

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Центр перепідготовки та післядипломної освіти
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: Підвищення ефективності функціонування електричних мереж
35/10 кВ Бережанського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”

Виконав: студент II курсу, групи ЕЕд-2

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Головачук В.Я.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Сисак І.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

м. Тернопіль – 2019

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Центр перепідготовки та післядипломної освіти

Кафедра Електричної інженерії

Освітній ступінь магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

Завідувач кафедри ЕІ

Тарасенко М. Г.

« 24 » червня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Головачуку Володимирі Ярославичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення ефективності функціонування електричних мереж
35/10 кВ Бережанського РЕМ ВАТ "Тернопільобленерго"

Керівник проекту (роботи) Сисак І.М., к.т.н., доцент

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

Затверджені наказом по університету від « 19 » червня 2019 року № 4/7-545

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 10 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Однолінійна схема нормального режиму

ВАТ "Тернопільобленерго" (схема з'єднань мережі 35/110/330 кВ)

Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області

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

1. Вступ

2. Аналітична частина

3. Науково-дослідна частина

4. Технологічна частина

5. Проектно-конструкторська частина

6. Спеціальна частина

7. Обґрунтування економічної ефективності

8. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

9. Екологія

10. Загальні висновки до дипломної роботи

11. Перелік посилань

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Дослідження району 1 л. ф – А1

2. Варіанти розвитку 1 л. ф – А1

3. Аналіз усталених режимів 1 л. ф – А1

4. Схема приєднань 1 л. ф – А1

5. Схема електрична принципова 1 л. ф – А1

6. 1 л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Організаційно-економічна частина	Мельник Л. М. д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **24 червня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ		
2	Аналітична частина		
3	Науково-дослідна частина		
4	Технологічна частина		
5	Проектно-конструкторська частина		
6	Спеціальна частина		
7	Обґрунтування економічної ефективності		
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях		
9	Екологія		
10	Висновки		
11	Оформлення пояснювальної записки		
12	Оформлення графічної частини		

Студент _____
(підпис)Головачук В.Я.
(прізвище та ініціали)Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)Сисак І.М.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Головачук В.Я. Підвищення ефективності функціонування електричних мереж 35/10 кВ Бережанського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 98; рис. – 16; табл. – 18; креслень - 7; джерел - 17; додатків - 10.

В дипломній роботі подана характеристика мережі ВАТ “Тернопільобленерго”, проведено розрахунок навантажень підстанції. Розроблено 4 варіанти розвитку електричної мережі 35 кВ, вибрано два трансформатори типу ТМ-1600 кВА, вибрано марку проводу АС-70/11. Проведено вибір головної схеми електричних з’єднань. Проведено вибір вимикачів та роз’єднувачів, вибір вимірювальної апаратури, проведено вибір обмежувачів перенапруг, шин підстанції, ізоляторів, трансформаторів власних потреб і акумуляторної батареї. Складено електричну принципову схему підстанції 35/10 кВ.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, електроенергія, електрична частина, силовий трансформатор.

ANNOTATION

V. Holovachuk. Functioning efficiency increasing of 35/10 kV electric networks in Berezhany District Electrical Networks OJSC “Ternopiloblenergo”. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Center for preparation and postal education. Department of Electrical Engineering, group EEd-2. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Pages – 98; Illustrations – 16; Tables – 18; Blueprints – 7; Sources – 17; Additions – 10.

In diploma paper submitted characteristics of network of JSC “Ternopiloblenergo”, carried out calculation of loads substation. Developed four variants of the electricity of network 35 kV, two types of transformers TM-1600 kVA are selected, and the brand of wires AC-70/11 is chosen. Selected main circuit of electrical connections. A range of circuit breakers and disconnectors and choice of devices are carried out, based on which the layout scheme of control and measuring devices in the substation is composed. Selections of limiters of overvoltages, tire plants, insulators, transformers and their needs, batteries are conducted. Drafted electrical schematics of the substation of 35/10 kV.

Keywords: transformer substation, electricity, electric parts, power transformer.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....	11
1.1 Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня...	11
1.2 Класифікація споживачів електроенергії по надійності системи електропостачання.....	14
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	16
2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго».....	16
2.2 Розрахунок навантаження ПС «Літятин».....	21
2.3 Висновки до розділу 2.....	22
3. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	23
3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 35 кВ Бережанського району	23
3.2 Вибір трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Літятин».....	27
3.3 Вибір проводів ПЛ	31
3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ	32
3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ 110 кВ	32
3.5 Висновки до розділу 3.....	36
4. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА.....	37
4.1 Вибір схеми електричних з'єднань ПС 35/10 кВ	37
4.2 Розрахунок струмів КЗ	41
4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ	41
4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ	42
4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ	43
4.3 Вибір вимикачів та роз'єднувачів	43

	6
4.3.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на 35 кВ	44
4.3.2 Вибір вимикачів на 10 кВ	45
4.3.3 Вибір роз'єднувачів на 10 кВ	45
4.4 Вибір вимірювальної апаратури	46
4.4.1 Вибір ТН	47
4.4.1.1 Вибір ТН на 35 кВ	47
4.4.1.2 Вибір ТН на 10 кВ	48
4.4.2 Вибір ТС	49
4.4.2.1 Вибір ТС на 35 кВ	50
4.4.2.2 Вибір ТС на 10 кВ	51
4.5 Вибір обмежувачів перенапруг	53
4.5.1 Вибір ОПН на 35 кВ	53
4.5.2 Вибір ОПН на 10 кВ.....	55
4.6 Вибір шин ПС	56
4.6.1 Вибір гнучких шин 35 кВ.....	56
4.6.2 Вибір жорстких шин 10 кВ.....	57
4.7 Вибір ізоляторів.....	58
4.8 Вибір ТВП.....	59
4.9 Вибір акумуляторних батарей.....	61
4.10 Вибір запобіжників.....	62
4.11 Висновки до розділу 4.....	65
5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	66
5.1 Вимоги до заземлення станції та підстанції	66
5.2 Конструктивне виконання та розрахунок заземлюючих пристроїв ...	69
6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	73
6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів мережі	73
6.2 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора ..	77
7. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	79
7.1 Питання пожежної безпеки на підстанції 35/10 кВ	79

	7
7.2 Заходи щодо техніки безпеки при монтажі електроустаткування	82
7.3 Дія електричного струму на персонал, що експлуатує об'єкти енергетики	87
8.ЕКОЛОГІЯ.....	91
8.1 Значення охорони навколишнього середовища	91
8.2 Тенденції розвитку енергопостачання міст і селищ	93
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	96
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	97
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Однолінійна схема нормального режиму ВАТ “Тернопільобленерго”	2
Додаток Б. Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області.....	3
Додаток В. Карта населених пунктів Бережанського району.....	4
Додаток Д. Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-1000 і ТМ-1600.....	5
Додаток Е. Перелік і сфера застосування схем 10 – 750 кВ.....	8

ВСТУП

Актуальність теми. В даний час у всьому світі забезпечення централізованого електропостачання промислових підприємств і населених пунктів здійснюється від великих енергосистем. В таких енергосистемах використовуються електричні станції, підстанції та кабельні та повітряні лінії електропередач. Тому необхідно забезпечити оптимальний режим роботи всієї енергосистеми з урахуванням взаємозв'язку між кожним окремим елементом такої великої системи.

При проектуванні нової підстанції необхідно забезпечити баланс активної та реактивної потужностей з врахуванням необхідної надійності електропостачання.

Проектування розвитку електроенергетичних систем і електричних мереж містить задачу розробки та обґрунтування технічних і економічних питань, які зумовлюють цей розвиток, при цьому забезпечують необхідну надійність і якість електропостачання споживачів.

Дані проекти є підґрунтям для подальшого будівництва чи реконструкції електростанцій, підстанцій, ліній електропередач. Також вони дають можливість комплексно розглядати єдиний послідовний технологічний процес виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії.

При проектуванні подальшого розвитку електроенергетичної системи постає задача визначення прогнозованого навантаження, яке буде споживатися від даної підстанції. При цьому необхідно знати не тільки значення навантаження, але й скільки виробляється електроенергії в цілому в регіоні. Прогноз навантаження використовується для розвитку мереж живлення та розподільчих мереж, вибору типів електростанцій, визначення загальної потреби системи в енергоресурсах і т.д.

В подальшому проводиться техніко-економічне порівняння варіантів розвитку електричної мережі, де порівнюються різні варіанти за надійністю і забезпеченням якості електроенергії. Також проводиться визначення

капіталовкладень і щорічних витрат, вибір схеми і параметрів електричної мережі, вибір номінальної напруги електричної мережі, вибір перерізу проводів повітряних ліній, вибір трансформаторів та автотрансформаторів підстанцій.

Тому, підвищення ефективності функціонування електричних мереж є дуже актуальною задачею.

Мета і завдання дослідження. Метою дипломної роботи є підвищити ефективність функціонування електричних мереж 35/10 кВ Бережанського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв’язати наступні завдання:

– провести аналіз заходів по підвищенню ефективності функціонування електричних мереж;

– провести аналіз електричної мережі та розрахунок навантажень підстанції;

– запропонувати варіанти розвитку електричної мережі;

– обґрунтувати вибір числа та потужності силових трансформаторів;

– провести вибір головної схеми електричних з’єднань та обладнання підстанції;

- запропонувати ефективні заходи підвищення ефективності функціонування електричних мереж.

Об’єкт дослідження – мережі 35/10 кВ.

Предмет дослідження – заходи підвищення ефективності функціонування електричних мереж 35/10 кВ з метою ефективного розподілу електроенергії.

Наукова новизна отриманих результатів – отримало подальший розвиток впровадження заходів підвищення ефективності функціонування електричних мереж 35/10 кВ.

Практичне значення отриманих результатів – Встановлення двохтрансформаторної підстанції 35/10 кВ дозволить оптимізувати систему розподілу електричної енергії району та знизити технологічні втрати пікового навантаження та підвищити надійність системи електропостачання.

Апробація. Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (27-28 листопада 2019 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (17 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 108 сторінок, 18 таблиць, 16 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня

У зв'язку із серйозними кількісними і якісними змінами споживачів електроенергії значно зросла актуальність завдання забезпечення надійного електропостачання. Це пов'язане з появою підприємств промислового типу.

Відповідно до ПУЕ [9] всі електроприймачі поділяють на три категорії відносно забезпечення надійності електропостачання.

Для підвищення надійності електропостачання можуть бути використані різні способи. Це пов'язане, з одного боку, з одержанням економічного ефекту, у першу чергу за рахунок зменшення збитку від перерв в електропостачанні, з іншого боку - з додатковими витратами на самі засоби. Тому підвищення надійності електропостачання найбільше доцільно до певного оптимального рівня, при яких досягається максимальний сумарний економічний ефект із обліком обох складових.

Різні засоби й заходи щодо підвищення надійності електропостачання можна розділити на дві групи - організаційно-технічні й технічні.

До організаційно-технічних заходів відносять наступні:

1. Підвищення вимог до експлуатаційного персоналу, у тому числі трудовій і виробничій дисципліні, а також підвищення кваліфікації персоналу.

Раціональна організація поточних капітальних ремонтів і профілактичних випробувань, у тому числі вдосконалення планування ремонтів і профілактичних робіт, механізація ремонтних робіт.

2. Раціональна організація пошуку й ліквідації пошкоджень, у тому числі вдосконалення пошуку пошкоджень, зокрема з використанням спеціальної апаратури; застосування необхідного автотранспорту; диспетчеризація, телемеханізація, радіозв'язок і ін.; механізація робіт по відбудові ліній.

3. Забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування. Слід прагнути до оптимального обсягу цих запасів, тому що їхній надлишок

пов'язаний із втратою капіталовкладень, а недостатня кількість може призвести до збільшення строку відновлювальних робіт.

До технічних засобів і заходів щодо підвищення надійності електропостачання відносять наступні:

1. Підвищення надійності окремих елементів мереж, у тому числі опор, проводів, ізоляторів, різного лінійного й підстанційного устаткування.

