

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

Інститут Електроенергетики
(інститут)

Електротехнічний факультет
(факультет)

Кафедра електроенергетики
(повна назва)

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

студента Горпинич Анастасія Василівна
(ПІБ)

академічної групи 141М-20-1
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(офіційна назва)

на тему Дослідження впливу режимів електроспоживання підприємства на якість напруги
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Папаїка Ю.А.			
розділів:				
Розділ 1	Папаїка Ю.А.			
Розділ 2	Папаїка Ю.А.			
Розділ 3	Тимошенко Л.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

електроенергетики
(повна назва)

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

«_____» _____ 2022 року

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

студенту Горпинич А.В. академічної групи 141М-20-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(офіційна назва)

на тему Дослідження впливу режимів електроспоживання підприємства на якість напруги

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.11.2021 р.
№ 969-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Аналітичний</i>	Аналіз режимів роботи та ефективності експлуатації електрообладнання підстанції	15.10.21 – 02.11.21
<i>Основна частина</i>	Обґрунтувати рішення щодо технічного переоснащення підстанції з вибором електрообладнання	02.11.21-01.12.21
<i>Економічний</i>	Розрахунок економічної ефективності запропонованих результатів наукових досліджень	02.12.21-05.01.22

Завдання видано _____ Папаїка Ю.А.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____ Горпинич А.В.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

Реферат

ПІДПРИЄМСТВО, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЖИВЛЕННЯ, РЕЖИМ,
МЕРЕЖА, НАВАНТАЖЕННЯ, НАПРУГА.

Пояснювальна записка: 52 стр., 4 табл., 3 рис., 8 джерел.

Об'єкт досліджень: режими роботи електроустановки підстанції

Реконструкція ПЛ-0,4 кВ від КТП-286 м.Запоріжжя Запорізької області.

Мета дипломного проекту: технічне переоснащення підстанції для підвищення ефективності використання устаткування та підвищення якості напруги.

У першому розділі приведена коротка характеристика підстанції, та визначена проблематика поточної експлуатації електрообладнання підстанції стосовно відповідності його режимів роботи та функціональності фактичним навантаженням.

В процесі виконання дипломного проекту була виконена заміна старої повітряної лінії з неізолюваними проводами. Виконана заміна проводу,на необхідний,який підходить по напрузі, по падінню напруги, перерізом та кабелем.

Кабель був обраний за необхідними формулами,які описані в пункті 2.1 методом інтерполяції були підібрані необхідні значення.

Встановили одну КТП – 1 (комплектно-трансформаторна підстанція), КТПс (комплектно-трансформаторна підстанція стовпова), та КТПс1 – який був встановлений для того,щоб розгрузити лінію,поскільки вона дуже довга,і без неї були б великі втрати напруги від трансформаторної підстанції до абонента.

У економічному розділі виконані розрахунки капіталовкладень у реалізацію проекту та економії грошових коштів, яка може бути досягнута шляхом уникнення збитків від завищених експлуатаційних витрат.

ЗМІСТ

Вступ	5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	6
1.1 Аналіз методів розрахунку показників надійності електропостачання	6
1.2 Оцінка негативного впливу несинусоїдальності напруги на надійність роботи електрообладнання	8
1.3 Постановка наукових досліджень	10
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розробка алгоритму визначення показників надійності роботи трансформаторів та ліній електропередач напругою 0,4 та 6 -10 кВ	11
2.2 Перевірка перерізу проводу за падінням напруги	14
2.3 Струми короткого замикання та вибір автомату	15
2.4 Розрахункова потужність від КТПс-1 для Ф-3	22
2.5 Розрахункова потужність від КТП-1 для Ф-1	23
2.6 Розрахункова потужність від КТП-1 для Ф-2	25
2.7 Розрахункова потужність від КТП-1 для Ф-3	27
2.8 Розрахункова потужність від КТПс-1 для Ф-1	28
2.9 Розрахункова потужність від КТПс-1 для Ф-2	30
2.10 Вибір силового трансформатора	31
2.11 Складання уніфікованих схем заміщення для аналізу показників надійності роботи електрообладнання	34
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	35
3.1 Розрахунок економічної ефективності запропонованих результатів наукових досліджень	35
3.2 Розрахунок капітальних витрат	35
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат	37
3.4 Розрахунок річного фонду заробітної плати	39
3.5 Визначення вартості споживаної об'єктом електроенергії	41
3.6 Визначення інших витрат	41
3.7 Визначення та аналіз показників економічної ефективності	42
Висновки	45
Перелік посилань	46
Додаток А	48
Додаток Б	49
Додаток В	50
Додаток Г	51

ВСТУП

Особливо важливо на сьогоднішній день для енергосистеми України питання ефективності роботи мереж і систем, надійності та безперебійності електрозабезпечення споживачів. На сьогоднішній день Україна посідає одне з останніх місць за показниками надійності електропостачання серед країн Європи.

Ця проблема спричинена комплексом негативних факторів, таких як: масове старіння електромережеских об'єктів і устаткування, що призводить до значного збільшення витрат на підтримку їх працездатності, підвищеному використанню техніки, конструкцій, матеріалів при обслуговуванні, збільшенню чисельності обслуговуючого персоналу для проведення планових і позапланових оглядів, поточних або капітальних ремонтів. Ситуація ускладнюється тим, що ряд устаткування характеризується станом підвищеної аварійності і вимагає заміни. При цьому загальний стан електричних мереж України свідчить про необхідність модернізації близько 80 % обладнання, що вимагає значних коштів. Тому важливо обирати устаткування, що максимально відповідає технічній потребі.

Своєчасна заміна електроустаткування підстанції на більш сучасне з метою підвищення ефективності її роботи. . Таким чином, завдання реконструкції є актуальною і необхідною метою для виконання в дипломному проекті.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз методів розрахунку показників надійності електропостачання

У ряді випадків при аналізі надійності розглядаються два аспекти:

- адекватність (готовність системи забезпечити споживача електроенергією з урахуванням ситуації, що склалася);
- живучість (готовність системи витримувати раптові впливи).

У кількісному відношенні ці два аспекти повинні оцінювати [1] статичну і динамічну можливість відмови в показниках, що мають імовірнісний характер, тобто в показниках, значення яких визначається подіями в майбутньому, отже, прогнозованих у тій чи іншій мірі.

Однак практично імовірнісний підхід застосовується тільки при оцінці статичної надійності. Аналіз живучості, який все частіше необхідний в задачах планування режимів і експлуатації електричних систем, як правило, виконується без застосування імовірнісних методів. Імовірнісний підхід вимагає оцінки великої кількості можливих ситуацій, кожна з яких вимагає детального моделювання системи. Саме в цьому складність застосування імовірнісного підходу.

Основними напрямками підвищення надійності є [2]:

- доцільно з урахуванням становлення ринкових відносин переглянути критерій статичної надійності в бік його збільшення до економічно доцільних значень, які враховують найбільш точно збитки споживачів;
- необхідно розширити дослідження по відновленню нормального режиму функціонування СЕП після важких аварій з масовим відключенням споживачів в частині розробки вимог до обладнання, методів дослідження, ідеології та систем управління;

- необхідно переглянути існуючу інструкцію з аналізу аварійності енергосистем в напрямку більш адекватної оцінки категорійності аварій і відмов;

- слід ввести в більшому обсязі імовірнісні підходи в оцінці показників надійності СЕП.

- враховуючи, що багато об'єктів електроенергетики схильні до небезпечних природних впливів (землетруси, урагани, ожеледь і ін.), необхідне вдосконалення норм і вимог до електротехнічного устаткування електростанцій, підстанцій і ЛЕП, що працюють в цих умовах, в першу чергу - до обладнання, що працює в сейсмічних регіонах;

Нормальний закон розподілу в задачах надійності СЕП застосовується порівняно рідко [3]. Перевага віддається використанню методів, заснованих на експоненціальному розподілі або розподілі Вейбула.

Аналітичні методи розрахунку надійності роботи електричних систем і їх основних елементів у багатьох випадках ґрунтуються на законі Вейбула.

В теорії надійності відомо, що розподіл Вейбула є найменш складним і найбільш загальним законом розподілу зі змінним параметром відмов.

Нормальний закон застосовується при відомих розрахунках, що характеризують електромагнітні та подібні їм процеси. Оцінка надійності електрообладнання проводиться з урахуванням зміни його терміну служби (тривалості життя). Спочатку розглянемо процеси за умови нормального закону розподілу надійності.

Функція надійності:

$$R(t) = e^{-\lambda_0 t^\alpha}$$

де α - параметр форми розподілу;

λ_0 - параметр потоку відмов;

$\lambda(t)$ -характеризує небезпеку відмови.

$$\lambda(t) = a\lambda_0 t^{\alpha-1}$$

Характер зміни функції залежить від значення параметра α : при $\alpha > 1$ зростає, при $\alpha = 1$ $\lambda(t) = \lambda_0$ - значення в початковий момент часу, рисунок 1 [3].

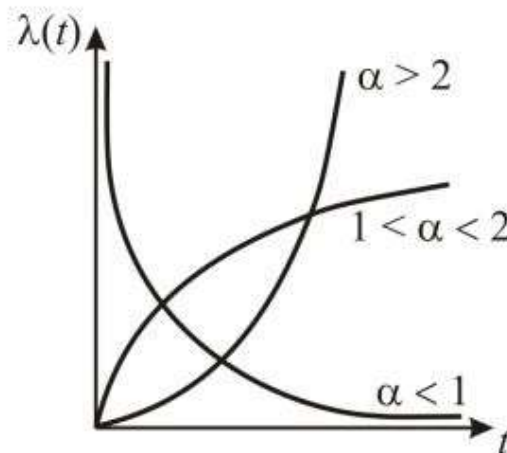


Рисунок 1 - Залежність $\lambda(t)$ при законі Вейбула

1.2 Оцінка негативного впливу несинусоїдальності напруги на надійність роботи електрообладнання

У трифазних мережах якість електроенергії характеризується відхиленнями напруги, коливаннями напруги і частоти, несинусоїдальною формою кривої напруги, а також несиметрією напруг і зміщенням нейтралі. Показники якості електроенергії повинні відповідати вимогам ГОСТ 32144-2013 [4], в якому регламентовані норми якості і допустимі відступи.

