0,96 \cdot 0,96 = 115,2 \text{ А} < 160 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Переріз жили 35 мм² у заданих умовах підвішування достатній.

РБ-3

Для підключення фідеру РБ-3 приймаємо автоматичні вимикачі серії Formula A1C 125 TMF 125-1250 3P F F АВВ. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормальноного режиму.

$$I_p = \frac{S_{p6-3}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{66,2}{1,73 * 0,38} = 100,2A$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $100,2 < 125$ (А)
- за номінальним струмом розчеплювача: $100,2 < 125$ (А)

Вибираємо уставки автомата:

1.Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 1,25 * 125 = 156,25$ А.

2.Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq i_{пик} = 1,25 * 100,2 = 125,25A. \text{ Приймаємо } I_{св} = 2,25 * I_{нр} = 2,25 * 125 = 281,25A$$

3.Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$1,25I_{н.р} = 156,25$ А Приймаємо $t_{пер} = 300$ с

4.Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5.Струм спрацьовування миттєвого захисту 25 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

Обираємо кабель від ТП до опори

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства-виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.Б-З}} = \frac{P_{\text{рб-З}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{66,2}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 109,5\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПВВГ – 1 кабель 4х35мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 125$ А (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 35 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 125$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (кабель напругою 10 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k_3 = 0,96$ – коефіцієнт завантаження.

$$I_{35} = I_{\text{с}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_3 = 109,5 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 0,96 =$$

$$103,8 \text{ А} < 125 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Переріз жили 35 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Обираємо провід по опорам

Вибір повітряних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок провіду з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.Б-З}} = \frac{P_{\text{рб-З}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{66,2}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 109,5\text{А}$$

Приймаємо провід марки СПП-5 – 1 провід 4х35мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 160$ А (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили к перерізом 35 мм² у стандартних умовах $I_{\text{с}} = 160$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах підвішування провіду розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури повітря влітку на рівні 25°С),

$k_3 = 0,96$ – коефіцієнт завантаження.

$$I_{35} = I_{\text{с}} \cdot k_3 \cdot k_3 = 109,5 \cdot 0,96 \cdot 0,96 = .$$

$101 \text{ A} < 160 \text{ A}$ - умова виконується.

Переріз жили 35 мм^2 у заданих умовах підвішування достатній.

РБ-4

Для підключення фідеру РБ-4 приймаємо автоматичні вимикачі серії Formula A2C 250 TMF 160-1600 3P F F ABB . Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму.

$$I_p = \frac{S_{\text{РБ-4}}}{\sqrt{3}U_{\text{нн}}} = \frac{95,1}{1,73 * 0,38} = 144,6 \text{ A}$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660 \text{ (В)}$;
- за номінальним струмом автомата: $144,6 < 160 \text{ (А)}$
- за номінальним струмом розчеплювача: $144,6 < 160 \text{ (А)}$

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{\text{спр.п}} = 1,25 \cdot I_{\text{нр}} = 1,25 * 160 = 200 \text{ A}$.

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{\text{св}}$

$$I_{\text{св}} \geq i_{\text{пик}} = 1,25 * 144,6 = 180,8 \text{ A. Приймаємо } I_{\text{св}} = 2,25 * I_{\text{нр}} = 2,25 * 160 = 360 \text{ A}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$1,25 I_{\text{н.р}} = 200 \text{ A}$ Приймаємо $t_{\text{пер}} = 300 \text{ с}$

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{\text{св}}$. Приймаємо $t_{\text{св}} = 0,2 \text{ с}$, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу

електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 25 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

Обираємо кабель від ТП до опори

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства-виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{ном.РБ-4}} = \frac{P_{\text{рб-4}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{95,1}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 157,3\text{А}$$

Приймаємо кабель марки АПВВГ – 1 кабель 4х70мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 146$ А (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 70 мм² у стандартних умовах $I_c = 181$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2=0,98$ (кабель напругою 10 кВ прокладається на глибині 1,0 м, таблиця 8.13),
 $k_3= 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),
 $k_4= 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів,
 питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних
 вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та
 коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;
 $k_3= 0,96$ – коефіцієнт завантаження.

$$I_{50} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_3 = 157,3 \cdot 0,98 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 0,96 = 149,1 \text{ А} < 181 \text{ А} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 70 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Обираємо провід по опорам

Вибір повітряних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства- виробника – «Завод Південкабель»:

Виконаємо розрахунок провіду з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу

$$I_{\text{номР.Б-2}} = \frac{P_{\text{рб-2}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.НН}} * \cos \varphi} = \frac{95,1}{1,73 * 0,38 * 0,92} = 157,3 \text{ А}$$

Приймаємо провід марки СП-5 – 1 провід 4х35мм²,

$I_{\text{доп.пасп}} = 160 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [каталог].