2. Скорочення радіуса дії електричних мереж. Повітряні електричні лінії - найбільш пошкоджувальні елементи системи електропостачання. Число пошкоджень зростає приблизно пропорційно збільшенню довжини ліній.

Застосування підземних кабельних мереж. Значні переваги перед повітряними лініями мають підземні кабелі. Вони коротші повітряних, тому що їх не потрібно прокладати по узбіччях полів, а можна вести по найкоротшій відстані. При цьому повністю усуваються перешкоди виробництву. Основна ж перевага кабельних ліній - їх висока надійність в експлуатації. Повністю виключаються ушкодження ліній від ожеледі й сильних вітрів, суттєво знижуються аварії від атмосферних перенапруг. Число аварійних відключень знижується в 8...10 раз. Однак тривалість ліквідації аварій на кабельних лініях при тимчасовому рівні експлуатації приблизно в 3 рази більше, тому що складніше знайти місце ушкодження й доводиться проводити роботи по відкриванню котлованів та траншей. За допомогою спеціальних приладів можна прискорити відшукування поривів.

Особливо суттєво, що капіталовкладення на кабельні лінії при прокладці кабелеукладачами виявляються практично однаковими в порівнянні з капіталовкладеннями на повітряні лінії.

Завдяки цим перевагам кабельні лінії досить перспективні для розвитку електричних мереж і в майбутньому по мірі росту випуску кабелю електропромисловістю все більше число ліній будуть кабельними.

3. Мережне й місцеве резервування. Електричні мережі працюють в основному в розімкнутому режимі, тобто вони забезпечують однобічне живлення споживачів. При такому режимі можна знизити значення струмів

короткого замикання, застосувати більш дешеву апаратуру, зокрема вимикачі, роз'єднувачі й ін., знизити втрати потужності в мережах, полегшити підтримку необхідних рівнів напруги на підстанціях і т.п. При цих умовах надійність електропостачання споживачів значно нижче, чим при замкненому режимі, тобто при двосторонньому живленні споживачів. У якості резервного джерела може бути використана друга лінія електропередачі від іншої підстанції (або від іншої секції шин двохтрансформаторної підстанції). Таке резервування називають мережним. Однак особливо в районах з підвищеними ожеледно-вітровими навантаженнями можливе ушкодження обох ліній і припинення подачі енергії. Більш незалежним джерелом служить резервна електростанція (місцеве резервування). У системі електропостачання для живлення найбільш відповідальних споживачів у період аварії основної лінії найчастіше в якості резервної використовують дизельні електростанції невеликої потужності, застосування яких намічається значно розширити.

4. Автоматизація електричних мереж, у тому числі вдосконалення релейного захисту, використання автоматичного повторного включення (АПВ), автоматичного включення резерву (АВР), автоматичного секціонування, обладнань автоматизації пошуку ушкоджень, автоматичного контролю ненормальних і аварійних режимів, телемеханіки.

Широке впровадження більшості розглянутих раніше технічних засобів пов'язане з більшими капітальними вкладеннями, враховуючи, що довжина електричних мереж досягла 2,2 млн км. При автоматизації мереж як засобу підвищення надійності електропостачання потрібні відносно малі витрати при широких можливостях використання в експлуатованих мережах без їхньої серйозної реконструкції.

Слід зазначити, що максимальний ефект від підвищення надійності електропостачання може бути отриманий при комплексному використанні різних заходів і засобів. Їхні оптимальні комбінації визначаються конкретними умовами. Розробляють цілу комплексну програму підвищення надійності

електропостачання споживачів, яка буде містити в собі рекомендації з оптимальних комплексів засобів для різних умов.

1.2. Класифікація споживачів електроенергії по надійності системи електропостачання

Основною вимогою споживачів до електромереж є забезпечення електроенергією потрібної потужності з регламентованими показниками якості і рівнем надійності та безперервності постачання. Відповідно до “Правил улаштування електроустановок” [9] за надійністю і неперервністю постачання споживачів електроенергії поділяють на три категорії (I, II, III).

До першої категорії (I) належать споживачі, перерва в електропостачанні яких призводить до небезпеки для життя людей, руйнування особливо важливих елементів господарства, яка завдає значних матеріальних збитків, порушень технологічного процесу підприємств, призводить до тривалого розладу технологічного процесу або масового браку продукції. Прикладом споживачів I категорії є вентиляційні системи і ліфти шахт, металургійні, хімічні об’єкти – доменні і сталеплавильні печі, мартени і конвертори, реактори, лікарні, підприємства телефонного та телеграфного зв’язку, телецентри, радіомовні станції. Споживачі I категорії повинні мати електропостачання електроенергією від двох незалежних джерел живлення. Перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути допущена лише на час автоматичного введення в дію резервного джерела живлення (АВР) [5].

До другої категорії (II) належать споживачі, перерва в електропостачанні яких призводить до значних втрат продукції, простою робочих механізмів, порушення нормальної діяльності підприємства, селища, міста. Це може бути металургійне обладнання – прокатні стани, електричні дугові печі, цехи текстильних фабрик, цехи металообробних підприємств. Для II категорії допускають перерву в електропостачанні на час, необхідний для вмикання резервного живлення діями чергового персоналу (до 1 години). При високій

надійності повітряних ліній 6,3 кВ і вище, здатності їх до швидкого відновлення при пошкодженнях допускається живлення приймачів II категорії по одній повітряній лінії електропередач (ЛЕП). При живленні їх по кабельній лінії електропередач вона повинна бути розщепленою на два кабелі, під'єднані через самостійні роз'єднувачі [5].

До третьої категорії (III) по надійності електропостачання належать усі споживачі, які не підпадають під I та II категорії. Для споживачів III категорії допускаються перерви в електропостачанні на час, необхідний для ремонту та заміни пошкодженого обладнання, але не більше однієї доби (до 24 годин) [5].

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ

«Тернопільобленерго»

Заданий фрагмент електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 2.1), який живить населені пункти Бережани (місто), Привітне, Мечищів, Рогачин, Підвисоке, Вербів, Жуків та ПС Склозавод. Живлення відбувається від ПС 110 кВ Бережани.

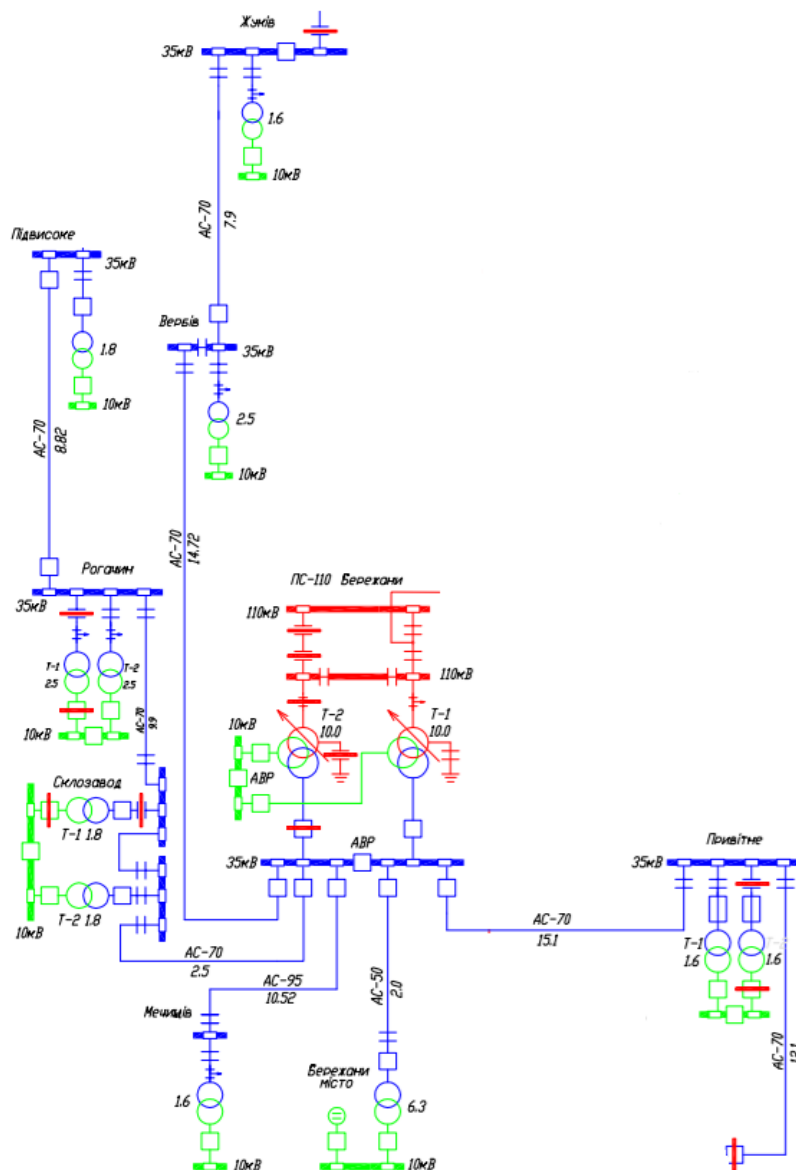


Рис. 2.1 – Фрагмент ЕМ 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго»

Бережанського району електромереж

Однолінійна схема нормального режиму ВАТ “Тернопільобленерго” (схема з’єднань мережі 35/110/330 кВ) представлено в Додатку А.

Фрагмент карти електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області представлено на рис. 2.2.

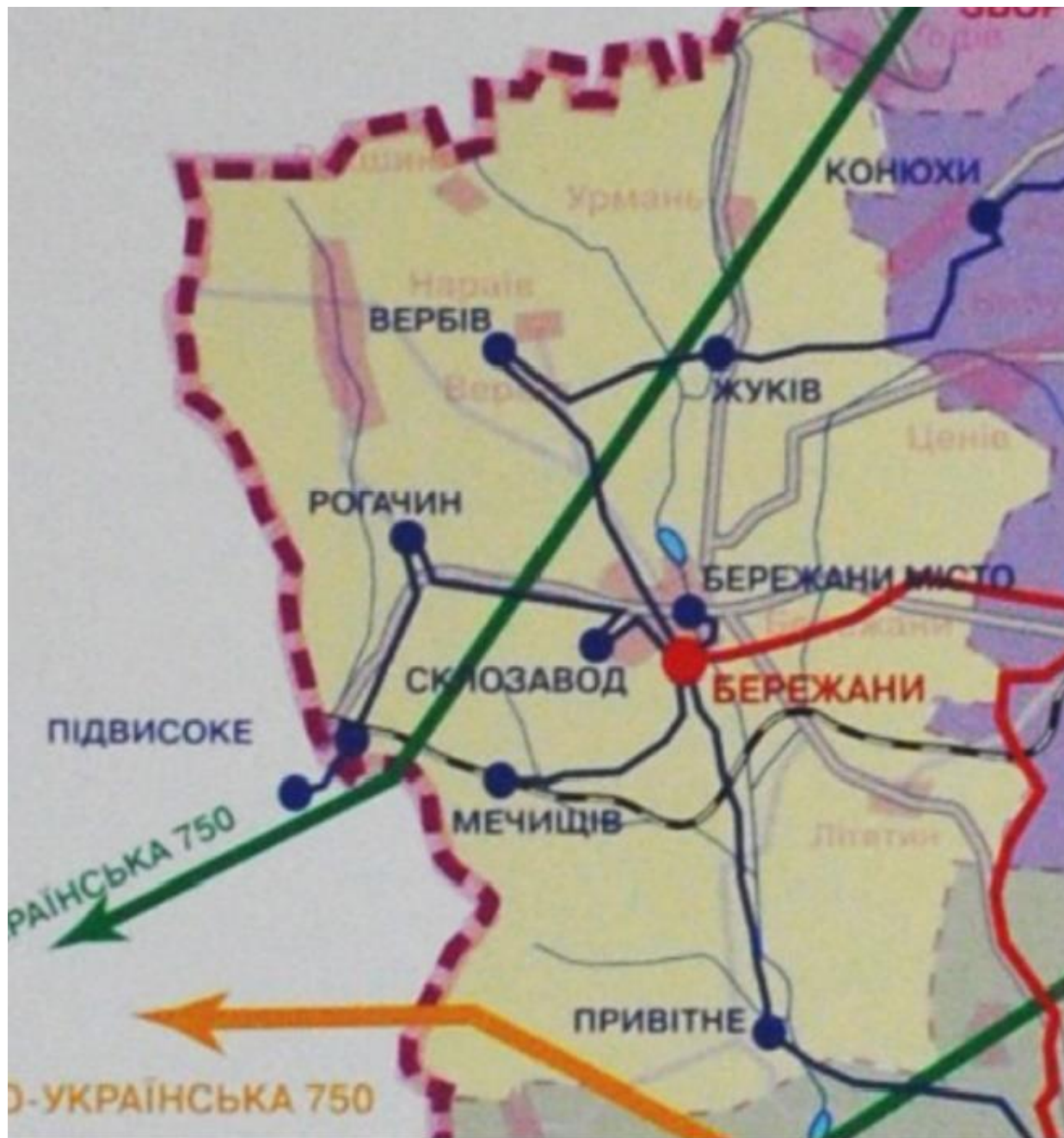


Рис. 2.2 – Фрагмент карти електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області, Березанський район

Карта електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області представлено в Додатку Б.