Заходи щодо забезпечення показників якості електроенергії, наведені в [4], повинні вирішуватися комплексно при проектуванні електропостачання. Вони повинні базуватися на раціональній технології та режимах виробництва, правильному виборі типів і параметрів електрообладнання

також на оптимальному рішенні системи електропостачання в цілому з урахуванням енергетичних та технологічних факторів.

Необхідно передбачати і опрацьовувати обов'язкові рекомендації і заходи щодо здійснення при експлуатації необхідного щоденного контролю показників якості електроенергії та з проведення необхідних і своєчасних перемикань при різних режимах роботи. У зв'язку з цим в проектах повинні передбачатися прилади та пристрої, необхідні для контролю показників якості електроенергії в [4].

Дотримання показників [4] сприяє збільшенню випуску продукції, підвищенню її якості і загальної рентабельності виробництва. Промислові підприємства зобов'язані вживати заходи, щоб такі показники якості електроенергії, як несинусоїдальність форми кривої напруги, колювання напруги, несиметрія знаходилися в межах нормованих величин, так як погіршення цих показників викликане роботою певних видів електроприймачів і практично не залежить від енергосистеми [5].

В електричних мережах спотворення кривої напруги призводять до наступних негативних наслідків:

- погіршується, а іноді і порушується робота приймачів електроенергії, в тому числі і тих, які створюють несинусоїдальність в електричних мережах;
- виходять з ладу комп'ютери;
- прискорення старіння ізоляції електричних машин, апаратів і кабелів, що призводить до зменшення надійності і терміну служби електроустаткування;
- погіршується точність електричних вимірювань;
- з'являються порушення в роботі автоматики, телемеханіки та релейного захисту;
- ускладнення, а в ряді випадків стає неможливим використання силових ланцюгів в якості каналів для передачі інформації;

- обмеження сфери застосування батарей конденсаторів через перевантаження їх струмами вищих гармонік і виникнення резонансних явищ.

1.3 Постановка наукових досліджень

Недостатньо високий рівень експлуатаційної надійності ряду енергетичних об'єктів та СЕП є наслідком багатьох об'єктивних і суб'єктивних причин, серед яких головними слід назвати:

- недосконалість в ряді випадків проектних рішень по системам електропостачання;
- невисока якість електрообладнання, в тому числі засобів захисту, контролю та управління;
- невисокий технічний рівень експлуатації надійності електропостачання споживачів на основі кількісних критеріїв.

Перспективним шляхом підвищення енергетичної ефективності систем електропостачання є впровадження уточнених методик аналізу та прогнозування електричних режимів підприємств, а також показників якості напруги та надійності електрообладнання.

Існуючі методики розрахунку не дозволяють прогнозувати та регулювати зони виникнення резонансних явищ на частотах канонічних гармонік та інтергармонік, що унеможлиблює оптимальну компенсацію реактивної потужності.

2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

2.1 Розробка алгоритму визначення показників надійності роботи трансформаторів та ліній електропередач напругою 0,4 та 6 - 10 кВ

В якості дослідження візьмемо реконструкцію повітряної лінії електропостачання (далі ПЛ) Рисунок 2.

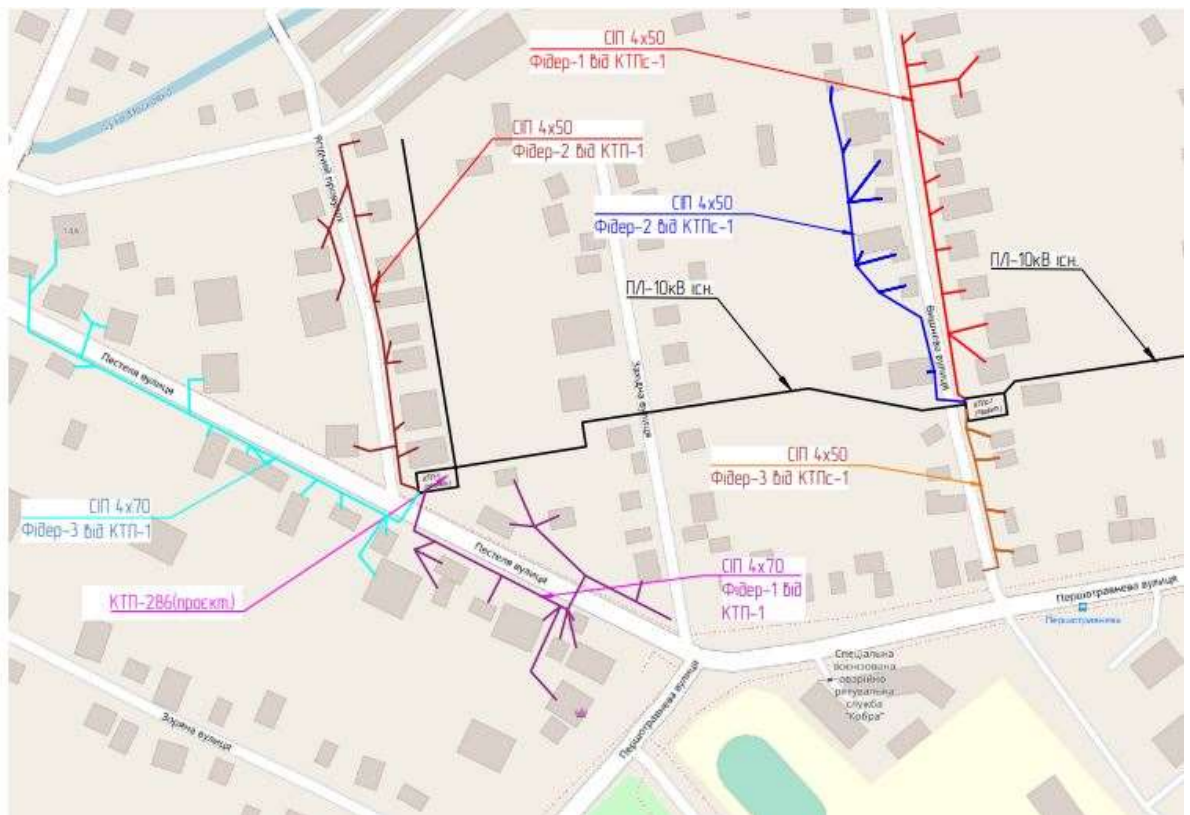


Рисунок 2 – Ситуаційний план

Загальні технічні рішення:

Виконати реконструкцію ПЛ - 0,4 кВ від КТП-1 з заміною дефектних елементів ЛЕП та заміною голого проводу на СІП по існуючій трасі.

При цьому передбачити монтаж КТП с стовбового типу потужністю 100 кВА 10/0,4 кВ. Підключення проєктованого КТПс Рисунок 3 виконати від ПЛ-10 кВ через опору на якій передбачити роз'єднувач зовнішнього

виконання рублячого типу, також демонтаж існуючої КТП-1 та встановити її
Рисунок 3.

Виконати роботи по демонтажу дефектних ділянок та елементів повітряної ділянки -з/б опор ПЛ-0,4 проводів повітряної лінії ПЛ-0,4 , заміна траверси на ПЛ-0,4 з вивозом демонтажу з розташування ЛЕП на місце складування, яке визначене структурною одиницею.

Виконати роботи по розчищенню траси ПЛ від порослі і дерев, які перешкоджають виконанню робіт по демонтажу існуючої і монтажу нової ЛЕП, з вивозом останніх з місця розташування ЛЕП до ділянки, вказаної Структурним підрозділом, власником об'єкта реконструкції.

Для підключення ПЛ в ТП передбачити встановлення комутаційного апарату, автоматичного вимикача. Номінальний струм та уставки вимикача розрахувати згідно з даними комплексних вимірів.

- Виконати роботи по відновленню ліній зв'язку, мереж зовнішнього вуличного освітлення, а також по монтажу ліхтарів та апаратури керування зовнішнього освітлення, якщо таке існувало в справному стані на момент проведення ПВР та знаходилось в експлуатації

- Відновлення мереж зовнішнього вуличного освітлення передбачити по магістралі ЛЕП з підвіскою нижче за магістраль силового проводу 0,4 кВ.

- 1) Рама під високовольтні запобіжники;
- 2) Площадка для обслуговування трансформатора;
- 3)Обмежувач напруги нелінійний;
- 4)Силовий трансформатор;
- 5) Привід роз'єднувача;
- 6)Низьковольтна шафа РУ-0,4;
- 7)Короб для кабелю;
- 8)Траверса по 0,4 кВ;
- 9)Траверса під ізолятори ШФ-20.