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили к перерізом 35 мм² у стандартних умовах $I_c = 160$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах підвищення провідності розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури повітря влітку на рівні 25°C),

$k_3 = 0,96$ – коефіцієнт завантаження.

$$I_{35} = I_c \cdot k_3 \cdot k_3 = 157,3 \cdot 0,96 \cdot 0,96 =$$

$$145 \text{ А} < 160 \text{ А} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 35 мм² у заданих умовах підвищення достатній.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Трансформатори струму призначені для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле (5 А, рідше 1 або 2,5), а також для відділення ланцюгів управління і захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Номінальний первинний струм повинен бути якомога ближче до розрахункового струму установки, так як недовантаження первинної обмотки трансформатора призводить до збільшення похибок. Обраний трансформатор струму перевіряють на динамічну і термічну стійкість до струмів короткого замикання. Крім цього трансформатори струму підбирають по класу точності, який повинен відповідати класу точності приладів, що підключаються до вторинної ланцюга вимірювального трансформатора струму (ІТТ) - Щоб трансформатор струму забезпечив задану точність вимірювань, потужність підключених до нього приладів не повинна бути вище номінальної вторинної навантаження, зазначеної в

паспорті трансформатора струму.

Вибір трансформатора струму виконується по умовам:

По напрузі:

$$U_{уст} \leq U_{ном} : 0,4 \leq 0,66$$

По струму :

$$I_{норм} \leq I_{ном} : 380A \leq 400A$$

По класу точності:

Для комерційного обліку дозволяється використовувати трансформатори струму з класом точності 0,2s, 0.5s, 0.5, 1, 3.

Номінальний струм повинен бути як можна ближче до робочого струму установки, так як недовантаження обмотки веде до збільшення похибок.

Обираємо трансформатор струму Т-0.66кВ. 400/5А клас точности 0.5s

Таблиця 2.9.1

Тип	$U_{ном}$ В	Струм первинної обмотки А	Струм вторинної обмотки А	Клас точності
Т-0,66	0,4	400	5	0,5s

2.10 Заземлення підстанції

Приймаються наступні параметри:

-довжина контуру заземлення становить $D = 16,5$ м;

-ширина контуру заземлення– $Ш = 10$ м;

-периметр контуру заземлення складе:

$$P_k = 2 \cdot (D + Ш) = 2 \cdot (16,5 + 10) = 53 \text{ м};$$

-грунт – суглинок, третя кліматична зона;

-природні заземлювачі відсутні.

Згідно ПУЕ, опір загального заземлюючого пристрою, що використовується для заземлення електроустановок різної напруги і призначення, повинна відповідати вимогам щодо заземлення обладнання, для якого найменший опір розтіканню має бути не більше 4 Ом. Тому за розрахунковий опір заземлюючого пристрою приймаємо $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

1. В якості вертикальних заземлювачів приймаємо сталеві куточки з розмірами 63х63х6 мм і довжиною 3 м. Верхні кінці електродів мають на глибині 0,8 м від поверхні землі. До них приварюють горизонтальні електроди у вигляді сталеві смуги з розмірами 40х5 мм з такою ж стали, що і вертикальні електроди.

2. Попередньо, з урахуванням площі, займаної об'єктом, намічаємо розташування заземлювачів – по периметру з відстанню між вертикальними електродами.

За прийнятою схемою кількість вертикальних електродів складе:

$$N_{e.з.} = P/\Delta l = 52/3 - 1 \approx 17 \text{ шт.}$$

Довжина смуги горизонтального електрода:

$$L_{пол} = P + L_{ПЗ} = 52 + 8 = 60 \text{ м},$$

де $L_{ПЗ} = 8 \text{ м}$ – довжина смуги заземлення будівлі до контуру заземлення

3. Опір штучного заземлювача при відсутності природних заземлювачів приймаємо рівним допустимому опору заземлювального пристрою $R_{іск} = R_3 = 4 \text{ Ом}$.

4. Визначаємо розрахункові питомі опору ґрунту для горизонтальних і вертикальних заземлювачів:

$$\rho_{\text{расч.}} = \rho_{\text{уд}} * K_{\text{в.г.}} = 100 * 2.5 = 250 \text{ Ом} * \text{м}$$

$$\rho_{\text{расч.}} = \rho_{\text{уд}} * K_{\text{п.в.}} = 100 * 1.3 = 130 \text{ Ом} * \text{м}$$

де $\rho_{\text{уд}} = 100 \text{ Ом} * \text{м}$ – питомий опір

$K_{\text{п.в.}} = 1.3$ – поправочний сезонний коефіцієнт на величину питомого опору ґрунту для вертикальних стрижневих електродів довжиною 3 м при глибині їх закладення 0,8 м для третьої кліматичної зони.

$K_{\text{в.г.}} = 1.3$ поправочний сезонний коефіцієнт на величину питомого опору ґрунту для горизонтальних електродів у вигляді смуги довжиною $> 10 \text{ м}$ для третьої кліматичної зони

5. Визначаємо розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів:

$$R_r = \frac{0.366 * \rho_{\text{расч.}}}{L_{\text{пол}}} \lg \frac{2L_{\text{пол}}^2}{b_{\text{пол}}t} = \frac{0.366 * 250}{53} \lg \frac{2 * 60^2}{0.04 * 0.8} = 8.160 \text{ м}$$

де $b_{\text{пол}}$ – ширина смуги, м;

$L_{\text{пол}}$ – довжина вертикального електрода, м;

$t = 0.8 \text{ м}$ – глибина закладення горизонтального електрода.