Географічне розташування ПС ЕМ 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бережанського району показано на рис. 2.3.

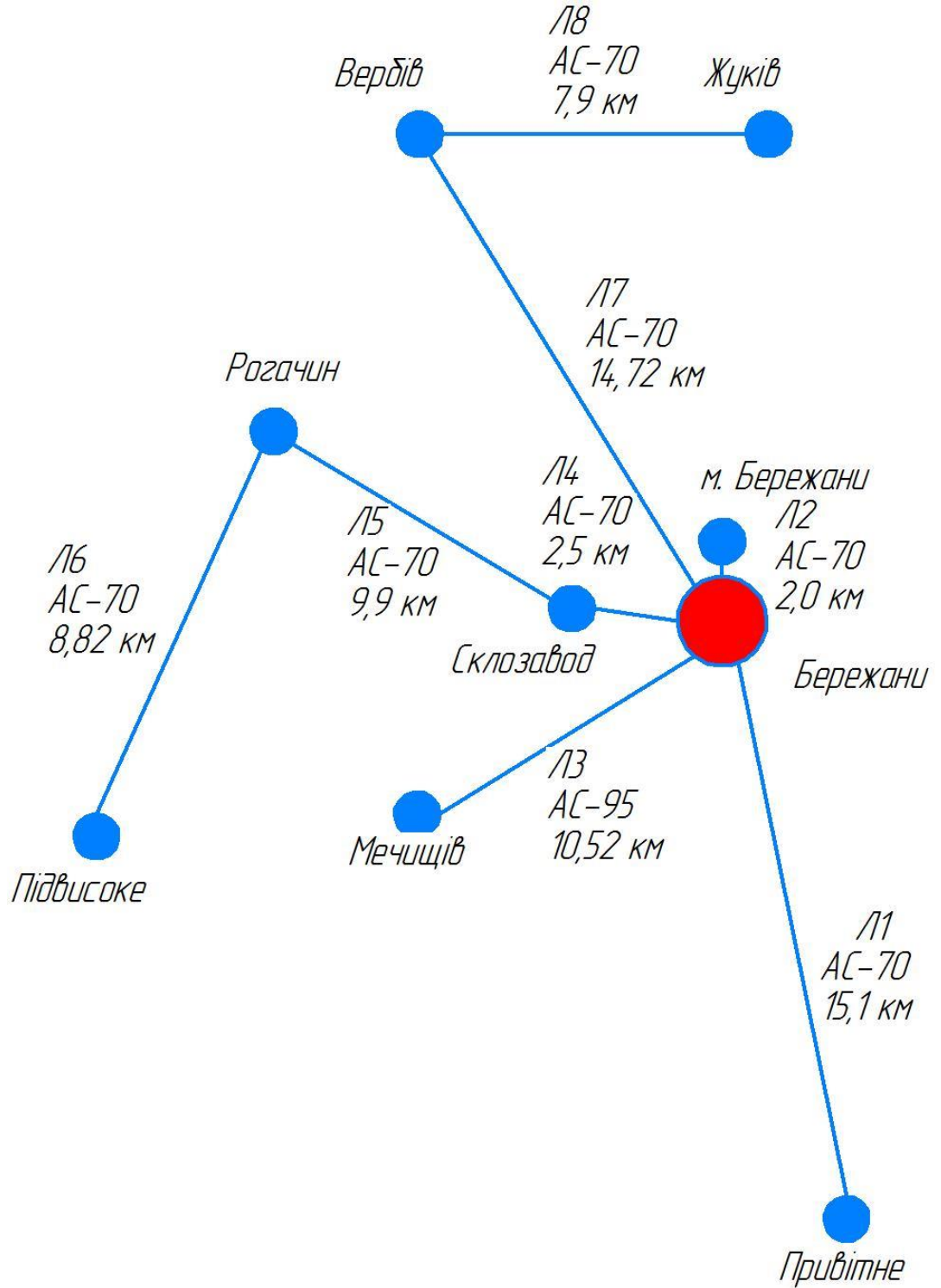


Рис. 2.3 – Географічне розташування підстанцій ЕМ
Бережанський район

Перелік трансформаторів, встановлених на ПМ ЕМ наведено в табл. 2.1., а перелік існуючих ПЛ – 110 кВ і ПЛ – 35 кВ – в табл. 2.2.

Таблиця 2.1 – Трансформатори, встановлені на ПС ЕМ

Підстанція	Тип трансформаторів	$S_{ном}$, МВА	U, кВ		
			ВН	СН	НН
Бережани	10000/110	10	115	35,5	11
	10000/110	10	115	35,5	11
Привітне	1600/35	1,6	35,5	-	11
	1600/35	1,6	35,5	-	11
Бережани (місто)	6300/35	6,3	35,5	-	11
Мечищів	1600/35	1,6	35,5	-	11
ПС Склозавод	1800/35	1,8	35,5	-	11
	1800/35	1,8	35,5	-	11
Рогачин	2500/35	2,5	35,5	-	11
	2500/35	2,5	35,5	-	11
Підвисоке	1800/35	1,8	35,5	-	11
Вербів	2500/35	2,5	35,5	-	11
Жуків	1600/35	1,6	35,5	-	11

Таблиця 2.2 - Перелік ліній електропередач (ЛЕП) заданої мережі Бережанського району

Вузол початку	Вузол кінця	Марка проводу	Довжина, км
Бережани	Привітне	АС-70	15,1
Бережани	м. Бережани	АС-50	2,0

Продовження таблиці 2.2

Бережани	Мечищів	АС-95	10,52
Бережани	Склозавод	АС-70	2,5
Склозавод	Рогачин	АС-70	9,9
Рогачин	Підвисоке	АС-70	8,82
Бережани	Вербів	АС-70	14,72
Вербів	Жуків	АС-70	7,9

Карта населених пунктів Бережанського району представлена в Додатку В.

В роботі проводиться розробка системи ЕП ПС 35/10 кВ «Літятин» та оптимізація режимів роботи ЕМ для забезпечення якості електроенергії, яка постачається споживачам.

Згідно вихідних даних навантаження ПС становить $P_{ПС} = 1,5 \text{ МВт}$. Коефіцієнт навантаження на 10 кВ ПС- $\cos\varphi = 0,85$. Коефіцієнт мінімального навантаження $k = 0,55$, час використання навантаження під час максимум $T_{\max} = 5780 \text{ год}$.

Підстанція «Літятин» буде жити споживачів II та III категорій на напрузі 10 кВ. Склад споживачів по категорійності по надійності електропостачання (1, 2, 3 категорії) представлений у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Склад споживачів по категорійності по надійності

Категорійність споживачів електричної енергії			
II – га категорія		III – тя категорія	
30%	0,45 МВт	70%	1,05 МВт

2.2 Розрахунок навантаження ПС «Літятин»

Значення навантаження на ПС «Літятин» для максимуму і мінімуму навантаження.

Реактивні складові на ПС знаходимо з активних складових та $\cos\varphi$:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

де $\operatorname{tg}\varphi$ – тангенс φ .

$$Q_{\max} = 1,5 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 0,93 \text{ МВАр}$$

Навантаження НН ПС для режиму мінімуму навантаження:

$$P_{\min} = k_{\min} \cdot P_{\max};$$

$$Q_{\min} = \operatorname{tg}\varphi \cdot P_{\min},$$

де k_{\min} – коефіцієнт мінімуму навантаження.

$$P_{\min} = k_{\min} \cdot P_{\max} = 0,55 \cdot 1,5 = 0,825 \text{ МВт};$$

$$Q_{\min} = \operatorname{tg}\varphi \cdot P_{\min} = \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) \cdot 0,825 = 0,51 \text{ МВАр}.$$

Навантаження на низькій напрузі ПС «Літятин» представлено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Навантаження на ПС «Літятин»

Σ навантаження,	<i>U_{ном}</i>	<i>Max</i>		<i>Min</i>	
		<i>P_{max}</i> , МВт	<i>Q_{max}</i> , МВАр	<i>P_{min}</i> , МВт	<i>Q_{min}</i> , МВАр
1,5	10	1,5	0,93	0,825	0,51

2.3 Висновки до розділу 2

1. Проведена характеристика мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бережанського району.
2. Проведено розрахунок навантажень ПС «Літятин», яке складає 1,5 МВт, що дало змогу проводити подальший розвиток ЕМ 35 кВ.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 35 кВ Бережанського району

Згідно заданих вхідних даних складаємо чотири можливі варіанти розвитку електричної мережі 35 кВ Бережанського району.

Перший варіант.

Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.1. У цьому варіанті будується одна двоколова лінія Л-9 довжиною 11 км проводом АС-70 з ПС «Бережани» до ПС «Літятин» (згідно Додатку А).

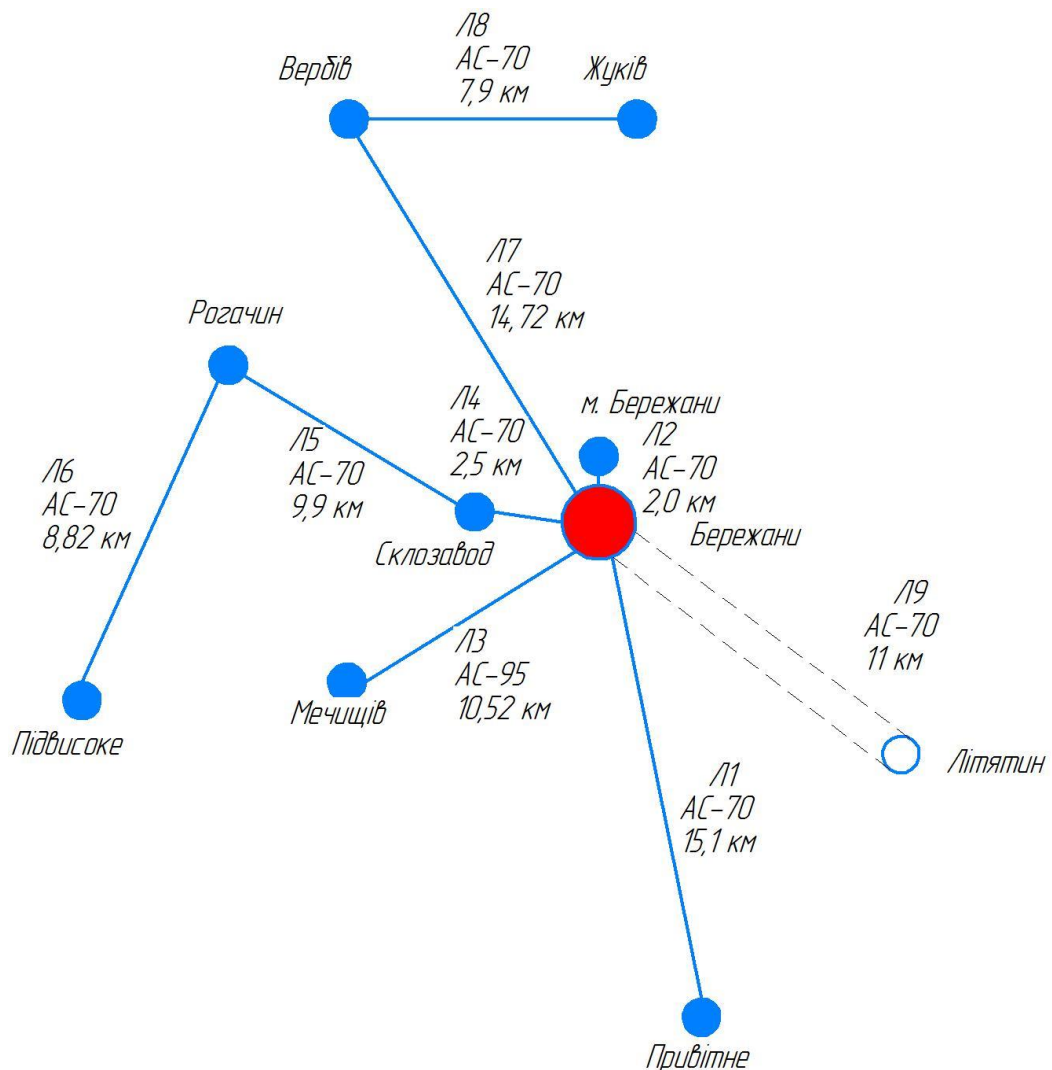


Рис. 3.1 – Перший варіант розвитку електричної мережі Бережанського району

Другий варіант.

Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.2. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-9 довжиною 11 км з ПС «Бережани» до ПС «Літятин» та одноколова лінія Л-10 довжиною 8,85 км з ПС «Привітне» до ПС «Літятин» (згідно Додатку А).

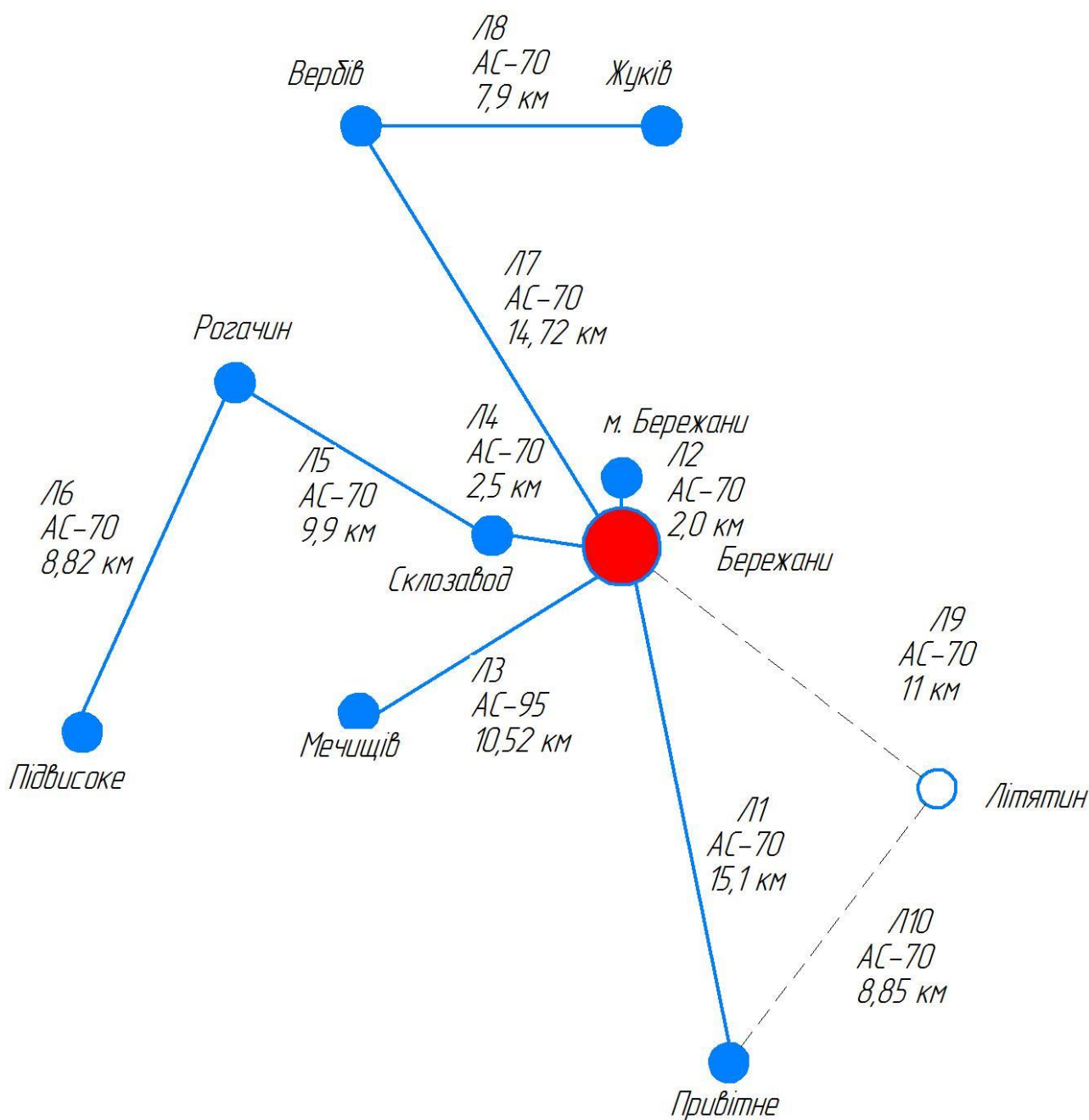


Рис. 3.2 – Другий варіант розвитку електричної мережі
Бережанського району

Третій варіант.

Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.3. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-9 довжиною 11 км з ПС «Бережани» до ПС «Літятин» та одноколова лінія Л-11 довжиною 9,1 км з ПС «Козова-35» до ПС «Літятин» (згідно Додатку А).

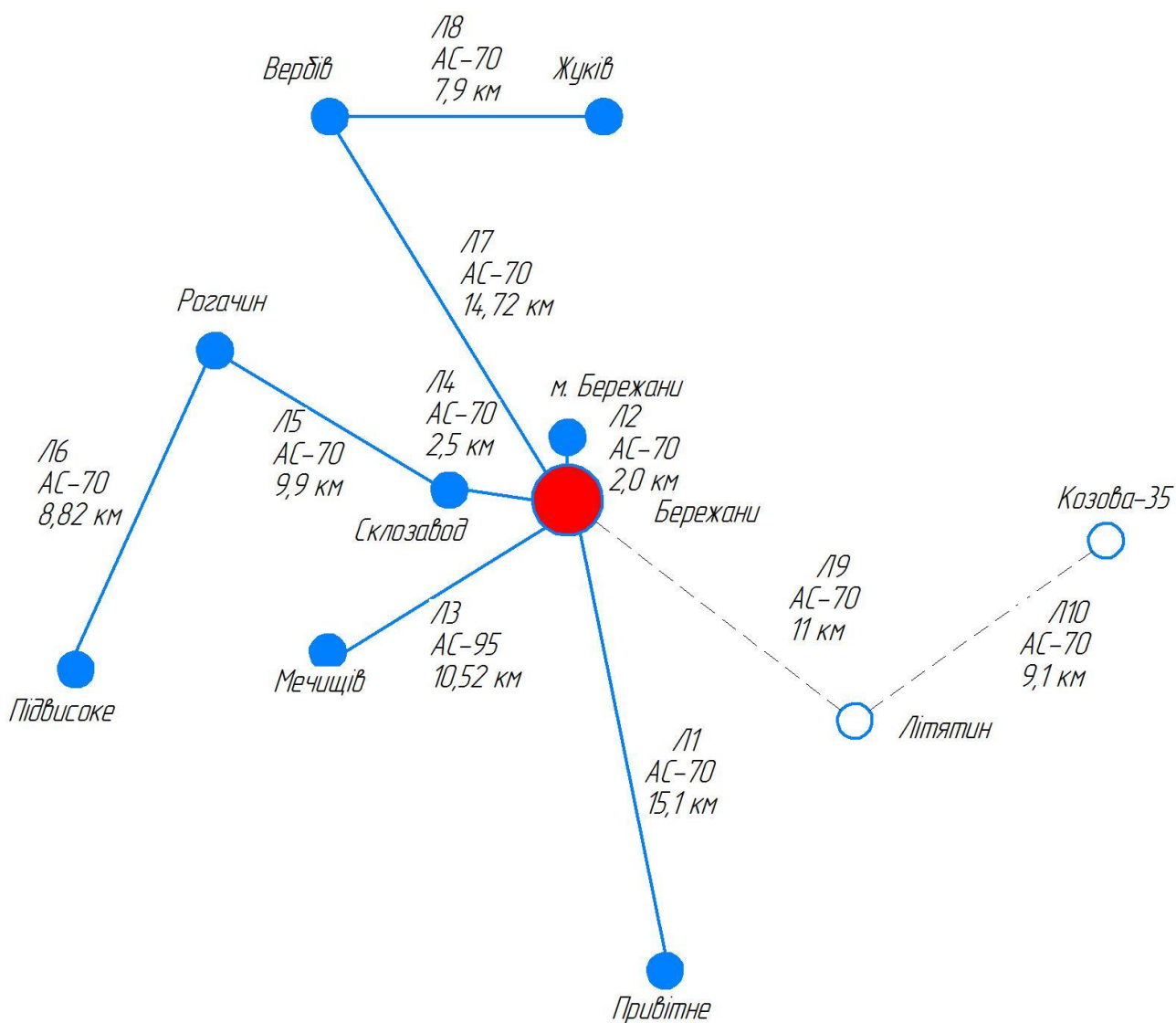


Рис. 3.3 – Третій варіант розвитку електричної мережі
Бережанського району

Четвертий варіант.

Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.4. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-9 довжиною 8,85 км з ПС «Привітне» до ПС «Літятин» та одноколова лінія Л-10 довжиною 9,1 км з ПС «Козова-35» до ПС «Літятин» (згідно Додатку А).