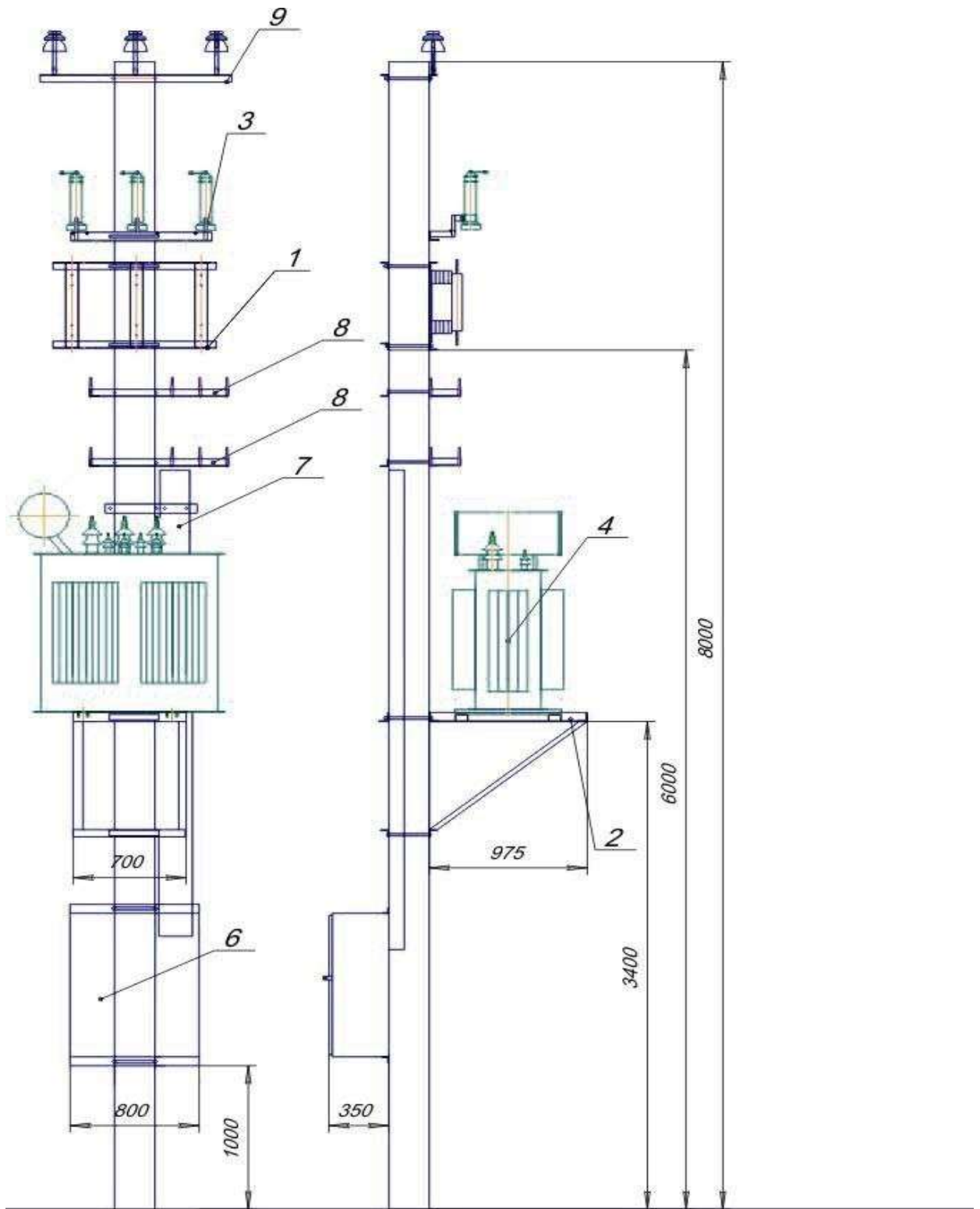


Рисунок 3 – Типове креслення комплектної трансформаторної підстанції стовпового типу

2.2 Перевірка перерізу проводу за падінням напруги

Так як навантаження розподілене не рівномірно перевірка проводу СІП за падінням напруги визначається для кожного прогону, реактивна складова навантаження не прймається до уваги через незначну величину реактивного опору для проводу СІП.

Падіння напруги на максимально віддалених ділянках лінії складається з падінь напруги на кожному прогоні:

$$U_{\%сум} = \sum \Delta U_{\%i},$$

$$\Delta U_{\%i} = \frac{P_i \cdot L_i \cdot r_1 + P_i \cdot L_i \cdot x_i \operatorname{tg}(f)}{U_2} \cdot 100\%$$

де $\Delta U_{\%i}$ - падіння напруги на конкретному прогоні повітряної лінії, %;

P_i - спожита потужність на i -тому прогоні, кВт;

L_i - довжина повітряної лінії i -того прогону, м;

r_i - питомий активний опір для проводу СІП, або кабелю, Ом/км;

x_i - питомий реактивний опір для проводу СІП, або кабелю, Ом/км;

U - номінальна напруга джерела живлення, U-380 В.

Сумарне падіння на найбільш віддаленому участку не має бути більше ніж 6 %, згідно з п.4.8 ГІД 34.20.178:2005.

$$\Delta U_{сум / \Phi-1} \text{ від КТПс-1} = 5,84 < 6\%$$

$$\Delta U_{\text{сум}} / \Phi-2 \text{ від КТПс-1} = 2,8 < 6\%$$

$$\Delta U_{\text{сум}} / \Phi-3 \text{ від КТПс-1} = 4,74 < 6\%$$

$$\Delta U_{\text{сум}} / \Phi-1 \text{ від КТП-1} = 4,87 < 6\%$$

$$\Delta U_{\text{сум}} / \Phi-2 \text{ від КТП-1} = 3,44 < 6\%$$

$$\Delta U_{\text{сум}} / \Phi-3 \text{ від КТП-1} = 5,6 < 6\%$$

Висновок: в ході розрахунку виявилось, що для забезпечення цієї умови потрібно вибрати переріз жили СІП: на фідерах від КТПс-1 для Ф-1, Ф-2 та Ф-3 - магістральний СІП 50 мм²; на фідерах від КТП-1 для Ф-1 - магістральний СІП 70 мм²; на фідерах від КТП-1 Ф-2 - магістральний СІП 50 мм²; на фідерах від КТП-1 для Ф-3 - магістральний СІП 70 мм²;, що менше за допустиме падіння напруги - 6%.

2.3 Струми короткого замикання та вибір автомату

Магістральна лінія від КТПс-1 для фідера Ф-1 виконана проводом СІП-5нг 4х50 довжиною 397 м; відгалуження від фідера Ф-1 виконане проводом СІП-5нг 4х25 довжиною 147 м. Значення струму однофазного короткого замикання у кінці магістральної лінії:

$$I_{\text{о.к.з./3}} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п2}} + Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(1,21 + 0,124)} = 164 \text{ А}$$

$$I_{\text{о.к.з./1,1}} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п2.1}} + Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(0,461 + 0,124)} = 376 \text{ А}$$

де $U_{\phi} = 220 \text{ В}$ - фазна напруга;

$Z_{T3} = 0,124 \text{ Ом}$ - розрахунковий опір трансформатору 100 кВА.

$Z_{п2} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,387 = 1,21 \text{ Ом}$ - повний опір лінії фідера Ф-1;

$Z_{п2.1} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,147 = 0,461 \text{ Ом}$ - повний опір відгалуження від фідера Ф-1.

Для захисту проектованого фідеру Ф-1 приймаємо автоматичний вимикач Tmax XT2 з електронним розчеплювачем з максимальним номінальним струмом $I_{пм} = 100 \text{ А}$, з кроком уставки по захисту проводу від перенавантаження - $0,04 \cdot I_n$, або 1 А. Найближче значення

$I_1 = 0,92 \cdot I_n = 92 > 73,75 \text{ А}$. Приймаючи до уваги поріг спрацьовування $10\% I_1 \cdot 1.1 = 101 \text{ А} < I_{тр. доп} = 145 \text{ А}$, автомат проходить.

За уставкою по захисту від струмів КЗ з миттєвим спрацьовуванням (приймаючи до уваги поріг спрацьовування 15%) $I_2 = 1,0 \cdot I_n \cdot 1.15 = 115 \text{ А} < 145 \text{ А}$ для захисту лінії від дії струму однофазного короткого замикання автомат проходить.

Магістральна лінія від КТПс-1 для фідера Ф-2 виконана проводом СП-5нг 4x50 довжиною 218 м; відгалуження від фідера Ф-2-1 виконане проводом СП-5нг 4x25 довжиною 81 м; відгалуження від фідера Ф-2-2 виконане проводом СП-5нг 4x25 довжиною 17 м. Значення струму однофазного короткого замикання у кінці магістральної ліній:

$$I_{0.к.з./3} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{п1} + Z_{T3})} = \frac{220}{(0,731 + 0,124)} = 257,3 \text{ А}$$

$$I_{0.к.з./3} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{п2.1} + Z_{T3})} = \frac{220}{(0,254 + 0,124)} = 582 \text{ А}$$

$$I_{\text{о.к.з.}\frac{1}{3}-1,1} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п2.2}}+Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(0,053+0,124)} = 1243 \text{ A}$$

де $U_{\phi} = 220 \text{ В}$ - фазна напруга;

$Z_{\text{т3}} = 0,124 \text{ Ом}$ - розрахунковий опір трансформатору 100 кВА.

$Z_{\text{п2}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,233 = 0,731 \text{ Ом}$ - повний опір лінії фідера Ф-2;

$Z_{\text{п2.1}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,081 = 0,254 \text{ Ом}$ - повний опір відгалуження від фідера Ф-2-1.

$Z_{\text{п2.2}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,017 = 0,053 \text{ Ом}$ - повний опір відгалуження від фідера Ф-2-2.

Для захисту проєктованого фідера Ф-2 приймаємо автоматичний вимикач Тмах ХТ2 з електронним розчеплювачем з максимальним номінальним струмом $I_{\text{пн}} = 100 \text{ А}$, з кроком уставки по захисту кабелю від перенавантаження - $0,04 \times I_{\text{н}}$, або 1 А . Найближче значення $I_1 = 0,92 \cdot I_{\text{н}} = 92 > 64,2 \text{ А}$. Приймаючи до уваги поріг спрацьовування 10% $I_1 \cdot 1,1 = 101 \text{ А} < I_{\text{тр. доп}} = 145 \text{ А}$, автомат проходить.

За уставкою по захисту від струмів КЗ з миттєвим спрацьовуванням (приймаючи до уваги поріг спрацьовування 15%) $I_2 = 1,0 \cdot I_{\text{н}} \cdot 1,15 = 115 \text{ А} < 145 \text{ А}$ для захисту лінії від дії струму однофазного короткого замикання автомат проходить.