6. Опір розтіканню одного вертикального електрода визначаємо за формулою:

$t = 0.8 + 0.5l = 0.8 + 0.5 \cdot 3 = 2.3 \text{ м}$ – глибина закладення (відстань від поверхні до середини електрода)

7. Для відношення прийнятого відстані між вертикальними електродами до їх довжини $\alpha = 1$ при розташуванні електродів по контуру, кількості 17 шт, коефіцієнт використання вертикальних електродів $\eta_{\text{в}} = 0.494$; коефіцієнт використання сполучної смуги $\eta_{\text{г}} = 0.291$

8. Опір струму штучного заземлювача, що складається з вертикальних електродів, електрично пов'язаних між собою смугою, що знаходиться в контактi з землею знаходимо з виразу

$$R_{из} = \frac{1}{\frac{n_{\Gamma}}{R_{\Gamma}} + \frac{n_{В} * N_{В}}{R_{В}}} = \frac{1}{\frac{0.291}{8.16} + \frac{0.494 * 17}{34.1}} = 3.540\text{м}$$

Отриманий результат задовольняє вимоги ПУЕ за величиною опору заземлення, так як воно менше 4,0 Ом. Остаточо приймаємо план заземлення, наведений на рис.2.10.1.

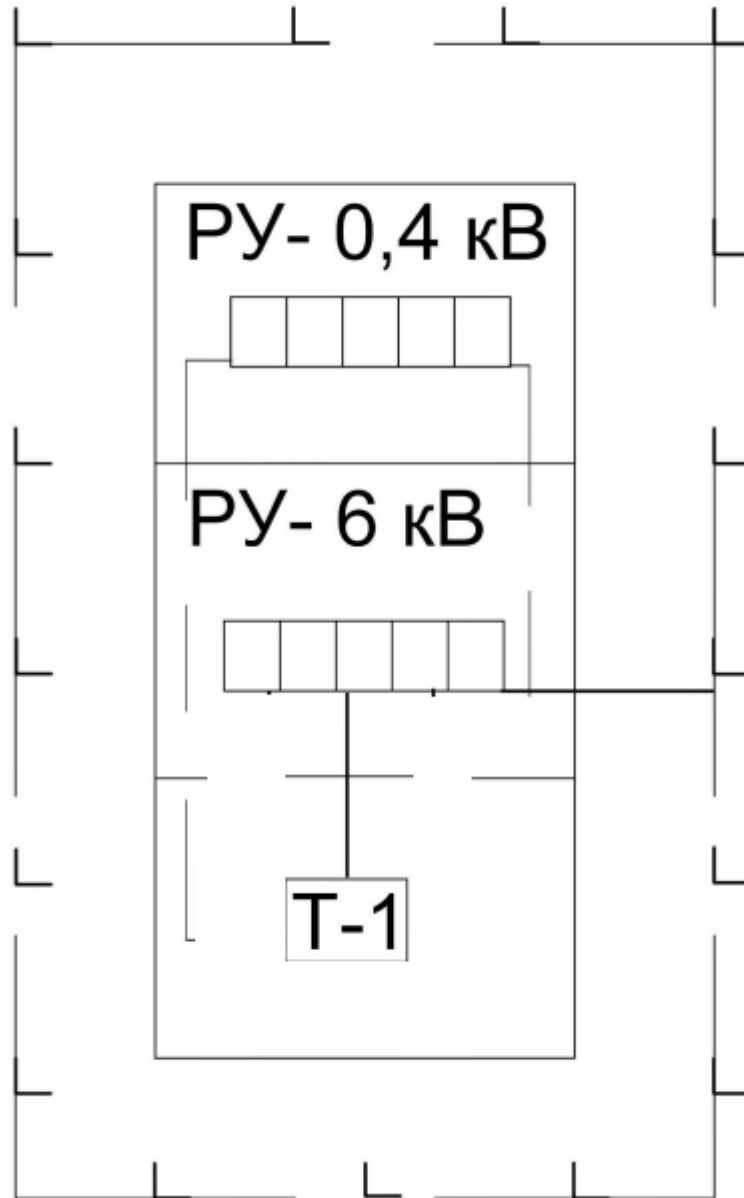


Рисунок 2.10.1

Техніко-економічне обґрунтування

3.1 Мета і завдання

У спеціальній частині обґрунтовано заходи щодо підвищення надійності електропостачання споживачів трансформаторної підстанції ТП-1424, що знаходиться на балансі Дніпропетровських районних електричних мереж АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі». Поліпшення умов електропостачання споживачів по вулицям Вологодська, Одеська, Травнева, Смольна, Далекосхідна виконується шляхом реконструкції ТП-1424, яка викликана наявністю в її складі зношене, морально застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам через низьку надійності, підвищених експлуатаційних витрат.

Також необхідно відзначити, що зрослі навантаження як в літній (кондиціонування повітря), так і в зимовий час (електрообігрівальні прилади, водонагрівачі) призводять до частих відключень споживачів. Відзначимо, що такі перевантаження і відключення можуть привести до виходу з ладу обладнання, пожежі, тривалих переривів в електропостачанні і іншим наслідкам. Таким чином, реконструкція підстанції безумовно необхідна і актуальна.