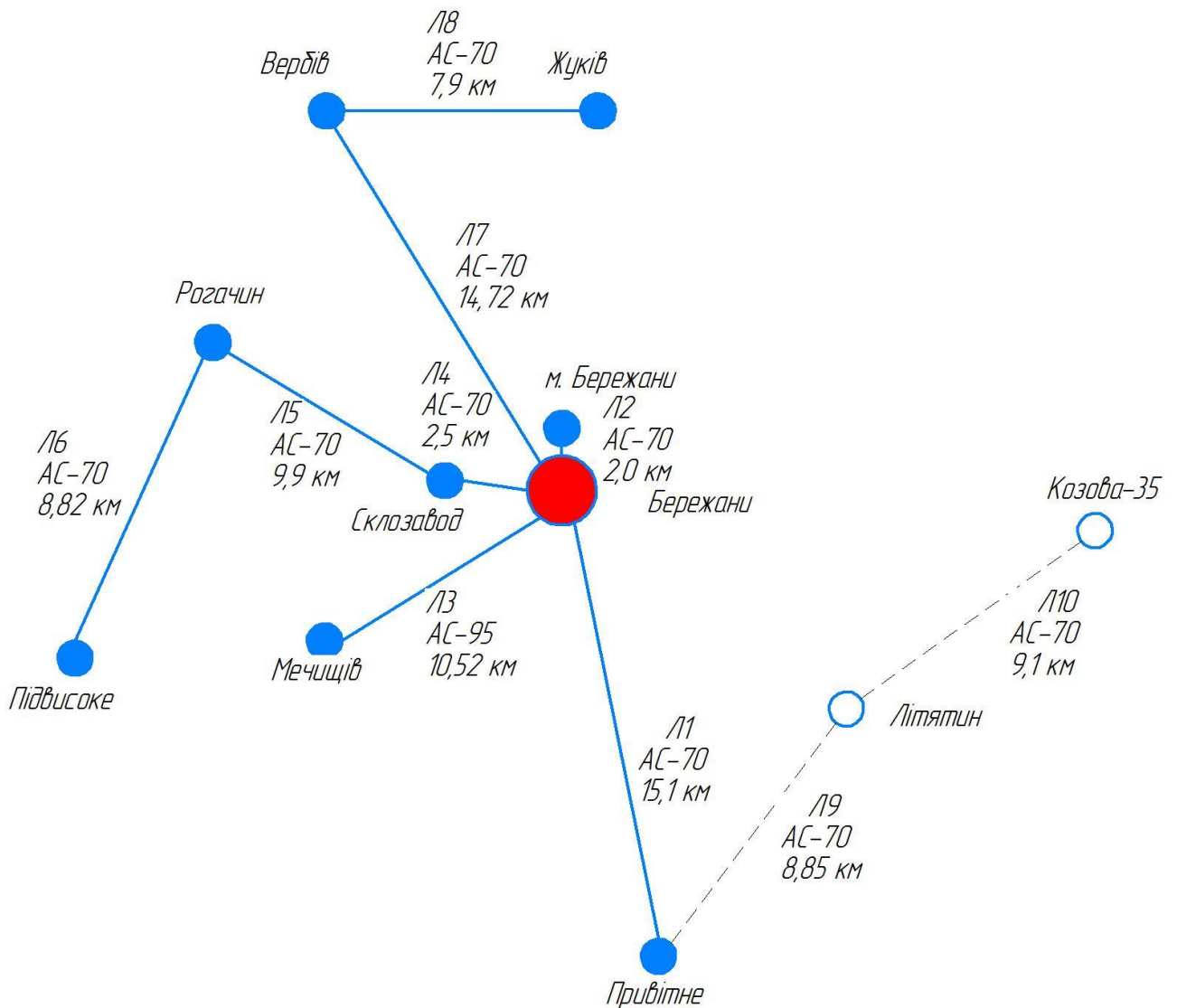


Рис. 3.4 – Четвертий варіант розвитку електричної мережі
Бережанського району

3.2 Вибір трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Літятин»

ПС «Літятин» буде будуватися двотрансформаторною.

Потужність одного трансформатора вибирається з врахуванням коефіцієнта перевантаження на 40% (коефіцієнт 1,4) під час аварії при максимальному навантаженні.

$$S_{nom} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{\sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}}{1,4} = \frac{\sqrt{1,5^2 + 0,93^2}}{1,4} = \frac{1,77}{1,4} = 1,26 \text{ МВА}.$$

Активні втрати виникають із-за споживання трансформаторами реактивної потужності і називаються приведеними.

Ці втрати визначаються по формулі:

$$\Delta P_{sh.tr} = \Delta P_{sh.xx} + K_{zav}^2 \cdot \Delta P_{sh.kz},$$

де $\Delta P_{sh.xx} = \Delta P_{xx} + K_{zav.vtr} \cdot \Delta Q_{xx}$ - приведені втрати ХХ трансформатора, включають втрати в самому трансформаторі, і втрати, які створює трансформатор в елементах всієї системи електропостачання;

$$\Delta P_{sh.kz} = \Delta P_{kz} + K_{zav.vtr} \cdot \Delta Q_{kz} - \text{приведені втрати короткого замикання};$$

ΔP_{xx} - втрати потужності ХХ трансформатора (в розрахунках їх приймають рівними втратам в сталі трансформатора);

ΔP_{kz} - втрати потужності короткого замикання (приблизно їх приймають рівним втратам в міді обмоток трансформатора);

$K_{zav.vtr}$ - коефіцієнт зміни втрат

$$K_{zav.vtr} = 0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр};$$

K_{zav} - коефіцієнт, який показує на скільки завантажений трансформатор;

$$\Delta Q_{xx} = S_{nom} \cdot \frac{I_{xx}}{100} - \text{реактивна потужність ХХ трансформатора};$$

$\Delta Q_{kz} = S_{nom} \cdot \frac{U_{kz}}{100}$ - реактивна потужність короткого замикання. Дана потужність споживається трансформатором при його номінальному навантаженні;

I_{xx} - струм ХХ трансформатора, %;

U_{kz} - напруга короткого замикання, %.

Розрахунок проведено в математичному пакеті РТС MathCAD 15 M050 (Додаток Д).

Значення втрат ХХ, втрат короткого замикання, струму ХХ, напруги КЗ виберемо з табл. 7.3 [1]. Вартість трансформаторів виберемо з [2]:

1 варіант

ТМ-1000/35

$S_T = 1000 \text{ кВА}$

$\Delta P_{xx} = 3.6 \text{ кВт}$

$\Delta P_{kz} = 16.5 \text{ кВт}$

$U_{к.з} = 6,5 \%$

$I_{xx} = 1,4 \%$

Ц=303 тис.грн.

2 варіант

ТМ-1600/35

$S_T = 1600 \text{ кВА}$

$\Delta P_{xx} = 5.1 \text{ кВт}$

$\Delta P_{kz} = 23.5 \text{ кВт}$

$U_{к.з} = 6,5 \%$

$I_{xx} = 1,1 \%$

Ц=360 тис. грн.

Коефіцієнт зміни втрат вибираємо з [3] ст. 86:

$$K_{зм.втр} = 0,02 \text{ кВт/кВАр.}$$

Визначаємо приведені втрати електроенергії:

1 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 1000 \cdot \frac{1,4}{100} = 14 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{кз} = 1000 \cdot \frac{6,5}{100} = 65 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P'_{xx} = 3,6 + 0,02 \cdot 14 = 3,88 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 16,5 + 0,02 \cdot 65 = 17,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 3,88 + 0,885^2 \cdot 17,8 = 17,821 \text{ кВт} .$$

2 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 1600 \cdot \frac{1,1}{100} = 17,6 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{кз} = 1600 \cdot \frac{6,5}{100} = 104 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P'_{xx} = 5,1 + 0,02 \cdot 17,6 = 5,452 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 23,5 + 0,02 \cdot 104 = 25,58 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 5,452 + 0,553^2 \cdot 25,58 = 13,278 \text{ кВт} .$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

1 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 17,821 = 35,643 \text{ кВт}$$

2 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 13,278 = 26,556 \text{ кВт}$$

Час включення:

$$t_{\text{вкл}} = 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год.}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t_{\text{вкл}}$$

1 варіант:

$$\Delta E = 35,643 \cdot 8760 = 312231,016 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 26,556 \cdot 8760 = 232632,856 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (750 кВА і більше 1-го класу 35 кВ і вище [4]:

$$c = 2,24 \text{ грн.}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_e = \Delta E \cdot c$$

1 варіант:

$$C_e = 312231,016 \cdot 2,24 = 699397,475 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 232632,856 \cdot 2,24 = 521097,598 \text{ тис. грн}$$

Капітальні затрати становлять:

1 варіант:

$$K_1 = 2 \cdot 303 = 606 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$K_2 = 2 \cdot 360 = 720 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

$$C_a = \phi \cdot K,$$

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор:

$$\phi = 0,1.$$

1 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 606000 = 60,6 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 720000 = 72,0 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a$$

1 варіант:

$$C_1 = 699,4 + 60,6 = 760 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 521 + 72,0 = 593 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \left| \frac{720 - 606}{760 - 593} \right| = 0,683 \text{ року.}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ 1600/35. Також встановлення потужнішого трансформатора дасть змогу розширити навантаження в майбутньому.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-1600/35, а не масляного трансформатора ТМ-1000/35 буде становити:

$$E = C_1 - C_2 = |760 - 593| = 167 \text{ тис. грн.}$$

Вибираємо два трансформатори типу ТМ-1600/35/10 з номінальними каталожними даними [1]:

$$S_{ном} = 1,6 \text{ МВА};$$

$$U_{номВН} / U_{номНН} = 35 / 11 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{xx} = 5,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 23,5 \text{ кВт};$$

$$u_k = 6,5 \%$$

$$I_{xx} = 1,1 \%$$

Вибраний трансформатор має пристрій РПН $\pm 6 \times 1,5\%$ в нейтралі обмотки високої напруги (ВН).

3.3 Вибір проводів ПЛ

Враховуючи, що існуючі ПЛ заданої ЕМ виконані проводом марки АС-95, АС-70 і АС-50 для нових ПЛ 35кВ вибираємо марку проводу АС-70/11.

Погонні параметри проводу [1]:

$$r_0 = 0,42 \text{ Ом/км},$$

$$x_0 = 0,432 \text{ Ом/км},$$

$$b_0 = 2,55 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Допустимий струм $I_{дон}$ проводу – 265 А (температура повітря становить $+25^\circ\text{C}$).

Максимальний струм, що може протікати по ЛЕП 35 кВ відповідає навантаженню ПС «Літятин».

$$I_{\max} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1770}{\sqrt{3} \cdot 35} = 29,2 \text{ А}.$$

Отже, $I_{\max} = 29,2 \text{ А} < I_{дон} = 265 \text{ А}$, провід $АС - 70/11$ проходить по максимальному струмі навантаження.

3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ

3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ 110 кВ

Схема ЕМ формується із схем заміщення (СЗ) ліній електропередач (ЛЕП) та трансформаторів.

Повітряні лінії електропередач (ПЛ) 110 (35) кВ зображають П-подібною СЗ [5] (рис. 3.5):

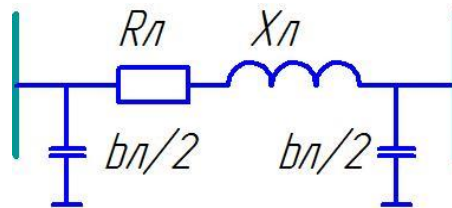


Рис. 3.5. П-подібна СЗ лінії 110 (35) кВ

Трьохобмоткові трансформатори зображають трипроменевою СЗ [5] (рис. 3.6).

Параметри елементів схеми заміщення трьохобмоткового трансформатора визначаються за формулами:

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2};$$

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}};$$

$$b_T = \frac{I_X}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2}.$$

де r_T - активний опір обмотки трансформатора;

S_T - номінальна потужність, $МВ \cdot А$;

$U_{ном}$ - номінальна напруга обмотки трансформатора, $U_{ном} = 115 кВ$

x_T - реактивний опір обмотки т-тора, $Ом$;

ΔP_K - втрати в міді, $кВт$;

g_T, b_T - активна та реактивна провідності т-тора, $См$;

u_k - напруги КЗ обмотки;

I_{xx} - струм ХХ, % від $I_{ном}$.

ΔP_{xx} - втрати ХХ, $кВт$;

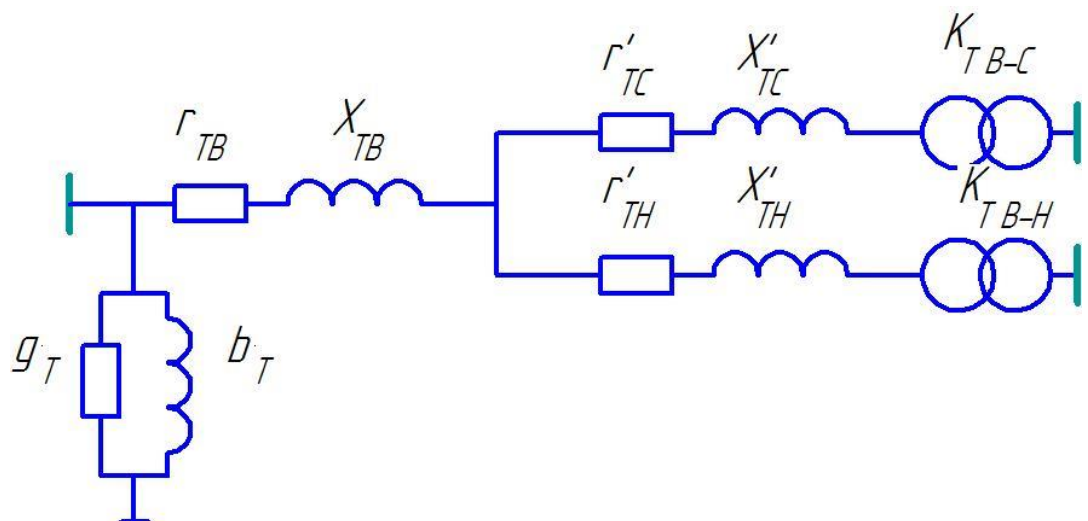


Рис. 3.6. СЗ трьохобмоткового трансформатора

СЗ двухобмоткового трансформатора зображена на рис. 3.7 [5].