Магістральна лінія від КТПс-1 для фідера Ф-3 виконана проводом СПП-5нг 4х50 довжиною 282 м; відгалуження від фідера Ф-3-1 виконане проводом СПП-5нг 4х35 довжиною 165 м; відгалуження від фідера Ф-3-2 виконане проводом СПП-5нг 4х25 довжиною 44 м.

Значення струму однофазного короткого замикання у кінці магістральної лінії:

$$I_{0.к.з./3} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{п1} + Z_{т3})} = \frac{220}{(1,08 + 0,124)} = 182 \text{ A}$$

$$I_{0.к.з./3} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{п2} + Z_{т3})} = \frac{220}{(0,505 + 0,124)} = 349 \text{ A}$$

$$I_{0.к.з./3} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{п2} + Z_{т3})} = \frac{220}{(0,138 + 0,124)} = 839 \text{ A}$$

де $U_{\phi} = 220 \text{ В}$ - фазна напруга;

$Z_{т3} = 0,124 \text{ Ом}$ - розрахунковий опір трансформатору 100 кВА.

$Z_{п1} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,346 = 1,08 \text{ Ом}$ - повний опір лінії фідера Ф-3;

$Z_{п2-1} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,161 = 0,505 \text{ Ом}$ - повний опір лінії відгалудження від фідера Ф-3-1;

$Z_{п2-2} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,044 = 0,138 \text{ Ом}$ - повний опір лінії відгалудження від фідера Ф-3-2;

Для захисту проєктованого фідеру Ф-3 приймаємо автоматичний вимикач Тmax ХТ2 з електронним розчеплювачем з максимальним номінальним струмом $I_{пм} = 100 \text{ А}$, з кроком уставки по захисту кабелю від перенавантаження - $0,04 \times I_n$, або 1 А . Найближче значення

$I_1 = 0,92 \cdot I_n = 92 > 75,3 \text{ А}$. Приймаючи до уваги поріг спрацьовування 10% $I_1 \cdot 1,1 = 101 \text{ А} < I_{тр. доп} = 145 \text{ А}$, автомат проходить.

За уставкою по захисту від струмів КЗ з миттєвим спрацьовуванням (приймаючи до уваги поріг спрацьовування 15%) $I_2 = 1,0 \cdot I_n \cdot 1,15 = 115 \text{ А} <$

145 А для захисту лінії від дії струму однофазного короткого замикання автомат проходить.

Магістральна лінія від КТП-1 для фідера Ф-1 виконана проводом СП-5нг 4х70 довжиною 417 м; відгалуження від фідера Ф-1 виконане проводом СП-5нг 4х25 довжиною 238 м.

Значення струму однофазного короткого замикання у кінці магістральної ліній:

$$I_{\text{о.к.з./3}} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п2}} + Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(1,3 + 0,03)} = 165 \text{ А}$$

$$I_{\text{о.к.з./31,1}} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п2.1}} + Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(0,747 + 0,03)} = 283,1 \text{ А}$$

де : $U_{\phi} = 220 \text{ В}$ - фазна напруга;

$Z_{\text{т3}} = 0,03 \text{ Ом}$ - розрахунковий опір трансформатору 250 кВА.

$Z_{\text{п2}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,417 = 1,3 \text{ Ом}$ - повний опір лінії фідера Ф-1;

$Z_{\text{п2.1}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,238 = 0,747 \text{ Ом}$ - повний опір відгалуження від фідера Ф-1.

Для захисту проєктованого фідеру Ф-1 приймаємо автоматичний вимикач Tmax XT2 з електронним розчеплювачем з максимальним номінальним струмом $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$, з кроком уставки по захисту проводу від перенавантаження - $0,04 \times I_{\text{н}}$, або 1 А . Найближче значення $I_1 = 0,92 \cdot I_{\text{н}} = 92 > 83,7 \text{ А}$. Приймаючи до уваги поріг спрацьовування 10% $I_{1 \times 1,1} = 101 \text{ А} < I_{\text{тр. доп}} = 145 \text{ А}$, автомат проходить.

За уставкою по захисту від струмів КЗ з миттєвим спрацьовуванням (приймаючи до уваги поріг спрацьовування 15%)

$I_2 = 1,0 \cdot I_n \times 1,15 = 115 \text{ A} < 167 \text{ A}$ для захисту лінії від дії струму однофазного короткого замикання автомат проходить.

Магістральна лінія від КТП-1 для фідера Ф-2 виконана проводом СІП-5нг 4х50 довжиною 268 м; відгалуження від фідера Ф-2 виконане проводом СІП-5нг 4х50 довжиною 250 м.

Значення струму однофазного короткого замикання у кінці магістральної ліній:

$$I_{\text{о.к.з./3}} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п1}} + Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(0,816 + 0,03)} = 260 \text{ A}$$

$$I_{\text{о.к.з./31.1}} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п3}} + Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(0,785 + 0,03)} = 202,7 \text{ A}$$

де $U_{\phi} = 220 \text{ В}$ - фазна напруга;

$Z_{\text{т3}} = 0,03 \text{ Ом}$ - розрахунковий опір трансформатору 250 кВА.

$Z_{\text{п2}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,260 = 0,816 \text{ Ом}$ - повний опір лінії фідера Ф-2;

$Z_{\text{п2.1}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,250 = 0,785 \text{ Ом}$ - повний опір відгалуження від фідера Ф-2.

Для захисту проєктованого фідера Ф-2 приймаємо автоматичний вимикач Тмах ХТ2 з електронним розчеплювачем з максимальним номінальним струмом $I_{\text{пм}} = 100 \text{ А}$, з кроком уставки по захисту кабелю від перенавантаження - $0,04 \times I_n$, або 1 А.

Найближче значення $I_1 = 0,92 \cdot I_H = 92 > 81,4$ А. Приймаючи до уваги поріг спрацьовування 10% $I_1 \cdot 1,1 = 101$ А $< I_{\text{ТР. доп}} = 145$ А, автомат проходить.

За уставкою по захисту від струмів КЗ з миттєвим спрацьовуванням (приймаючи до уваги поріг спрацьовування 15%) $I_2 = 1,0 \cdot I_H \cdot 1,15 = 115$ А < 145 А для захисту лінії від дії струму однофазного короткого замикання автомат проходить.

Магістральна лінія від КТП-1 для фідера Ф-3 виконана проводом СПП-5нг 4x70 довжиною 313 м; відгалуження від фідера Ф-3 виконане проводом СПП-5нг 4x70 довжиною 286 м.

Значення струму однофазного короткого замикання у кінці магістральної ліній:

$$I_{\text{о.к.з./3}} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п1}} + Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(1,02 + 0,3)} = 166 \text{ А}$$

$$I_{\text{о.к.з./3}} = \frac{U_{\phi}}{(Z_{\text{п1}} + Z_{\text{т3}})} = \frac{220}{(0,785 + 0,3)} = 202 \text{ А}$$

де $U_{\phi} = 220$ В - фазна напруга;

$Z_{\text{т3}} = 0,03$ Ом - розрахунковий опір трансформатору 250 кВА.

$Z_{\text{п3}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,327 = 1,02$ Ом - повний опір лінії фідера Ф-3;

$Z_{\text{п3}} = 2 \cdot 1,57 \cdot 0,250 = 0,785$ Ом - повний опір лінії відгалудження від фідера Ф-3;

Для захисту проектованого фідеру Ф-3 приймаємо автоматичний вимикач Tmax XT2 з електронним розчеплювачем з максимальним номінальним струмом $I_{\text{ном}} = 160 \text{ A}$, з кроком уставки по захисту кабелю від перенавантаження - $0,04 \times I_{\text{н}}$, або 1 A . Найближче значення

$I_1 = 0,92 \cdot I_{\text{н}} = 147 > 93,6 \text{ A}$. Приймаючи до уваги поріг спрацьовування 10% $I_1 \cdot 1,1 = 161 \text{ A} < I_{\text{тр. доп}} = 167 \text{ A}$, автомат проходить.

За уставкою по захисту від струмів КЗ з миттєвим спрацьовуванням (приймаючи до уваги поріг спрацьовування 15%) $I_2 = 1,0 \cdot I_{\text{н}} \cdot 1,15 = 184 \text{ A} < 167 \text{ A}$ для захисту лінії від дії струму однофазного короткого замикання автомат проходить.

Висновок: в ході розрахунку виявилось, що для КТП-1 встановлюємо трансформатор потужністю 100 кВА ; для КТПс-1 встановлюємо трансформатор потужністю 250 кВА .

2.4 Розрахункова потужність від КТПс-1 для Ф-3

Проектований фідер Ф - 3 постачає електроенергію для $N = 30$ абонентів. Згідно з табл.3.1 ДБН В.2.5-23:2010 для житла 1-го виду 1-го рівня електрифікації питома розрахункова електричне навантаження складає $P_{\text{пит}} = 1,693 \text{ кВт/житло}$, тоді сумарна потужність складає:

$$P = P_{\text{пит}} \cdot N;$$

$$P_{\text{сум}} = 1,693 \cdot 30 = 38,93 \text{ кВт.}$$

Розрахунковий струм лінії:

$$I_{\text{роз}} = \frac{P_{\text{роз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}$$

де $P_{роз}$ - розрахункова потужність, кВт;

U_H - номінальна напруга лінії, кВ; $U_H = 0,38$ кВ;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності; $\cos\varphi=0,92$.

$$I_{роз} = \frac{38,39}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 64,3 \text{ А}$$

Дані про кількість абонентів і потужність надані замовником.

Приймаємо для фідера Ф-3 СІП-5нг 4х50, умова:

$$I_{роз} < I_{тр. доп}$$

$$64,3 < 140 \text{ А} \quad \text{виконується}$$

Висновок: для фідеру Ф-3 приймається магістральний провід перерізом 50 мм² з тривало допустимим струмом 145 А, для відгалуження фідера - перерізом 25 мм², з тривало допустимим струмом 96 А.