Реконструкція та модернізації застарілого обладнання включає:

- заміну трансформатора
- заміну кабельних ліній 0,4кВ
- заміну повітряних ліній 0,4кВ
- заміну функціонально застарілих вимикачів 6 кВ;
- заміну роз'єднувачів і запобіжників на стороні 0,4 кВ на автоматичні вимикачі.

Це дозволить уникнути аварійних ситуацій у зв'язку з підвищеною ймовірністю відмови застарілого обладнання, скоротити експлуатаційні витрати на

обслуговування і ремонт існуючого обладнання, підвищити безпеку праці персоналу. Прийняті рішення щодо реконструкції вимагають визначення економічних показників, а саме капітальних витрат та експлуатаційних витрат.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних витрат на реконструкцію ТП виконаємо за показниками вартості її основних елементів: силових трансформаторів, вимикачів навантаження з запобіжниками, автоматичних вимикачів з боку 0,4 кВ.

Капітальні витрати на здійснення варіанту розраховуються наступним чином:

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{мн}$$

де $K_{об}$ – артість обладнання, тис. грн;

$K_{тр}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$K_{мн}$ – витрати на монтажно-налагоджувальні роботи, тис. грн;

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.2.1 за даними заводів-виробників і представників ринку електрообладнання

Таблиця 3.2.1

Наіменування	Тип	Ціна: тис.грн/шт., тис.грн/м.	Кількість: шт,м	Вартість обладнання $K_{об}$: тис.грн
Трансформатори	ТСЗ-250-У1	208	1	208
Вимикач 6(10)кВ	ВВ-АЕ-10-5-100	50	1	50
Автоматичні вимикачі 0,4кВ	FormulA A2C 250 TMF 160-1600 3P F F АВВ	3,3	2	6,6

Продовження таблиці 3.2.1				
Автоматичні вимикачі 0,4кВ	Formula A1C 125 TMF 125-1250 3P F F ABB	2,4	1	2,4
	ABB T5N 400 PR221DS-LS/I In=400 3p F F	14	1	14
Трансформатори струму	T-0.66кВ. 400/5А	0,54	3	1,62
СП-5	4x35	65,8	1590	104,62
АПВВГ	4*35	80,2	28	2,24
АПВВГ	4*50	105,3	25	2,63
АПВВГ	4*70	142,7	29	4,13
Всього				396,24
		Монтажно- налагоджувальні роботи	0,1	86,66
		Транспортно- заготівельні і складські витрати	0,07	21,25
			К=	504,1

Таблиця.3.2.2

Найменування обладнання	Постачальник
Високовольтна апаратура	Інтернет магазин Запорізького заводу високовольтної апаратури, Україна, м.Запоріжжя, Дніпровське шосе,13 тел.: +38 (061)220-63-71
Трансформатори струму	Інтернет магазин: ZYABKIN Україна, м.Запоріжжя, Дніпровське шосе,19 тел.: +38 (050)452-40-40
Автоматичні вимикачі	Інтернет магазин електротехнічного обладнання MyVolt, Україна, м.Дніпро, пр-т О.Поля 118Д, тел.: +38 (061)220-63-71

Продовження таблиці 3.2.2		
Кабель та провід	ПАО	«ЗАВОД ЮЖКАБЕЛЬ»
	Ул. Автогенная, 7, г. Харьков, 61099, Украина	
	ИНН: 002145320398, ЕГРПОУ: 00214534.	
	Детальніше https://yuzhcable.com.ua/	

$$K_{\text{обЕ}} = \sum K_{\text{об.і}} = 396,24 \text{ тис. грн}$$

Монтажно-налагоджувальні роботи:

$$K_{\text{МН}} = \sum (C_i * a_i * t_i) * K_d * K_{\text{см}} * K_{\text{пр}} = \sum (4 * 70 * 176) + (1 * 85 * 176) * 1,05 * 1,2 * 1,07$$

$$= 86,61 \text{ тис. грн}$$

де C_i – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

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

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

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

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

$K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних

(налагоджувальних) робіт.

Транспортно-заготівельні і складські витрати:

Згідно тарифами компанії Delivery Group [8] доставка усіх матеріалів буде коштувати

$$K_{\text{тр}} = 21,25 \text{ тис. грн}$$

Капітальні витрати:

$$K = K_{\text{обЕ}} + K_{\text{МН}} + K_{\text{тр}} = 396,24 + 86,61 + 21,25 = 504,1 \text{ тис. грн}$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Основні статті витрат:

1. Амортизаційні відрахування (C_a).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_z).
3. Відрахування на соціальне страхування (C_c).
4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт обладнання і мереж (C_m).
5. Інші витрати (C_{in}).