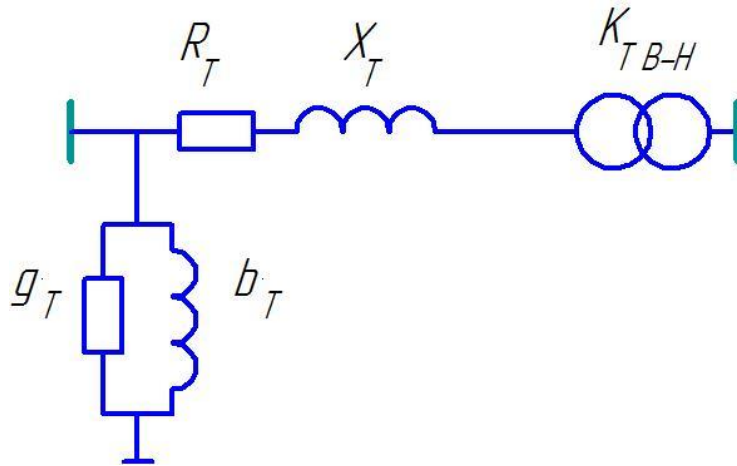


Рис. 3.7. СЗ двухобмоткового трансформатора

Параметри СЗ двухобмоткового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{S_T^2};$$

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_T};$$

$$b_T = \frac{I_X}{100} \cdot \frac{S_T}{U_{ном}^2};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2};$$

$$k_{TB-H} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}.$$

Складаємо СЗ електричної мережі (рис. 3.8).

Вузлом живлення є ПС «Бережани».

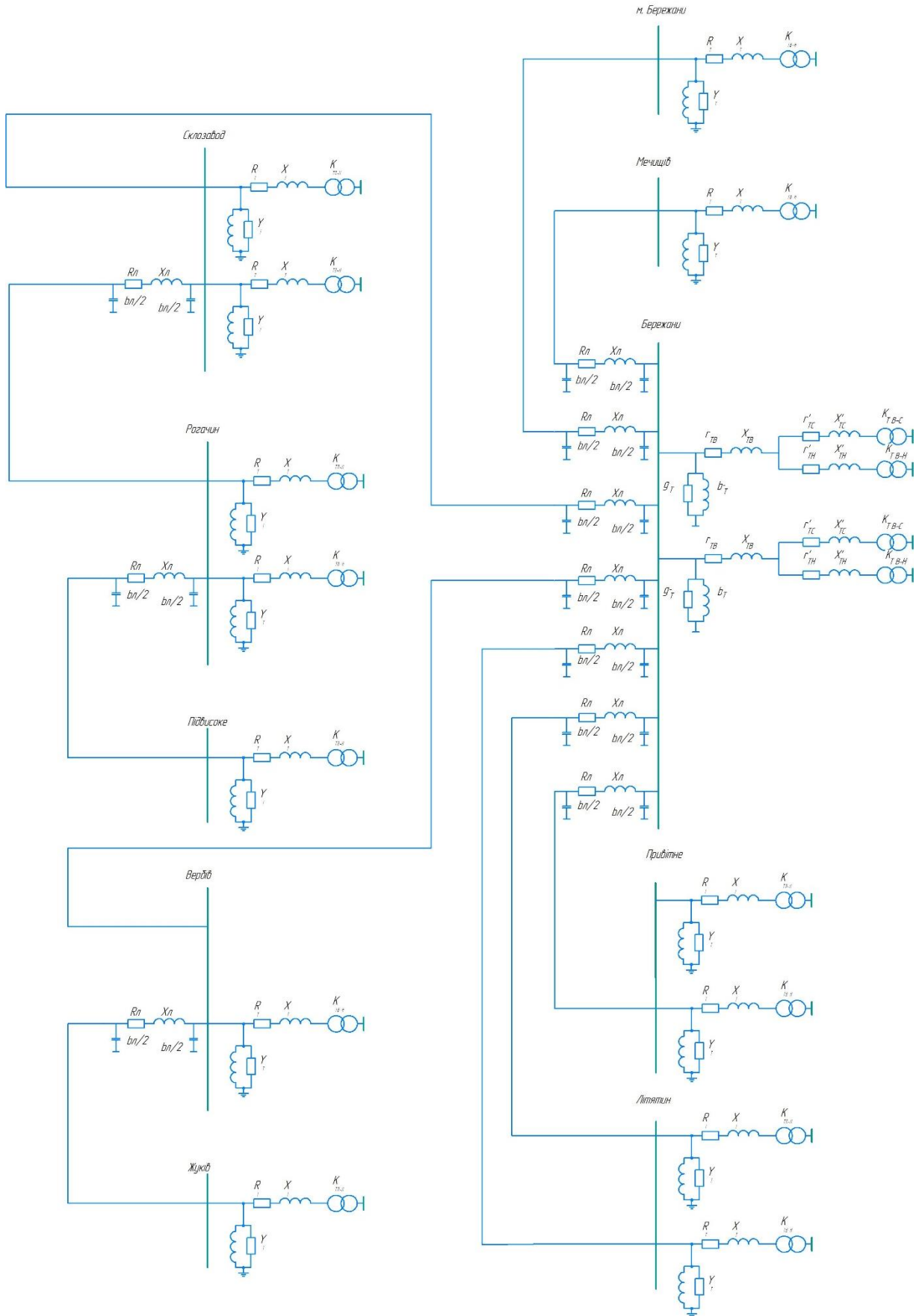


Рис. 3.8 – СЗ ЕМ Бережанського району

3.5 Висновки до розділу 3

1. Запропоновані чотири варіанти розвитку ЕМ 35 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бережанського району та обґрунтовано вибір ПС тупікового типу, що дало зменшити витрати на побудову додаткової ЛЕП.
2. Обґрунтовано встановлення двохтрансформаторної ПС потужністю 3,2 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи провід АС – 70/11 на основні розрахунків навантажень.
3. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ Бережанського району ВАТ «Тернопільобленерго», що дозволить передбачити перевантаження ЛЕП та трансформаторів.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Вибір схеми електричних з'єднань ПС 35/10 кВ

Для вибору головних схем існують наступні вимоги:

- наявність відповідальних споживачів по надійності електропостачання;
- наявність транзиту електроенергії (потужності);
- можливість розширення підстанції;
- економічність;
- ведення ремонтних робіт без вимкнення сусідніх приєднань;
- сучасні схеми РП.

Головну схему електричних з'єднань підстанції (ПС) вибираємо з використанням типових схем розподільчих пунктів (РП) (35-750 кВ) [1] (Додаток Е).

В третьому розділі дипломної роботи вибрано перший варіант розвитку електричної мережі з побудовою двокової лінії, тобто підстанція «Літятин» буде тупикового типу. До сторони високої напруги 35 кВ підстанції підходить двоколова лінія електропередач (дві лінії на одній опорі). Для приєднання цих ліній до шин високої напруги (ВН) підстанції використано схему з'єднань –

«Два блока лінія – трансформатор з вимикачами і неавтоматичною

перемичкою з боку ліній». Схема використовується для тупикових та відгалужувальних підстанцій напругою 35–220 кВ.

Для НН ПС використано схему з'єднань – *"Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин»*. Дана схема використовується на етапі розвитку схеми НН.

Кількість приєднань:

$$n_{np} = \frac{P_n}{P_{nat}}$$

$$P_{ПС} = 1.5 \text{ МВт}.$$

Звідси,

$$n_{np} = \frac{1.5}{2.5} = 0.6 \approx 1 \text{ приєднання.}$$

Схема приєднань 35 кВ показана на рис. 4.1.

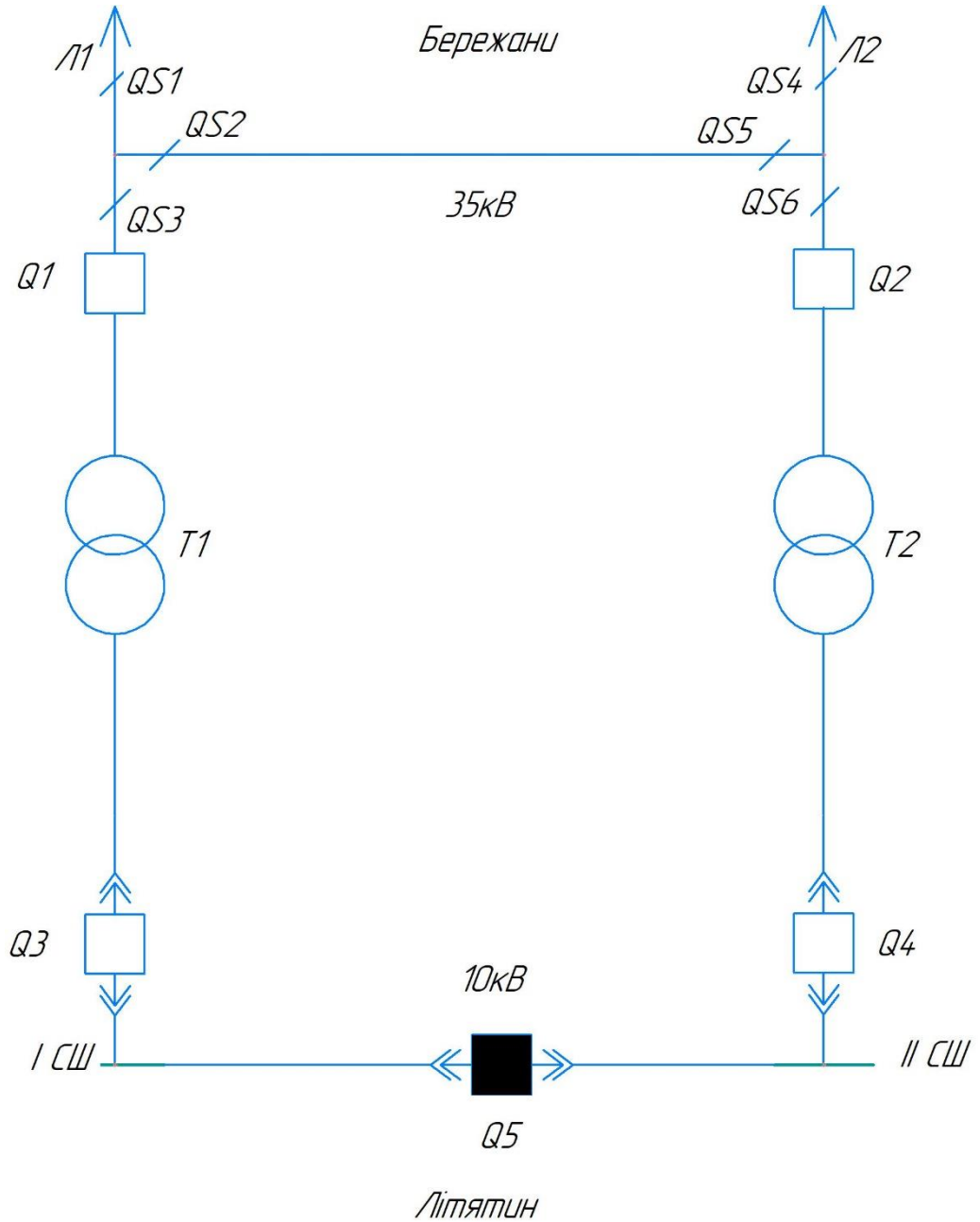


Рис. 4.1. Схема приєднань на підстанції «Літятин»

Схему ВН ПС «Два блока лінія – трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній» використовують для розподільчих пристроїв (РП) ВН 35–220 кВ тупикових та відгалужувальних підстанцій (ПС), приєднаних до ліній 35–220 кВ глухим відгалуженням. Використання неавтоматичної перемички з двох роз'єднувачів робить схему розподільчого пристрою 35 кВ більш гнучкою порівняно зі схемою «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачем».