2.5 Розрахункова потужність від КТП-1 для Ф-1

Проектований фідер Ф-1 постачає електроенергію для $N_1 = 1$ абонента, для $N_2=37$ абонентів. Згідно з табл.3.1 ДБН В.2.5-23:2010 для житла 1-го виду 1-го рівня електрифікації питома розрахункова електричне навантаження складає $P_{пит} = 1,37$ кВт/житло.

Сумарна потужність складає:

$$P_{\text{роз}} = N_1 \cdot ((P_{\text{П1}} - P_{\text{П2}}) \cdot K_{\text{од1}} + P_{\text{П2}} \cdot K_{\text{од}}(1+2)) + N_2 \cdot P_{\text{П2}} \cdot K_{\text{од}}(1+2)$$

$$P_{\text{А1,роз}} = 1 \cdot (10-5) \cdot 1 + 37 \cdot 5 \cdot 0,256 = 52,36 \text{ кВт}$$

$$P = P_{\text{пит.}} \cdot N;$$

$$P_{\text{сум}} = 1,37 \cdot 37 = 50,7 \text{ кВт.}$$

Розрахунковий струм лінії:

$$I_{\text{роз}} = \frac{P_{\text{роз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}$$

де $P_{\text{роз}}$ - розрахункова потужність, кВт;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга лінії, кВ; $U_{\text{н}}$ - 0,38 кВ;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності; $\cos\varphi = 0,92$.

$$I_{\text{роз}} = \frac{50,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 83,7 \text{ А}$$

Дані про кількість абонентів і потужність надані замовником.

Приймаємо для фідера Ф-3 СПП-5нг 4х70, умова:

$$I_{роз} < I_{тр. доп}$$

$$83,7 < 167 \text{ А} \quad \text{виконується}$$

Висновок: для фідеру Ф-1 приймається магістральний провід перерізом 70 мм² з тривало допустимим струмом 145 А, для відгалуження фідера - перерізом 50 мм², з тривало допустимим струмом 145 А.

2.6 Розрахункова потужність від КТП-1 для Ф-2

Проектований фідер Ф-2 постачає електроенергію для $N_1=1$ абонента, для $N_2 = 35$ абонентів. Згідно з табл.3.1 [7] ДБН В.2.5-23:2010 для житла 1-го виду 1-го рівня електрифікації питоме розрахункове електричне навантаження складає:

$P_{пит} = 1,41$ кВт/житло, тоді сумарна потужність складає:

$$P_{роз} = N_1 \cdot ((P_{П1} - P_{П2}) \cdot K_{од1} + P_{П2} \cdot K_{од}(1+2)) + N_2 \cdot P_{П2} \cdot K_{од}(1+2)$$

$$P_{А1,роз} = 1 \cdot (10-5) \cdot 1 + 35 \cdot 5 \cdot 0,256 = 49,8 \text{ кВт}$$

$$P = P_{пит} \cdot N;$$

$$P_{сум} = 1,41 \cdot 35 = 49,35 \text{ кВт.}$$

Розрахунковий струм лінії:

$$I_{\text{роз}} = \frac{P_{\text{роз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}$$

де $P_{\text{роз}}$ - розрахункова потужність, кВт;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга лінії, кВ; $U_{\text{н}}=0,38$ кВ;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності; $\cos\varphi = 0,92$.

$$I_{\text{роз}} = \frac{49,35}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 81,5 \text{ А}$$

Дані про кількість абонентів і потужність надані Замовником.

Приймаємо для фідера Ф-2 СІП-5нг 4х50, умова:

$$I_{\text{роз}} < I_{\text{тр. доп}}$$

$$81,5 < 145 \text{ А} \quad \text{виконується}$$

Висновок: для фідеру Ф-2 приймається магістральний провід перерізом 50 мм² з тривало допустимим струмом 145 А, для відгалуження фідера - перерізом 50 мм², з тривало допустимим струмом 145 А.

2.7 Розрахункова потужність від КТП-1 для Ф-3

Проектований фідер Ф-3 постачає електроенергію для $N_1 = 1$ абонента, для $N_2 = 48$ абонентів. Згідно з табл.3.1 ДБН В.2.5-23:2010 [7] для житла 1-го виду 1-го рівня електрифікації питома розрахункова електричне навантаження складає $P_{\text{пит}} = 1,27$ кВт/житло, тоді сумарна потужність складає:

$$P_{\text{роз}} = N_1 \cdot ((P_{\text{П1}} - P_{\text{П2}}) \cdot K_{\text{од1}} + P_{\text{П2}} \cdot K_{\text{од}}(1+2)) + N_2 \cdot P_{\text{П2}} \cdot K_{\text{од}}(1+2)$$

$$P_{\text{А1.роз}} = 1 \cdot (10-5) \cdot 1 + 48 \cdot 5 \cdot 0,256 = 66,44 \text{ кВт}$$

$$P = P_{\text{пит}} \cdot N;$$

$$P_{\text{сум}} = 1,27 \cdot 48 = 57,15 \text{ кВт.}$$

Розрахунковий струм лінії:

$$I_{\text{роз}} = \frac{P_{\text{роз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}$$

де $P_{\text{роз}}$ - розрахункова потужність, кВт;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга лінії, кВ; $U_{\text{н}} = 0,38$ кВ;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності; $\cos\varphi = 0,92$.

$$I_{\text{роз}} = \frac{57,15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 94,3 \text{ А}$$

Дані про кількість абонентів і потужність надані замовником.

Приймаємо для фідера Ф-1 СП-5нг 4х70, умова:

$$I_{\text{роз}} < I_{\text{тр. доп}}$$

$$94,3 < 167 \text{ А} \quad \text{виконується}$$

Висновок: для фідеру Ф-3 приймається магістральний провід перерізом 70 мм² з тривало допустимим струмом 167 А, для відгалуження фідера - перерізом 70 мм², з тривало допустимим струмом 167 А.

2.8 Розрахункова потужність від КТПс-1 для Ф-1

Проектований фідер Ф - 1 постачає електроенергію для $N_1 = 1$ абонента, для $N_2 = 29$ абонентів. Згідно з табл.3.1 ДБН В.2.5-23:2010 для житла 1-го виду 1-го рівня електрифікації питома розрахункове електричне навантаження складає $P_{\text{пит.}} = 1,54$ кВт/житло (значення обране методом інтерполяції).

Сумарна потужність складає:

$$P_{\text{роз}} = N_1 \cdot ((P_{\text{П1}} - P_{\text{П2}}) \cdot K_{\text{од1}} + P_{\text{П2}} \cdot K_{\text{од}}(1+2)) + N_2 \cdot P_{\text{П2}} \cdot K_{\text{од}}(1+2)$$

$$P_{\text{А1.роз}} = 1 \cdot (10-5) \cdot 1 + 29 \cdot 5 \cdot 0,256 = 43,52 \text{ кВт}$$

$$P = P_{\text{пит.}} \cdot N;$$

$$P_{\text{сум}} = 1,54 \cdot 29 = 44,66 \text{ кВт.}$$

Розрахунковий струм лінії:

$$I_{\text{роз}} = \frac{P_{\text{роз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}$$

де $P_{\text{роз}}$ - розрахункова потужність, кВт;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга лінії, кВ; $U_{\text{н}}=0,38$ кВ;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності; $\cos\varphi=0,92$.

$$I_{\text{роз}} = \frac{44,66}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 73,75 \text{ А}$$

Дані про кількість абонентів і потужність надані замовником.

Приймаємо для фідера Ф-1 СІП-5нг 4х50, умова:

$$I_{\text{роз}} < I_{\text{тр. доп}}$$

$$73,75 < 145 \text{ А} \quad \text{виконується}$$

Висновок: для фідеру Ф-1 приймається магістральний провід перерізом 50 мм² з тривало допустимим струмом 145 А, для відгалуження фідера - перерізом 25 мм², з тривало допустимим струмом 96 А.

2.9 Розрахункова потужність від КТПс-1 для Ф-2

Проектований фідер Ф-2 постачає електроенергію для $N_1=1$ абонента, для $N_2=23$ абонента. Згідно з табл.3.1 ДБН В.2.5-23:2010 [7] для житла 1-го виду 1-го рівня електрифікації питома розрахункова електричне навантаження складає $P_{\text{пит}}=1,69$ кВт/житло, тоді сумарна потужність складає:

$$P_{\text{роз}} = N_1 \cdot ((P_{\text{П1}}-P_{\text{П2}}) \cdot K_{\text{од1}}+P_{\text{П2}} \cdot K_{\text{од}}(1+2))+N_2 \cdot P_{\text{П2}} \cdot K_{\text{од}}(1+2)$$

$$P_{\text{А1.роз}} = 1 \cdot (10-5) \cdot 1+23 \cdot 5 \cdot 0,256 = 34,44 \text{ кВт}$$

$$P = P_{\text{пит.}} \cdot N;$$

$$P_{\text{сум}}=1,69 \cdot 23 = 38,87 \text{ кВт.}$$

Розрахунковий струм лінії:

$$I_{\text{роз}} = \frac{P_{\text{роз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}$$

де $P_{\text{роз}}$ - розрахункова потужність, кВт;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга лінії, кВ; $U_{\text{н}} - 0,38$ кВ;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності; $\cos\varphi = 0,92$.

$$I_{\text{роз}} = \frac{38,87}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 64,2 \text{ А}$$

Дані про кількість абонентів і потужність надані замовником.

Приймаємо для фідера Ф-2 СПП-5нг 4х50, умова:

$$I_{роз} < I_{тр. доп}$$

$$64,2 < 145 \text{ А} \quad \text{виконується}$$

Висновок: для фідеру Ф - 2 приймається магістральний провід перерізом 50 мм² з тривало допустимим струмом 145 А, для відгалуження фідера - перерізом 25 мм², з тривало допустимим струмом 96 А.

2.10 Вибір силового трансформатора

Згідно з табл.3.1. ДБН В.25 – 23:2010 для житла 1-го виду 1 – го рівня електрифікації питоме розрахункове електричне навантаження.