Таким чином загальні експлуатаційні витрати складуть:

$$Z_{\text{ЭКС}} = Z_a + Z_z + Z_c + Z_m + Z_{in}, \text{ тис. грн}$$

3.3.1. Річні амортизаційні відрахування

C_a основні фонди обчислюються за балансовою вартістю обладнання та мінімального терміну експлуатації:

$$Z_a = \Phi_B / T_{min}$$

Таблиця.3.3.1

Розрахунок амортизаційних відрахувань

№	Найменування	Капітальні інвестиції, тис.грн.	Норма амотризації %	Сумма амортизації тис.грн
1	Висоєовольтне та низьковольтне обладнання	504,4	19,01	95,83

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

$$H_a = \frac{\Phi_{\Pi} - Л}{\Phi_{\Pi} * T_{\Pi}} * 100\% = \frac{504,4 - 25}{504,4 * 5} * 100 = 19,01\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом

$$AO = \frac{\Phi_{п} * H_{а}}{100} = 504,4 * 0,19 = 95,83$$

$$З_{а} = 95,83 \text{ тис. грн}$$

3.3.2. Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт

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

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою:

$$З_{m.p.} = \sum_{i=1}^n \left(R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi} \right)$$

$$З_{т.р} = 12,3 \text{ тис. грн}$$

3.3.3. Визначення інших витрат. Інші витрати по експлуатації об'єкта включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Т.к на об'єкті нема постійного персоналу ці витрати дорівнюють нулю.

Таким чином експлуатаційні витрати складуть:

$$З_{ЕКС} = C_{а} + C_{з} = 95,18 + 12,3 = 107,48 \text{ тис. грн}$$

Висновок

В економічному розділі було проведено:

- розрахунок капітальних витрат, які становлять 504,18 тис. грн.
- розрахунок суми витрат на експлуатацію, яка становить 107,48 тис. грн

На протязі всього строку служби проект сприяти:

- зниженню вірогідності аварійних ситуацій;
- продовженню строку служби обладнання;
- зниженню витрат на технічне обслуговування та планові роботи.

Охорона праці

4.1 Короткий опис об'єкта

У спеціальній частині обґрунтовано заходи щодо підвищення надійності електропостачання споживачів трансформаторної підстанції ТП-1424, що знаходиться на балансі Дніпропетровських районних електричних мереж АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі». Поліпшення умов електропостачання споживачів по вулицям Вологодська, Одеська, Травнева, Смольна, Далекосхідна виконується шляхом реконструкції ТП-1424, яка викликана наявністю в її складі зношене, морально застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам через низьку надійності, підвищених експлуатаційних витрат.

Реконструкція та модернізації застарілого обладнання включає:

- Заміну трансформатора
- Заміну кабелю 6(10)кВ
- Заміну висикольтного вимикача.
- Заміну роз'єднувачів та запобіжників на автоматичні вимикачі по стороні 0,4кВ
- заміну вимірювальних трансформаторів струму.

Це дозволить уникнути аварійних ситуацій у зв'язку з підвищеною ймовірністю відмови застарілого обладнання, скоротити експлуатаційні витрати на обслуговування і ремонт існуючого обладнання, підвищити безпеку праці персоналу.

4.2. Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів

Категорія приміщення по небезпеки поразки електричним струмом.

За небезпеки ураженням електричним струмом підстанція належить до категорії особливо небезпечних виробничих об'єктів через можливість одночасного дотику до заземлених металоконструкціях або корпусів електроапаратів і струмоведучих частин

Режим нейтралі мережі. Для приєднання споживачів напругою 0,4 кВ застосовується чотирьохпровідна мережу з глухозаземленою нейтраллю:

- мережа має значну протяжність і низький опір ізоляції відносно землі;
- наявність споживачів на лінійну і фазну напругу

Цей режим нейтралі забезпечує високий рівень швидкодії спрацьовування струмового захисту

Небезпечні і шкідливі фактори:

- наявність небезпечної напруги на струмопровідних частинах електрообладнання;
- можливість наявності небезпечної напруги на корпусах устаткування при його пошкодженні;
- недостатня освітленість робочої зони при роботах в темний час доби, а також в аварійних ситуаціях при відсутності напруги в мережі освітлення.

4.3 Інженерно-технічні заходи з охорони праці на підстанції

Експлуатація обладнання РП і ТП включає в себе періодичний огляд, огляд знову включених ТП, огляд післяаварійних відключень, огляд обладнання пройшло капітальний ремонт.

При огляді електроустановок необхідно керуватися:

- правилами улаштування електроустановок (ПУЕ);
- правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж (ПТЕ);
- правилами безпечної експлуатації електроустановок (ПБЕЕ)

Електромонтери міських електричних мереж, що працюють в умовах діючих установок напругою до 1000 В і вище, повинні знати і виконувати правила безпеки, порядок проведення робіт в електроустановках, правила 59 допуску до робіт і користування захисними засобами, а також вміти звільнити людину, яка потрапила під напругу, від дії струму і надати йому першу допомогу. Крім того, електромонтери міських мереж повинні знати правила безпеки за окремими видами робіт: виробництва вимірів і випробувань на силових кабельних лініях, роботі з паяльною лампою і кабельними масами, а також з інструментом, перевезення важких вантажів (такелажні роботи).

При виявленні порушень правил безпеки або несправностей обладнання, захисних засобів, тягових механізмів і пристосувань, які становлять небезпеку для людей, електромонтери міських мереж повинні самі вживати заходів, щодо попередження нещасних випадків або негайно повідомляти про виявлені порушення керівнику для прийняття відповідних заходів.