Перемичка з двох роз'єднувачів використовується у випадку вимикання ліній W. В нормальному режимі роботи підстанції (ПС) один з роз'єднувачів ремонтної перемички QS з оперативних міркувань повинен бути включеним, а другий виключеним. Перемичка в нормальному режимі роботи підстанції (ПС) не може бути включена (включені обидва роз'єднувачі QS), бо, якщо на одній з ліній виникло б коротке замикання (КЗ), то захистом ліній вимикалися б обидві лінії.

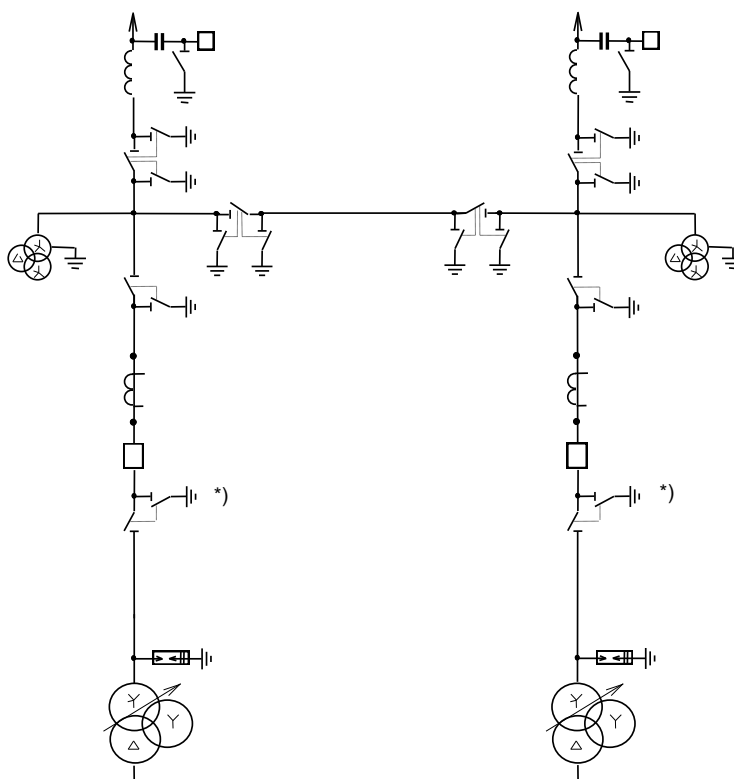


Рис. 4.2. Схема «Два блока лінія – трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній»

Роз'єднувачі, помічені *), передбачають у випадку живлення з боку СН. ТН встановлюють за відповідного обґрунтування.

Схему «Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин», застосовують при встановлення на ПС двох трансформаторів з нерозщепленими обмотками 6–10 кВ.

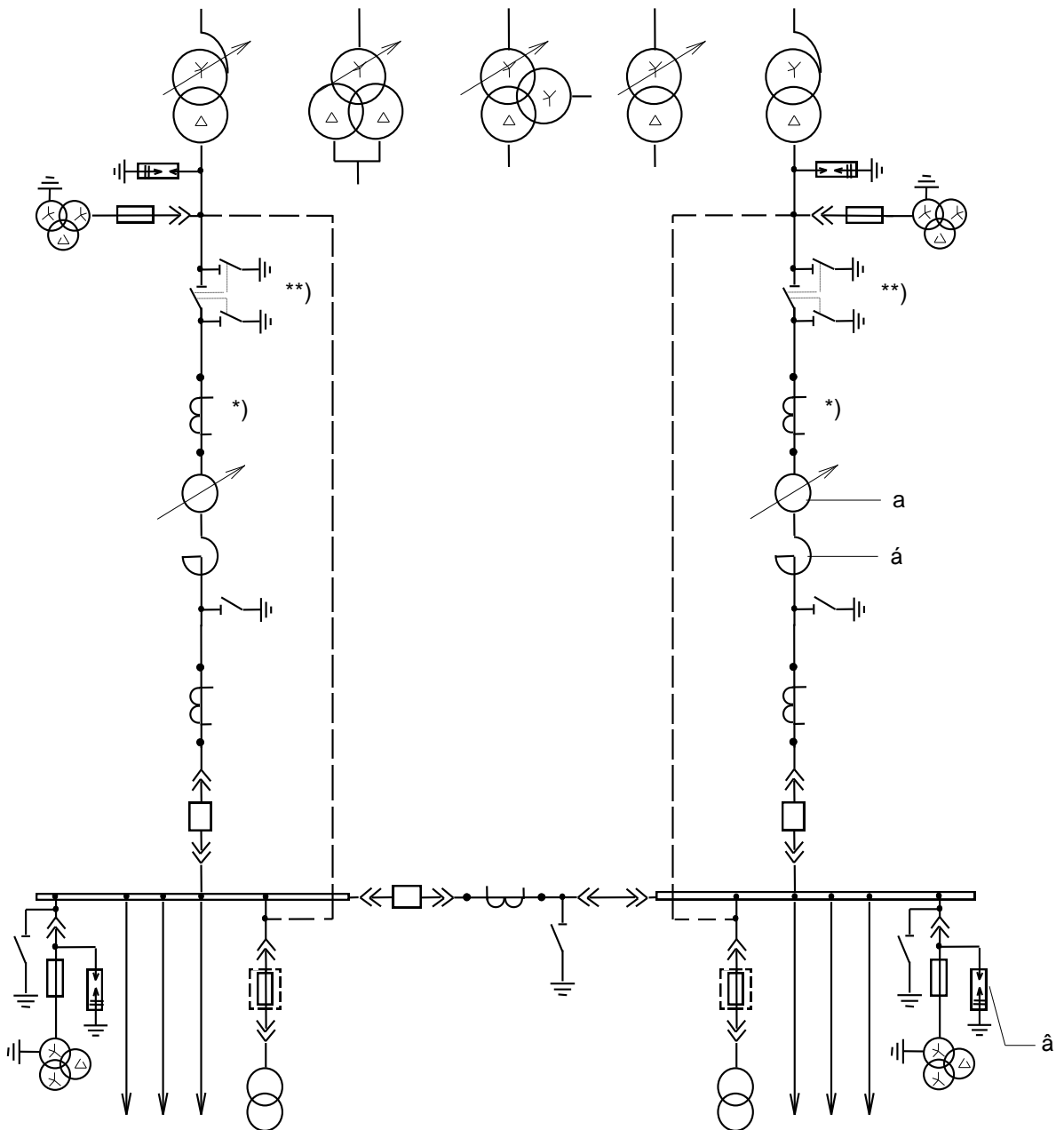


Рис. 4.3. Схема «Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин»

Встановлення елементів a , b , v , а також тип захисного апарату в колі ТВП визначають під час конкретного проектування.

У випадку змінного та випрямленого оперативного струму ТВП приєднують до виводів т-торів до вимикача (пунктир).

ТС *), встановлюють за відповідного обґрунтування.

Роз'єднувачі **), встановлюють тільки за наявності ЛРТ.

Застосування трансформаторів із розщепленою вторинною обмоткою дозволяє зменшити струми короткого замикання (КЗ), оскільки опір кожної напівобмотки такого трансформатора в два рази більший, ніж у трансформатора без розщеплювання вторинної обмотки.

4.2 Розрахунок струмів КЗ

Для вибору обладнання підстанції (*ПС 35/10 кВ*): електричних апаратів, струмопроводів, вимірювальних трансформаторів (ТС та ТН), комутаційного обладнання (роз'єднувачів та вимикачів), шин тощо, необхідно знайти струми КЗ. Тому здійснюємо розрахунок три- та однофазних струмів КЗ на ПС *35/10 кВ* «Літятин».

На рис. 4.4. представлено схему для здійснення розрахунку струмів КЗ. Дана схема виконана за спрощеним варіантом і враховує тільки ті елементи ЕМ, що мають вплив на струми КЗ.

4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ

Значення сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ на ПС *35/10 кВ* «Літятин».

$$T_a = \frac{x}{w \cdot R}(c),$$

де x – реактивний еквівалентний опір СЗ прямої послідовності (ПП), Ом;

R – активний еквівалентний опір СЗ ПП, Ом;

$\omega = 314$ рад/с – частота обертання електромагнітного поля (кутова);
 $f = 50$ Гц – промислова частота ЕМ.

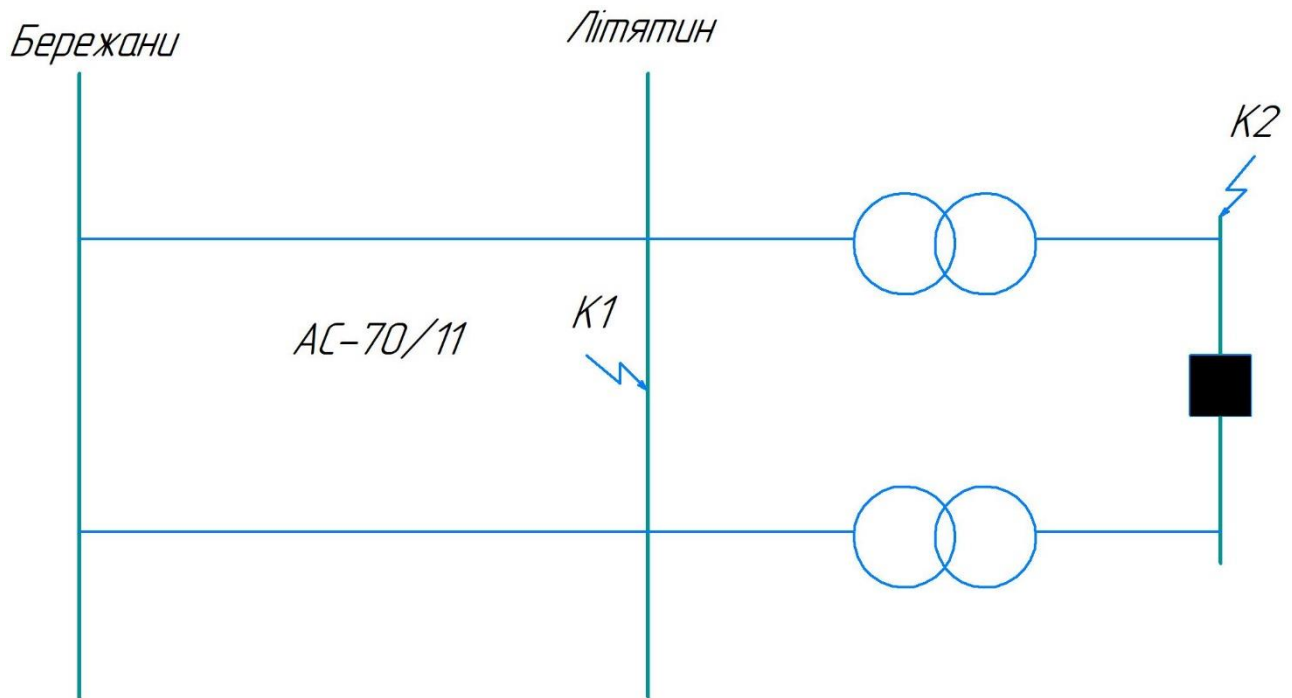


Рис. 4.4. Розрахункова схема ЕМ

Ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot (1 + e^{-0.01/T_a}) \text{ кА},$$

де $I_{п0}$ – значення періодичної складової $I^{(3)}$ або $I^{(1)}$ КЗ в початковий момент часу, діюче, кА.

4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ

Щоб визначити аперіодичну складову СКЗ спершу знаходимо розрахунковий час. Встановлюємо на ВН елегазових вимикачів, а на НН – вакуумних вимикачів. Згідно [7] і [8] час відключення СКЗ для елегазових вимикачів напругою 35 кВ дорівнює 0,02 с, а для вакуумних вимикачів на 10 кВ дорівнює 0,03 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_a(r) = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{(-r/T_a)} \text{ кА,}$$

де $\tau = t_{\text{вимк}} + t_3$ – найменший час з початку КЗ до часу розходження дугогасних контактів, с ;

$t_{\text{вимк}}$ – час відкл. СКЗ вимикачів, с ;

$t_3 = 0,01$ – мін. час дії РЗ, с .