Точне значення виявлено методом інтерполяції.

Таблиця 1 - Вибір силового трансформатора в КТПс – 1

Вихідні дані		
Кількість 1 – фазних абонентів	N_1	63
Кількість 3 – фазних абонентів	N_3	1
Клас напруги	$U_n, \text{кВ}$	0,4
Коефіцієнт потужності	$\cos\phi$	0,92
Питоме навантаження 1 – фазних абонентів	$P_{пит1},$ кВт/житло	1,1295
Питоме навантаження 3 – фазних абонентів	$P_{пит3},$ кВт/житло	10

Розрахунок навантаження. Сумарна активна потужність:

$$P_{\text{сум}} = P_{\text{пит1}} \cdot N_1 + P_{\text{пит3}} \cdot N_1 = 1,13 \cdot 63 + 10 \cdot 1 = 81,16 \text{ кВт}$$

Реактивна складова навантаження:

$$Q_{\text{сум}} = P_{\text{сум}} \cdot \text{tg}\varphi = 81,16 \cdot 0,43 = 34,57 \text{ кВАр}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{сум}} = \sqrt{(P_{\text{сум2}} + Q_{\text{сум2}})} = \sqrt{(6\,561 + 1195,3)} = 88,2 \text{ кВА}$$

Обираємо трансформатор потужністю $S_{\text{тр}} = 100 \text{ кВА}$

Номинальний струм трансформатора з низької сторони:

$$I_{\text{нн}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,3 \text{ А}$$

Розрахунок навантаження

Сумарна активна потужність:

$$P_{\text{сум}} = P_{\text{пит1}} \cdot N_1 + P_{\text{пит3}} \cdot N_1 = 0,9805 \cdot 115 + 5,56 \cdot 6 + 30 = 176,12 \text{ кВт}$$

Реактивна складова навантаження:

$$Q_{\text{сум}} = P_{\text{сум}} \cdot \text{tg}\varphi = 176,12 \cdot 0,43 = 75,026 \text{ кВАр}$$

Повна потужність:

$$S_{\text{сум}} = \sqrt{(P_{\text{сум2}} + Q_{\text{сум2}})} = \sqrt{(30\,976 + 5628,9)} = 191,3 \text{ кВА}$$

Таблиця 2 - Вибір силового трансформатора в КТП – 1

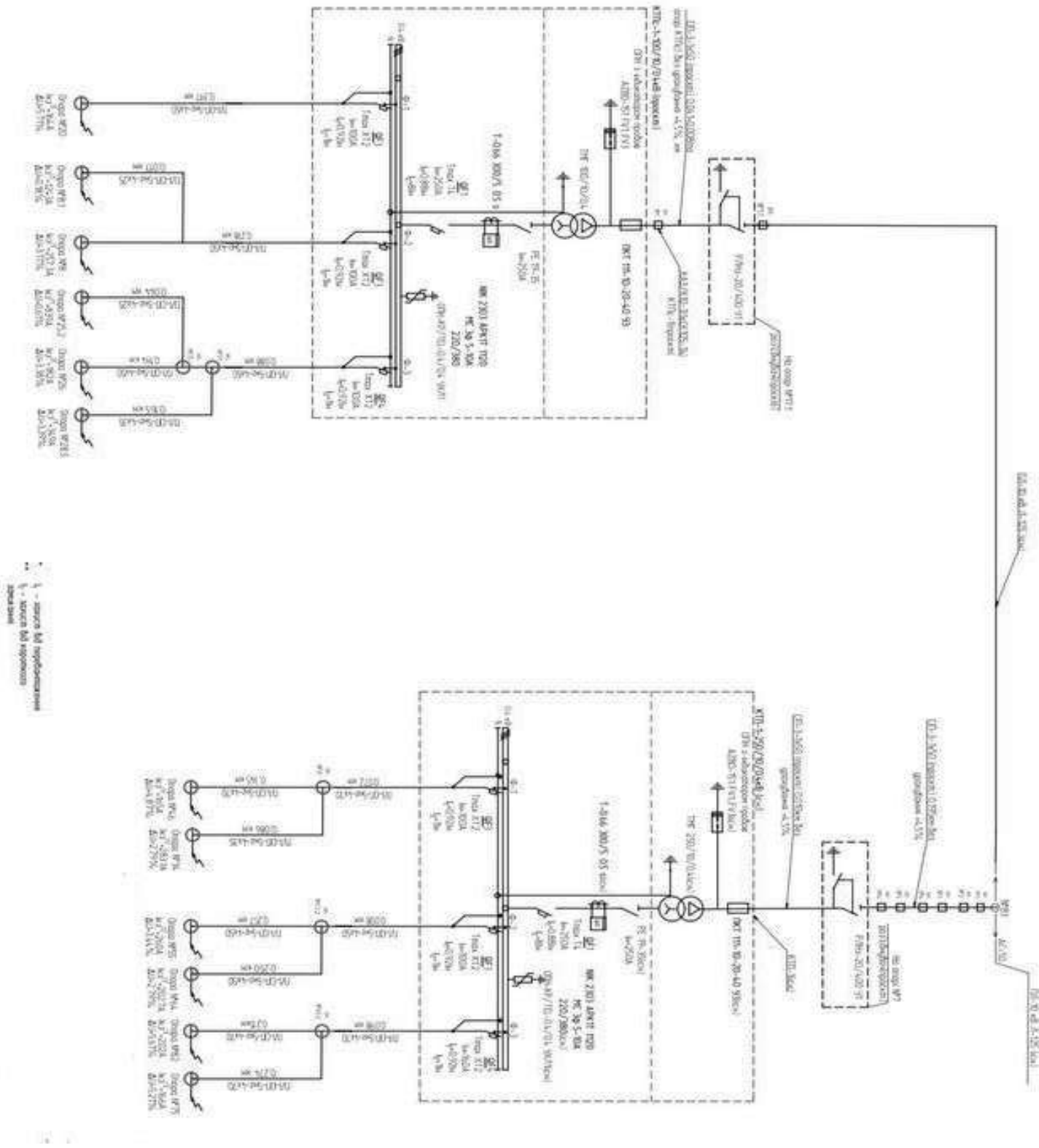
Вихідні дані		
Кількість 1 – фазних абонентів	N_1	115
Кількість 3 – фазних абонентів	N_3	6
Клас напруги	$U_n, \text{кВ}$	0,4
Коефіцієнт потужності	$\cos\varphi$	0,92
Питоме навантаження 1 – фазних абонентів	$P_{\text{пит1}},$ кВт/житло	0,9805
Питоме навантаження 3 – фазних абонентів	$P_{\text{пит3}},$ кВт/житло	5,56

Обрано трансформатор потужністю $S_{\text{тр}} = 250$ кВА

Номинальний струм трансформатора з низької сторони:

$$I_{\text{нн}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 360,8 \text{ А}$$

2.11 Складання уніфікованих схем заміщення для аналізу показників надійності роботи електрообладнання



3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок економічної ефективності запропонованих результатів наукових досліджень

Даним проектом передбачена реконструкція ПЛ-0,4 кВ від КТП -1 з встановленням розвантажувального КТПс.

Очікувані результати від впровадження заходів - зниження втрат електроенергії в трансформаторах та при роботі компресорної станції, уникнення аварійних ситуацій у зв'язку з підвищеною вірогідністю відмови застарілого устаткування, підвищення безпеки праці персоналу. Модернізація обладнання дозволить отримувати прибуток приблизно за рік, а якщо враховувати перспективний розвиток – то можна вважати, що об'єкт є повністю прибутковим.

Виконаємо оцінку економічних показників прийнятих технічних рішень.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні витрати на реалізацію варіанту модернізації розраховуються наступним чином:

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{МН},$$

де $K_{об}$ - вартість обладнання, тис. грн;

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

$K_{МН}$ - витрати на монтажну-налагоджувальні роботи, тис. грн;

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3 за даними заводів-виробників і представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3 - Вартість електрообладнання КТПс-286 (проект)

№ з/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	Ціна за одиницю грн.	Сума грн
1	Комплектна трансформаторна підстанція КТПс-100 10/0,4 кВ	1 шт.	589200	589200
2	Трансформатор ТМГ-100 10/0,4	1 шт.	28900	28900
3	Автоматичний вимикач АВВ ХТ2N 100А	5 шт.	67800	339000
4	Автоматичний вимикач АВВ ХТ2N 160А	1 шт.	36480	36480
5	Інше устаткування	-	-	50000
	Всього			1043580

$K_{обс}$ – вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів і-го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення, становить 1043580 грн.

Капітальні витрати:

$$K = 1043580 + 104358 + 52179 = 1\,200\,117 \text{ грн.}$$

В якості базового варіанту приймаємо поточний режим роботи підстанції без заміни обладнання, з проведенням капітального ремонту в минулому році. В такому випадку капітальні витрати на придбання нових апаратів приймаються рівними нулю. Ліквідаційна вартість існуючого

обладнання $L_{об}$ приймається виходячи з умов його реалізації в якості брухту чорних і кольорових металів, що становить орієнтовно 30% від капітальних вкладень в проектний варіант $L_{баз} = 0,3K = 0,3 \cdot 1043580 = 313\ 074$ тис. грн

Аналогічно робимо розрахунок для витрат на налагоджувальні роботи, кількість працівників, годинна ставка та час для виконання:

- Кількість робітників налагоджувальників - 15 чол.;
- Годинна ставка - 50 грн/год;
- Час для виконання монтажних робіт - 96 годин;

Визначаємо витрати на монтажні роботи:

Зазначимо, що таке обладнання, як, наприклад, силовий трансформатор, збірні шини та кабелі не враховуємо, так як вони необхідні для кожного варіанту, що розглядається і для дослідження несуттєві.