Електромонтерам міських мереж після навчання і перевірки їх знань з урахуванням стажу роботи в діючих електроустановках спеціальна комісія присвоює кваліфікаційні групи з техніки безпеки і видає відповідні посвідчення.

Згідно з Правилами техніки безпеки при експлуатації розподільних мереж персонал, що працює в установках напругою вище 1000В, поділяють на п'ять кваліфікаційних груп. До I групи відносять будівельних робочих, різноробочих і учнів електромонтерів, до II – помічників електромонтерів та електрослюсарів, електромонтерів з нагляду за трасами, до III – електромонтерів і електрослюсарів, до IV – старших електромонтерів та електрослюсарів, до V – майстрів, техніків і інженерів.

З огляду на, що діючі електроустановки знаходяться під напругою, повинні дотримуватися такі умови: для виконання робіт видаватися дозволи в формі письмового наряду керівним, уповноваженим на це особою, роботи виконуються не менше ніж двома особами і перед початком робіт проводиться технічні та організаційні заходи, що забезпечують безпеку персоналу

У діючих установках роботи в залежності від їх характеру можуть виконуватися при повному або частковому знятті напруги або ж під напругою.

Технічні та організаційні заходи різні в залежності від умов робіт. До технічних заходів відносять відключення напруги, вивішування плакатів, огороження місця робіт, перевірку відсутності напруги і накладення заземлення, до організаційних – оформлення нарядів і допуску до роботи, нагляд під час робіт, оформлення перерв в роботі, переходів на інше робоче місце і закінчення роботи. Наряд – це письмовий дозвіл на роботу в електроустановках, що визначає місце, час і умови виробництва роботи, необхідні відключення, місця заземлення, склад бригади і т. Д. Система нарядів чітко визначає відповідальність керівного і виконавчого персоналу.

Відповідальним за безпеку робіт є наступний персонал:

1. особа, яка видає і підписує наряд, віддає розпорядження (особи V групи, уповноважені на це письмовим розпорядженням по електромережі);
2. допускає до роботи (майстер);
3. виконавець робіт або спостерігає (електромонтер). Виконавець робіт в установках вище 1000В повинен мати кваліфікацію не нижче IV групи, що спостерігає – не нижче III. Виробникові робіт може бути виданий на руки тільки один наряд на одне приєднання і на одну бригаду.

Термін дії наряду визначається тривалістю робіт. При можливих перервах у роботі наряд залишається дійсним, якщо обладнання не вмикали і умови виконання робіт залишилися незмінними. На однотипні роботи без зняття напруги може бути виданий один спільний наряд для виконання їх в порядку черги на кількох приєднаннях в декількох мережевих приміщеннях. В цьому випадку при кожному переході в інше мережеве приміщення потрібно проводити допуск бригади.

Виїзним спеціалізованим бригадам (за визначенням місць пошкодження кабельних ліній і їх випробуванню) може бути виданий один спільний наряд на роботи в декількох приміщеннях і на кількох приєднаннях за умови, що бригада

складається не менше ніж з двох осіб, у тому числі один з кваліфікацією не нижче V групи, а інші – не нижче III. Під час робіт наряд повинен знаходитися на робочому місці

Без наряду, за усним або телефонним розпорядженням дозволяється проводити роботи по ліквідації перерв в електропостачанні черговому оперативному персоналу, а також деякі роботи – обслуговуючому персоналу, закріпленому за даною ділянкою. До таких відносять роботи, які не потребують відключення і заземлення обладнання (прибирання приміщення до огорожі, ремонт дверей, зміна ламп і вимикачів, вимір навантажень струмовимірjuвальними кліщами).

Роботи з ліквідації аварій на одній ділянці виконує, як правило, одна бригада, оскільки друга може подати напругу на місце роботи першої. Бригада повинна складатися не менше ніж з двох осіб, у тому числі одне повинно мати кваліфікацію не нижче IV групи, а в разі необхідності виконання ремонтних робіт зі зняттям напруги – не нижче V.

При виконанні ремонтних робіт в електроустановках часто застосовують електрифікований інструмент (електродрилі, електромолотки), до роботи з яким допускають осіб, які пройшли спеціальне навчання та інструктаж з техніки безпеки при користуванні цим інструментом і мають відмітку в посвідченні про допуск до цих робіт.

У приміщеннях особливо небезпечних, тобто при наявності значної вогкості, працювати з електрифікованим інструментом на напругу понад 36В забороняється, а при використанні інструменту напругою до 36В слід застосовувати ізолюючі захисні засоби.

У приміщеннях з підвищеною небезпекою, до яких відносять РП і ТП, і поза приміщеннями електрифікований інструмент на напругу 220В застосовують із заземленням корпусів і з ізолюючими захисними засобами. Для приєднання електрифікованого інструменту служить шланговий провід або гнучкий провід, укладений в гумовий шланг, з ізоляцією на напругу не нижче 500 В.

Заземлення корпусу електрифікованого інструменту здійснюють за допомогою спеціальної жили живильного проводу. У зв'язку з цим для живлення трифазного електрифікованого інструменту використовують чотирьохжильний, а для однофазного – трьохжильний шланговий провід. Електрифікований інструмент періодично випробовують підвищеною напругою і щомісяця вимірюють опір його ізоляції, а на корпусі вказують дату наступного випробування.

Весь персонал міських мереж, що працює в умовах діючих установок, повинен вміти надавати першу допомогу при ураженні електричним струмом.

При ураженні працюючого з електричним струмом необхідно якомога швидше відключити ту частину електроустановки, до якої торкається потерпілий (найближчий рубильник або вимикач). Якщо потерпілий знаходиться на висоті, вживають заходів, щоб не допустити його падіння. Якщо установку неможливо відключити швидко, відокремлюють потерпілого від струмопровідних частин, яких він стосується: від'єднують провід від нього або відтягують потерпілого від струмопровідних частин за допомогою ізолюючих пристроїв (гумових рукавичок, ізолюючих штанг і кліщів)

4.4 Пожежна профілактика на підстанції

Пожежа становить велику небезпеку через наявність маслонаполеного обладнання на підстанції, так як трансформаторне масло є хорошим паливом матеріалом, який при руйнуванні бака може розлитися на значну площу і привести до поширення пожежі на розташоване поруч обладнання.

Організаційні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки:

Для запобігання поширенню пожежі на підстанції ЗТП-6/0,4 передбачені наступні засоби пожежогасіння:

- пожежний щит типу ЩП-В з інструментами для пожежотушіння закритого типу (призначений для вогнищ пожежі категорії В): вуглекислотний вогнегасник ємністю 10 л – 2 шт .; металевий лом – 1 шт; відро конусне – 2 шт; лопата штикова – 1 шт; багор – 1 шт; ящик з піском – 1 шт.

4.5 Заземлення підстанції

Приймаються наступні параметри:

-довжина контуру заземлення становить $D = 16,5$ м;

-ширина контуру заземлення – $Ш = 10$ м;

-периметр контуру заземлення складе:

$$P_k = 2 \cdot (D + Ш) = 2 \cdot (16,5 + 10) = 53 \text{ м};$$

-грунт – суглинок, третя кліматична зона;

-природні заземлювачі відсутні.

Згідно ПУЕ, опір загального заземлюючого пристрою, що використовується для заземлення електроустановок різної напруги і призначення, повинна відповідати вимогам щодо заземлення обладнання, для якого найменший опір розтіканню має бути не більше 4 Ом. Тому за розрахунковий опір заземлюючого пристрою приймаємо $R_z = 4$ Ом.

5. В якості вертикальних заземлювачів приймаємо сталеві куточки з розмірами 63х63х6 мм і довжиною 3 м. Верхні кінці електродів мають на глибині 0,8 м від поверхні землі. До них приварюють горизонтальні електроди у вигляді сталеві смуги з розмірами 40х5 мм з такою ж сталі, що і вертикальні електроди.

6. Попередньо, з урахуванням площі, займаної об'єктом, намічаємо розташування заземлювачів – по периметру з відстанню між вертикальними електродами.

За прийнятою схемою кількість вертикальних електродів складе:

$$N_{в.э.} = P / \Delta l = 52 / 3 - 1 \approx 17 \text{ шт.}$$

Довжина смуги горизонтального електрода:

$$L_{пол} = P + L_{ПЗ} = 52 + 8 = 60 \text{ м},$$

де $L_{ПЗ} = 8$ м – довжина смуги заземлення будівлі до контуру заземлення

7. Опір штучного заземлювача при відсутності природних заземлювачів приймаємо рівним допустимому опору заземлювального пристрою $R_{іск} = R_3 = 4 \text{ Ом}$.

8. Визначаємо розрахункові питомі опору ґрунту для горизонтальних і вертикальних заземлювачів:

$$p_{расч.} = p_{уд} * K_{в.г.} = 100 * 2.5 = 250 \text{ Ом} * \text{м}$$

$$p_{расч.} = p_{уд} * K_{п.в.} = 100 * 1.3 = 130 \text{ Ом} * \text{м}$$

де $p_{уд} = 100 \text{ Ом} * \text{м}$ – питомий опір

$K_{п.в.} = 1.3$ – поправочний сезонний коефіцієнт на величину питомого опору ґрунту для вертикальних стрижневих електродів довжиною 3 м при глибині їх закладення 0,8 м для третьої кліматичної зони.

$K_{в.г.} = 1.3$ поправочний сезонний коефіцієнт на величину питомого опору ґрунту для горизонтальних електродів у вигляді смуги довжиною $> 10 \text{ м}$ для третьої кліматичної зони

5. Визначаємо розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів:

$$R_r = \frac{0.366 * p_{расч}}{L_{пол}} \lg \frac{2L_{пол}^2}{b_{пол}t} = \frac{0.366 * 250}{53} \lg \frac{2 * 60^2}{0.04 * 0.8} = 8.160 \text{ Ом}$$

де $b_{пол}$ – ширина смуги, м;

$L_{пол}$ – довжина вертикального електрода, м;

$t = 0,8 \text{ м}$ – глибина закладення горизонтального електрода.