До затрат на монтаж обладнання відносяться транспортні, монтажні та пуско-налагоджувальні роботи у вигляді замовлення робіт «під ключ». Коефіцієнт взятий на базі існуючих рішень існуючої компанії, після його узгодження з відповідними людьми, що працюють в цій компанії.

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Для розрахунку експлуатаційних витрат потрібні наступні значення:

- C_a – амортизаційні відрахування;
- C_z – заробітна плата обслуговуючого персоналу;
- C_c – єдиний соціальний внесок;
- C_m – витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт

устаткування та мереж;

- C_e – вартість електроенергії, що буде споживана об'єкта проектування або втрат електроенергії;

- $C_{пр}$ – інші експлуатаційні витрати.

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складають:

$$C = C_a + C_3 + C_c + C_m + C_3 + C_{пр}, \text{ грн}$$

$$C = 96009 + 800132 + 197861 + 55296 + 442360 + 0 = 1591658 \text{ грн}$$

Розрахунок амортизаційних відрахувань:

Амортизаційні відрахування розраховуються за формулою:

$$C_a = \frac{\Phi_{п} \cdot H_a}{100}$$

де $\Phi_{п}$ – первісна вартість об'єкта основних засобів;

H_a – норма амортизації.

Визначаємо норму амортизації:

$$H_a = \frac{Л}{T_{п}} \cdot 100\%;$$

де $T_{п}$ – термін корисного використання, для обладнання встановлюється на рівні 5 років

$Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

$$C_a = \frac{1200117 \cdot 20}{100} = 240023,4 \text{ грн}$$

$$H_a = \frac{1}{5} \cdot 100\% = 20$$

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні блоки, визначені в процентах від капітальних витрат. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт:

3.4 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника S_z визначається відповідно до режиму його роботи.

Підстанція потребує лише один плановий огляд на місяць, який включає в себе перевірку цілосності запобіжного пломбування лічильника та звірку показників використання електроенергії, але на підстанції повинен цілодобово знаходитись інженер електрик. Тому визначаємо річний фонд за формулою:

Річний час роботи КТП 100/10 кВ:

$$F_{\text{н пр.}} = D_{\text{к}} \cdot T_{\text{зм}} \cdot S;$$

$$F_{\text{н пр.}} = 365 \cdot 8 \cdot 3 = 8760$$

де $T_{\text{зм}}$ – тривалість робочої зміни (встановлюється відповідно до режиму роботи і не перевищує 40 годин на тиждень).

Річний час роботи одного інженера електрика:

$$F_{\text{нр}} = (D_{\text{к}} - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) \cdot T_{\text{зм}};$$

де D_k – кількість календарних днів в плановому періоді;

$D_{п}$ – кількість святкових днів;

D_v – кількість вихідних днів відповідно до режиму роботи підприємства;

D_o – кількість днів основного (28 днів), додаткового (5 днів, за шкідливі умови) відпустки;

$$F_{нр} = (365 - 10 - 156 - 33) \cdot 8 = 1328 \text{ год};$$

Для працівників, які обслуговують електроустановки на підстанції оплата праці проводиться за огодинно-преміальною системою. Крім премії 20% плануються доплати $Z_{допл}$ (за змінність, понаднормований час, і т.д.) в розмірі 5% від прямої (тарифної) заробітної плати.

Додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До неї входить:

- премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на підприємстві преміальними системами;
- доплати і надбавки;
- гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам).

3.5 Визначення вартості споживаної об'єктом електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, не враховується тому що за втрати потужності які «споживає» підстанція та інші об'єкти енергосистеми платять абоненти які використовують послуги даного оператора систем розподілу.

3.6 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації проекта включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

3.7 Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p показує, скільки гривень додаткового прибутку приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = \frac{\Gamma}{K_{\Pi}} = \frac{394942}{1200117} = 0,32$$

де Γ - річний прибуток від впровадження об'єкта, значення надане підприємством

K_{Π} - капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, тис. грн.

Термін окупності капітальних витрат

$$T_p = \frac{K_{\Pi}}{\Gamma} = \frac{1200117}{394942} = 3 \text{ роки};$$

Проект капітальних вкладень визнається доцільним за умови:

$$E_p > E_n$$

де E_n – нормативна ефективність.

Визначення нормативного значення коефіцієнта ефективності прийнято з індивідуальної норми прибутковості, якщо технічне рішення має термін окупності більше ніж 4,5 роки, то вважається що його будівництво є збитковим, а його інженере рішення не доцільним.

$$E_n = \frac{1}{T_{\text{оч}}} = \frac{1}{4,5} = 0,22$$

де $T_{\text{оч}}$ – очікуваний, прийнятний для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років.

Проект капітальних вкладень визнається доцільним за умови:

$$E_p > E_n$$

$$0,32 > 0,22 \text{ – умова виконана}$$

Вартість матеріальних ресурсів прийнята за даними замовника, вартість машино-години машин та механізмів за усередненими даними Мінрегіону України.

Поточні ціни на матеріально-технічні ресурси, які відсутні в даних замовника, приймалися за ціновими даними виробників.

Реалізований проект є цілком економічно ефективним та має великий потенціал за рахунок перспективного розвитку інфраструктури.

Таблиця 4 - Порівняльна оцінка техніко-економічних показників досліджень

№ з/п	Найменування показників	Одиниці виміру	Проектний варіант
1	2	3	4
1	Капітальні витрати	тис. грн.	1043580
2	Експлуатаційні витрати		
	у тому числі:		
	амортизаційні відрахування	тис. грн.	9600,9
	заробітна плата обслуговуючого персоналу	тис. грн.	800,132
	єдиний соціальний внесок	тис. грн.	197,861
	технічне обслуговування та поточний ремонт	тис. грн.	5529,6
	інші витрати	тис. грн.	432,08
	всього	тис. грн.	16 560,573
3	Розрахунковий коефіцієнт ефективності	долі од.	0,32
4	Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень	років	3

ВИСНОВКИ

Даний проект реалізований на базі технічних умов, які використовуються для будівництва об'єкту енергетики який є невід'ємною складовою енергосистеми.

При реконструкції підстанції значно зникає необхідність утримання компресорної станції та знижується відповідна витрата електроенергії, крім того підвищується надійність і безпека роботи даного обладнання, а також надійність електропостачання споживачів, також знижуються втрати електроенергії в трансформаторах, вони працюють в економічно доцільному режимі.

Вибір обладнання виконувався за умовою економічності та ефективності електрообладнання. Розрахунок економічного розділу підкреслив ефективність розробленого проекту.

Перелік посилань

- 1 Папаїка Ю.А., Півняк Г.Г., Жежеленко І.В. Енергетична ефективність систем електропостачання. – Д.: НТУ «ДП», 2018. – 149 с.
- 2 Папаїка Ю.А., Берковський О.В. Аналіз несинусоїдальності напруги в системі електропостачання ТОВ МЗ «Дніпросталь» при роботі потужної дугової сталеплавильної печі. Гірничі електромеханіка та автоматика. 2015. № 94. С. 17-20.
- 3 Папаїка Ю.А., Дисертація - Енергетична ефективність систем електропостачання гірничих підприємств з нелінійними навантаженнями. - Д.: НТУ «ДП», 2019. – 320 с.
- 4 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014 – 20 с
- 5 Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 6 Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х.: Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
- 7 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення , ДБН В.2.5. – 23:2010, - Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2010 – 108 с.
- 8 Л.В. Тимошенко . - Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи для студентів напряму підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка - Дніпро: НТУ «ДП», 2020. - 18 с.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ОППм.21.09.ПЗ	Пояснювальна записка	52	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8		ЕЕ.ОППм.21.09.			

ДОДАТОК Б

Відгук керівника кваліфікаційної роботи

ДОДАТОК В

Відгук керівника розділу «Техніко-економічного обґрунтування»

ДОДАТОК Г

Розрахунок падіння напруги

Сумарне падіння напруги від КТПс – 1 для Ф - 1

Номер опори	Лпрог, м	К-ть 1-фазних	К-ть 1 - фазних всього	Потужність фаз, кВт	К-ть 3 - фазних	Потужність юр.,кВт	Сумарна потужність	Провод перетин	Питомий опір, Ом/км	Падіння напруги,%ΔU
10	73	1	30	40,19	0	2	42,19	50	0,84	1,79
10,1	15	1	29	39,4	0	2	41,4	50	0,84	0,36
11	28	2	27	37,69	0	2	39,69	50	0,84	0,64
11,1	14	2	25	35,83	0	2	37,83	50	0,84	0,308
12	30	2	23	32,25	0	2	34,25	50	0,84	0,59
12,1	14	2	21	27,35	0	2	29,35	50	0,84	0,23
13	19	1	20	25,05	0	2	27,05	50	0,84	0,29
13,1	14	1	19	22,85	0	2	24,85	50	0,84	0,2
13,2	22	1	18	20,75	0	2	22,75	50	0,84	0,29
13,3	15	2	16	25,86	0	2	27,86	50	0,84	0,24
13,4	8	1	15	27,72	0	2	29,72	50	0,84	0,13
14	35	2	13	26,01	0	3	29,006	50	0,84	0,59
14,1	12	2	11	24,01	0	2	26,006	50	0,84	0,18
15	35	2	9	21,54	0	3	24,54	50	0,84	0,499
15,1	14	2	7	18,85	0	3	21,84	50	0,84	0,177
16	39	2	5	15,12	0	2	17,2	50	0,84	0,38
16,1	14	1	4	12,85	0	3	15,82	50	0,84	0,12
17	27	1	3	10,16	0	2	12,164	50	0,84	0,19
17,1	27	1	2	7,79	0	3	10,788	50	0,84	0,169
20	86	2	0	0	1	10	10	50	0,84	0,5002