6. Опір розтіканню одного вертикального електрода визначаємо за формулою:

$t = 0,8 + 0,5l = 0,8 + 0,5 \cdot 3 = 2,3 \text{ м}$ – глибина закладення (відстань від

поверхні до середини електрода)

7. Для відношення прийнятого відстані між вертикальними електродами до їх довжини $\alpha = 1$ при розташуванні електродів по контуру, кількості 17 шт, коефіцієнт використання вертикальних електродів $\eta_v = 0,494$; коефіцієнт використання сполучної смуги $\eta_r = 0,291$

8. Опір струму штучного заземлювача, що складається з вертикальних електродів, електрично пов'язаних між собою смугою, що знаходиться в контакті з землею знаходимо з виразу

$$R_{из} = \frac{1}{\frac{n_r}{R_r} + \frac{n_v * N_v}{R_v}} = \frac{1}{\frac{0.291}{8.16} + \frac{0.494 * 17}{34.1}} = 3.540 \text{ м}$$

Отриманий результат задовольняє вимоги ПУЕ за величиною опору заземлення, так як воно менше 4,0 Ом. Остаточню приймаємо план заземлення, наведений на рис.2.10.1.

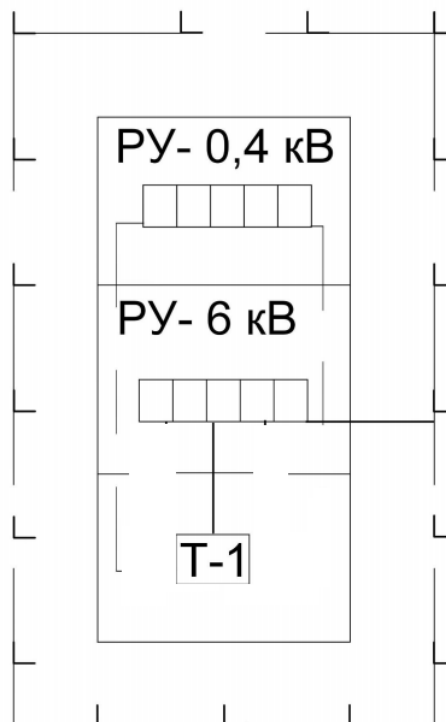


Рисунок 4.5.1

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі бакалавра вирішена задача реконструкції системи електропостачання 0,4-10 кВ житлового району міста.

Обґрунтовано вибір основного електрообладнання, яке, у порівнянні з існуючим, потребує значно менше витрат коштів та матеріалів на обслуговування, володіє значно кращими показниками надійності експлуатації.

Усі технічні рішення в проекті приймалися з урахуванням положень Закону України та Комплексної державної програми України з енергозбереження. Нове обладнання відповідає сучасному рівню наукових та технічних досягнень в області енергозбереження.

Виконання розроблених заходів з охорони праці при експлуатації підстанції дозволять запобігти травматизму та нещасним випадкам на виробництві, а також зменшити шкоду при виникненні надзвичайних ситуацій.

Капітальні витрати на проект 504,18 тис. грн., експлуатаційні –107,48тис. грн.

Список використаної літератури:

- 1.Вакулєнко С.С., Мозирський В.І. До питання регулювання реактивної потужності за мінімумом плати за спожиту електроенергію. – Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2005. - №4. – с.42-45.
- 2.ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. -К.: Міненерго України, 1997.-54 с.
- 3.Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України №19 від 17.01.2002.- Офіційний вісник України.- 2002.- №48.-с.71-147.
- 4.Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломного проекту – К.: УДУХТ, 2002. – 15 с.
- 5.Методичні вказівки з комплектування технічної документації для дипломного проектування та програма переддипломної практики – К.: УДУХТ, 1994. – 10 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник. – 3-е изд.-М.:”Академия”, 2006. - 448 с.
- 7.Сірий О.М., Шестеренко В.Є. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. посібник– К.:І СДОУ, 1993 – 592 с.
8. СОУ–Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача).
- 9.Перехідні процеси в системах електропостачання : Учебник для вузов. 3-изд., перераб. и доп./ Г.Г.Пивняк, В.Н. Винославский, А.Я. Рыбалко, Л.И. Несен; Под ред. акад. НАН Украины Г.Г. Пивняка. - Москва: Энергоатомиздат; Днепропетровск Национальный горный университет, 2003. – 548 с.: ил.
10. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 11.Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. МИНЭНЕРГО УКРАИНЫ—Х. : Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2011. —76 с.
12. Типовые материалы для проектирования 407-03-456.87 схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6...750 кВ подстанций.
- 13.ДБН В.2.5-16-99 Інженере обладнання зовнішніх мереж. Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж.
14. ДБН В 2.5-23-2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

		Позначення	Найменування	К-ть	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ПД.21.__.ПЗ	Пояснювальна записка	69	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A1	ЕЕ.ПД.21. <u>№1</u> .01.Г	Однолінійна схема	1	
9	A1	ЕЕ.ПД.21. <u>№2</u> .02.Г	План траси	1	
10					
11					
12					

ВІДГУК

ВІДГУК