Сумарне падіння напруги від КТПс – 1 для Ф – 2

Номер опори	Лпрог, м	К-ть 1-фазних	К-ть 1 - фазних всього	Потужність фаз, кВт	К-ть 3 - фазних	Потужність юр.,кВт	Сумарна потужність	Провод перетин	Питомий опір, Ом/км	Падіння напруги,%ΔU
2,1	26	2	19	22,85	1	10	32,85	50	0,84	0,49
3,1	50	1	18	20,75	0	0	20,75	50	0,84	0,6
4,1	37	4	14	26,94	0	0	26,94	50	0,84	0,57
5,1	38	4	10	22,88	0	0	22,88	50	0,84	0,5
6,1	44	4	6	17,05	0	0	17,05	50	0,84	0,43
7	25	2	4	12,82	0	0	12,82	50	0,84	0,18
8,1	43	2	2	7,79	0	0	7,78	25	1,57	0,36

Сумарне падіння напруги від КТПс – 1 для Ф – 3

Номер опори	Лпрог, м	К-ть 1-фазних	К-ть 1 - фазних всього	Потужність фаз, кВт	К-ть 3 - фазних	Потужність юр.,кВт	Сумарна потужність	Провод перетин	Питомий опір, Ом/км	Падіння напруги,%ΔU
1,2	14	1	23	32,25	0	0	32,25	50	0,84	0,2626
21	78	1	22	29,75	0	0	29,75	50	0,84	1,34
22	36	3	19	22,85	0	0	22,85	50	0,84	0,47
22,1	19	2	17	23,54	0	0	23,54	50	0,84	0,26
22,2	22	2	15	27,72	0	0	27,72	50	0,84	0,354
23	40	2	13	26,01	0	0	26,06	50	0,84	0,6
24	40	3	10	22,88	0	0	22,88	50	0,84	0,53
24,1	21	2	8	20,35	0	0	20,34	50	0,84	0,24
26	78	4	4	12,82	0	0	12,82	50	0,84	0,58
25,2	44	3	1	4,4	0	0	4,4	50	0,84	0,11

Сумарне падіння напруги від КТП – 1 для Ф – 1

Номер опори	Лпрог, м	К-ть 1-фазних	К-ть 1 - фазних всього	Потужність фаз, кВт	К-ть 3 - фазних	Потужність юр.,кВт	Сумарна потужність	Провод перетин	Питомий опір, Ом/км	Падіння напруги,%ΔU
31	71	1	28	38,56	0	2	40,56	70	0,58	1,15
35	30	2	26	36,78	0	3	39,78	70	0,58	0,47
35,1	15	1	25	35,83	0	2	37,83	70	0,58	0,22
36	26	2	23	32,25	0	2	34,25	70	0,58	0,35
36,1	17	1	22	29,75	0	2	31,75	70	0,58	0,216
37	31	2	20	25,05	0	2	27,05	70	0,58	0,33
37,1	19	1	19	22,85	0	2	24,85	70	0,58	0,18
38	25	0	19	22,85	1	10	32,85	70	0,58	0,32
38,1	25	2	17	23,54	0	2	25,53	70	0,58	0,25
39	34	2	15	27,72	0	3	30,72	70	0,58	0,41
40	34	2	13	26,01	0	2	28,006	70	0,58	0,38
40,1	24	2	11	24,01	0	2	26,006	70	0,58	0,25
40,2	27	1	10	22,88	0	2	24,88	70	0,58	0,26
41	15	2	8	20,35	0	2	22,34	70	0,58	0,1346
43	29	2	6	17,05	0	2	19,05	70	0,58	0,221
43,1	23	1	5	15,12	0	2	17,12	70	0,58	0,158
44	40	2	3	10,16	0	2	12,164	70	0,58	0,195
45	22	1	2	7,79	0	2	9,788	70	0,58	0,086
46	10	1	1	4,4	0	2	6,4	70	0,58	0,025

Сумарне падіння напруги від КТП – 1 для Ф – 2

Номер опори	Лпрог, м	К-ть 1-фазних	К-ть 1 - фазних всього	Потужність фаз, кВт	К-ть 3 - фазних	К-ть 3 - фазних всього	Потужність юр.,кВт	Сумарна потужність	Провод перетин	Питомий опір, Ом/км	Падіння напруги, %ΔU
47	12	1	21	27,35	0	0	0	27,35	50	0,84	0,1909
47,1	12	2	19	22,85	0	0	0	22,85	50	0,84	0,1595
48	31	1	18	20,75	0	0	0	20,75	50	0,84	0,374
48,1	15	1	17	23,54	0	0	0	23,54	50	0,84	0,2053
48,2	18	2	15	27,72	0	0	0	27,72	50	0,84	0,2902
49	36	1	14	26,94	0	0	0	26,939	50	0,84	0,564
49,1	10	1	13	26,01	0	0	0	26,0069	50	0,84	0,1512
50	27	2	11	24,01	0	0	0	24,0064	50	0,84	0,377
50,1	11	1	10	22,88	0	0	0	22,88	50	0,84	0,1464
51	36	2	8	20,35	0	0	0	20,345	50	0,84	0,426
51,1	12	2	6	17,05	0	0	0	17,054	50	0,84	0,11905
52	40	1	5	15,12	0	0	0	15,1213	50	0,84	0,3518
52,1	15	2	3	10,16	0	0	0	10,164	50	0,84	0,08868
54	59	2	1	4,4	0	0	0	4,4	50	0,84	0,151
55	17	1	0	0	0	0	0	0	50	0,84	0

Сумарне падіння напруги на відгалуження від КТП – 1 для Ф – 2

Номер опори	Лпрог, м	К-ть 1-фазних	К-ть 1 - фазних всього	Потужність фаз, кВт	К-ть 3 - фазних	К-ть 3 - фазних всього	Потужність юр.,кВт	Сумарна потужність	Провод перетин	Питомий опір, Ом/км	Падіння напруги, %ΔU
56	17	1	15	27,72	0	1	2	29,72	50	0,84	0,2939
57	34	2	13	26,01	0	1	2	28,01	50	0,84	0,55393
57,1	10	1	12	24,92	0	1	3	27,92	50	0,84	0,16242
58	31	2	10	22,88	0	1	3	25,88	50	0,84	0,4667
58,1	9	2	8	20,35	0	1	3	23,35	50	0,84	0,1222
59	36	2	6	17,05	0	1	2	19,054	50	0,84	0,399
59,1	7	1	5	15,12	0	1	3	18,1213	50	0,84	0,0737
59,2	9	2	3	10,16	0	1	2	16,164	50	0,84	0,0636
60,1	53	1	2	7,79	0	1	2	9,788	50	0,84	0,301
61	8	0	2	7,79	1	1	10	17,788	50	0,84	0,0827
63	44	1	1	4,4	0	1	3	7,4	50	0,84	0,1894
64	26	1	0	0	0	1	2	2	50	0,84	0,03024

Сумарне падіння напруги від КТП – 1 для Ф – 3

Номер опори	Лпрог, м	К-ть 1- фазних	К-ть 1 - фазних всього	Потужність фаз, кВт	К-ть 3 - фазних	К-ть 3 - фазних всього	Потужність юр.,кВт	Сумарна потужність	Провод перетин	Питомий опір, Ом/км	Падіння напруги, %ΔU
65	20	1	19	22,85	0	4	29,253	52,1	70	0,58	0,41856
65,3	79	1	18	20,75	0	4	29,253	50	70	0,58	1,58668
76	13	1	17	23,54	0	4	29,253	52,79	70	0,58	0,2756
76,1	19	0	17	23,54	1	3	24,57	48,11	70	0,58	0,3671
77	27	0	17	23,54	1	2	58,19	81,73	70	0,58	0,8863
78,1	58	0	17	23,54	2	0	0	23,537	70	0,58	0,5483
79	31	3	14	26,94	0	0	0	26,9397	70	0,58	0,335441
79,1	15	1	13	26,01	0	0	0	26,0069	70	0,58	0,15669
80	36	2	11	24,01	0	0	0	24,006	70	0,58	0,34712
80,1	15	1	10	22,88	1	0	0	22,88	70	0,58	0,13785
81	35	2	8	20,35	0	0	0	20,3456	70	0,58	0,28602
81,1	14	2	6	17,05	0	0	0	17,0544	70	0,58	0,09559
82	33	2	4	12,82	0	0	0	12,8245	70	0,58	0,16998

Сумарне падіння напруги на відгалуження від КТП – 1 для Ф – 3

Номер опори	Лпрог, м	К-ть 1- фазних	К-ть 1 - фазних всього	Потужність фаз, кВт	К-ть 3 - фазних	К-ть 3 - фазних всього	Потужність юр.,кВт	Сумарна потужність	Провод перетин	Питомий опір, Ом/км	Падіння напруги, %ΔU
65,3	79	2	25	35,83	0	1	2	37,83	70	0,58	2,09
66	33	3	22	29,75	1	0	10	39,75	70	0,58	0,5268
66,1	12	2	20	25,05	0	0	2	27,05	70	0,58	0,1303
67	37	2	18	20,75	0	0	2	22,75	70	0,58	0,3381
67,1	14	2	16	25,86	0	0	2	27,8602	70	0,58	0,1566
68	30	2	14	26,94	2	0	2	28,9397	70	0,58	0,348
68,1	12	2	12	24,92	0	0	2	26,921	70	0,58	0,1297
69	20	1	11	24,01	0	0	2	26,006	70	0,58	0,2089
70	26	1	10	22,88	0	0	2	24,88	70	0,58	0,2598
70,1	11	2	8	20,35	0	0	2	22,345	70	0,58	0,09872
71	16	1	7	18,85	0	0	2	20,849	70	0,58	0,133992
71,1	12	1	6	17,05	0	0	2	19,0544	70	0,58	0,0918
73	36	1	10	22,88	0	0	2	22,88	70	0,58	0,33084
74	38	1	9	21,54	0	0	0	23,54	70	0,58	0,3593
74,1	6	1	8	20,35	0	0	2	22,35	70	0,58	0,0538
75	32	1	6	17,05	0	0	2	19,05	70	0,58	0,24491
75,1	10	1	5	15,12	0	0	2	17,12	70	0,58	0,0687