Визначаємо час τ для ПС:

$$\tau_{\text{ВН}} = 0,02 + 0,01 = 0,03 \text{ с,}$$

$$\tau_{\text{НН}} = 0,03 + 0,01 = 0,03 \text{ с.}$$

4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Тепловий імпульс СКЗ:

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{КЗ}} + T_a),$$

де $\tau = t_{\text{вимк.вим}} + t_3$ – час протікання СКЗ;

$t_{\text{вимк.вим}}$ – час вимкнення вимикача.

Згідно [7] $t_{\text{вимк.вим}}$ для ЕВ дорівнює 0,04 с і згідно [8] – дорівнює 0,06 для ВВ.

4.3 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Вибір вимикачів здійснюється:

- довготривалий струм $I_{\text{тах}} \leq I_{\text{ном.вим}}$;
- напруга установки $U_{\text{уст}} = U_{\text{ном.вим}}$;
- перевірка на можливість відключення АС,
- перевірка на струм відключення (номінальний) $I_{\text{пл}} \leq I_{\text{відкл.ном}}$;

де $B_{\text{ном}}$ – значення, яке для

$$t_{\text{відк}} = 0,03 \text{ с становить } 0,53;$$

- перевірка на електродинамічну стійкість $I_{гр.наск} \leq I_{уд}$;
- перевірка на термічну стійкість (ТС)
- перевірка по початковому струму ПС струму $K3 I_{n0} \leq I_{гр.наск}$;

Вибір роз'єднувачів здійснюється без перевірки по здатності на вимкнення.

4.3.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на 35 кВ

На стороні 35 кВ вибираємо вакуумні вимикачі типу *Siemens 3AF01* і роз'єднувачі типу *РНД – 35/1000У1*. Дані заносимо в табл. 4.1 та табл. 4.2.

Таблиця 4.1 - Вибір вимикачів на 35 кВ

№	Каталожні дані
1	Вимикач SIEMENS 3AF 01
2	$U_{ном} = 36 \text{ кВ}$
3	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
4	$I_{вист.ном} = 25 \text{ кА}$
5	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 25 = 10,61 \text{ кА}$
6	$i_{гр.наск} = 62,5 \text{ кА}$
7	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.2 - Вибір роз'єднувачів на 35 кВ

№	Каталожні дані
1	Роз'єднувач РНД – 35/1000 У1
2	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
3	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
4	$i_{гр.наск} = 63 \text{ кА}$
5	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ А}$

4.3.2 Вибір вимикачів на 10 кВ

На стороні НН вибираємо КРП КП-10Ц з ВВ типу ВР1-10-20/1000У2.

Каталожні дані:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА};$$

$$\mu = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,48 ;$$

$$i_{гр.наск} = 52 \text{ кА};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 8 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

4.3.3 Вибір роз'єднувачів на 10 кВ

На стороні НН вибрано роз'єднувачі РВЗ-10/1000 ІУЗ.

Каталожні дані:

Номинальний струм:

$$I_{ном} = 1000 \text{ А}.$$

Номинальна напруга:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

Струм термічної стійкості (ТС) головних ножів:

$$I_{терм.стійк.гн} = 31,5 \text{ кА}.$$

Максимальний наскрізний струм:

$$I_{макс.наскр.} = 80 \text{ кА};$$

Час протікання струму ТС для головних ножів:

$$t_{г.к.} = 3 \text{ с} .$$

Струм ТС ножів заземлення:

$$I_{терм.стійк.нз} = 31,5 \text{ кА}.$$

Маса роз'єднувача:

$$M = 34 \text{ кг} .$$

Час протікання струму ТС для заземлювачів:

$$t_3 = 1 \text{ с} .$$

4.4 Вибір вимірювальної апаратури

Згідно [6] на ПС «Літятин» встановлюємо:

На двохобмотковому трансформаторі встановлюємо на 35 кВ – амперметр (А), на 10 кВ – А, лічильники реактивної (ЛР) енергії, ватметр (ВатМ) лічильник активної (ЛА) енергії.

На стороні НН 10 кВ, на дві секції, встановлюємо вольтметр (В) для вимірювання трьохфазних напруг та міжфазної напруги.

На лініях 35 кВ (на Бережани) –А, варметр (ВАрМ).

На лініях 10 кВ встановлюємо А, ЛА та ЛР енергії. На секційниках (СВ) - встановлюємо А.

На НН встановлюємо на 2 секції шин В з перемикачем для вимірювання трьохфазних напруг і міжфазної напруги .

На ТВП з боку 10 кВ встановлюємо ЛА енергії і А.

На ВН встановлюємо В для вимірювання трьохфазних напруг, а в колах вимикачів трансформаторів.

Дані вибору записуємо в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 - Вимірювальні прилади ПС

Прилад	Тип	Клас точності, d
Амперметр	Е351	1,5
Вольтметр	Е351	1,5
Ватметр	Д365	1,5
Варметр	Д365	2,5
Реєструючий вольтметр	Н393	1,5
Реєструючий частотомір	Н393	2,5
Лічильник активної енергії	І682М	1
Лічильник реактивної енергії	І676М	1,5

4.4.1 Вибір ТН

ТН призначені для пониження U до величини 100 В , або $100\sqrt{3}\text{ В}$, а також відокремлення РЗ та вимірювальних кіл від кіл 35 кВ .

ТН вибирають:

- за конструкцією
- за напругою $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}$;
- по схемі з'єднання обмоток.

Перевірка:

- по навантаженню $S_{2\text{нав.}} \leq S_{\text{ном.}}$,

де $S_{2\text{нав.}}$ - навантаження всіх приладів;

$S_{\text{ном.}}$ - номінальна потужність у класі точності, який вибирається.

4.4.1.1 Вибір ТН на 35 кВ

На стороні 35 кВ вторинне навантаження ТН наведено в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 - Навантаження ТН на 35 кВ

Прилад	Тип	$S_{\text{обм.}}$ ВА	Число обмоток, n	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Кількість приладів, m	Загальна потужність, ВА
Вольтметр	Е351	2	1	1	0	1	2
Реєструючий вольтметр	Н393	10	1	1	0	1	10
Фіксатор імпульсної дії	ФП	3	1	1	0	1	3
Ватметр	Д365	2.5	1	1	0	1	2.5
Варметр	Д335	2.5	1	1	0	1	2.5
Всього							20

Потужність навантаження:

$$S_2 = \sqrt{20^2 + 0^2} = 20 \text{ ВА.}$$

З [12] вибираємо ТН типу *ЗНОМП–35 У1*. Його паспортні дані наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Паспортні дані ТН

Тип	$U_{1ном.},$ кВ	$U_{2осн.},$ В	$U_{2под.},$ В	$S_{2ном.},$ ВА	Клас точності
ЗНОМП-35 У1	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	100	0.5

Перевірка вибраного ТН:

$$S_{ном(3\phi)} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ В} \times \text{А} > S_2 = 20 \text{ В} \times \text{А}.$$

4.4.1.2 Вибір ТН на 10 кВ

На 10 кВ навантаження ТН показано в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 - Навантаження ТН на 10 кВ

Прилад	Тип	$S_{обм.}$	Число обмоток, n	$\cos\phi$	$\sin\phi$	К-ть приладів, m	Загальна потужність	
		В·А					P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Е351	2	1	1	0	1	2	-
Вольтметр з перемикачем	Е351	2	1	1	0	1	2	-
<u>Реєструючий</u> вольтметр	Н393	10	1	1	0	1	10	-
Ватметр	Д365	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	І672М	8	2	0,25	0,97	5	20	77,6
Лічильник реактивної енергії	І67М	8	2	0,25	0,97	5	20	77,6
Всього							57	155,2

Навантаження

$$S_{S2} = \sqrt{57^2 + 155,2^2} = 165,34 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

З [12] вибираємо ТН ЗНМІ-10 ІУ2. Його паспортні дані вказані в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Паспортні дані ТН ЗНМІ-10 ІУ2

Тип	$U_{1\text{ном.}}$ В	$U_{2\text{осн.}}$ В	$U_{2\text{доп.}}$ В	$S_{2\text{ном.}}$ ВА	Клас точності
ЗНМІ-10 ІУ2	10	100	-	100	0.5

Перевірка ТН ЗНМІ-10 ІУ2:

$$S_{\text{ном}} = 3 \times 100 = 300 \text{ В} \times \text{А} \quad S_{S2} = 165,34 \text{ В} \times \text{А}.$$

4.4.2 Вибір ТС

Умови вибору:

- по електродинамічній стійкості (ЕДС)

де $k_{\text{дин}}$ – кратність по каталогу;

$I_{1\text{ном}}$ – номінальний струм первинної обмотки ТС;

$I_{\text{дин}}$ – струм ЕДС;

- по струму $I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$;
- по напрузі $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;
- конструкції
- по термічній стійкості (ТерС),

де k_T – кратність ТерС по каталогу;

- по класу точності;
- перевірка за допустимим навантаженням НН,

де Z_2 – навантаження ТС;

$Z_{2\text{ном}}$ – номінальне навантаження ТС у класі точності, що вибирається.

4.4.2.1 Вибір ТС на 35 кВ

Навантаження ТС на 35 кВ представлено в табл.4.8.

Таблиця 4.8 - Навантаження ТС

Прилади	Тип	Навантаження фази,		
		В-А		
		А	В	С
Амперметр	Е351	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Варметр	Д365	0,5	-	0,5
Всього		1,5	0,5	1,5

3 [12] ТС *ТФЗМ-35А-У1*.

Каталожні дані:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{1ном} = 800 \text{ А};$$

$$i_{дин} = 107 \text{ кА};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 30^2 \cdot 3 = 2700 \text{ кА}^2 \times \text{с}.$$

Опір:

$$r_{пр.} = \frac{S_{пр.}}{I_{2.ном.}^2},$$

де $S_{пр.}$ – потужність фази з найбільшим завантаженням;

$I_{2.ном}$ – струм НН ТС.

Опір проводів допустимий:

$$r_{пров.} = Z_{2.ном.} - r_{пр.} - r_k,$$

де опір контактів:

$$r_k = 0.1 \text{ Ом},$$

для декількох приладів [8],

$Z_{2.ном}$ – навантаження ТС в класі точності, що вибирається.

Переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{роз.}}{r_{пров.}}$$

де $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – питомий опір матеріалу проводу;

$l_{роз.} = 30 \text{ м}$ - відстань від ТС відкритого розподільчого пристрою 35 кВ до ЗПК;

$$r_{пр.} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом};$$

$$r_{пров.} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,14 \text{ Ом};$$

$$q = 0,0283 \cdot 30 / 1,14 = 0,745 \text{ мм}^2;$$

Вибираємо кабель *АКВРГ* з січенням 4 мм².

Опір проводів з'єднання:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 30}{4} = 0,213 \text{ Ом}.$$

Опір навантаження:

$$Z_{нав.} = r_{пров} + r_{пр.} + r_{к} = 0,213 + 0,06 + 0,1 = 0,373 \text{ Ом}.$$

Перевірка ТС:

$$Z_{2ном.} = 1,2 \text{ Ом} > Z_{нав.} = 0,373 \text{ Ом}.$$

ТС задовільняє умови перевірки.

В трансформатори Т1 і Т2 вмонтовані ТС типу *ТВТ 35-І-300/5* з параметрами:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 300 \text{ А}.$$

4.4.2.2 Вибір ТС на 10 кВ

Навантаження ТС на 10 кВ наведено в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Навантаження ТС

Прилади	Тип	Навантаження фази, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е351	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Лічильник Р	І672М	2,5	-	2,5
Лічильник Q	І673М	2,5	-	2,5
Всього		6	0,5	6

За [7] вибираємо ТС типу *ТПОЛ-10*.

Каталожні дані:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{1ном} = 1500 \text{ А};$$

$$i_{дин} = 140 \text{ кА};$$

Переріз кабелю, що з'єднує ТС із вимірювальними приладами.

Знаходимо опір приладів:

$$r_{пр.} = \frac{S_{пр.}}{I_{2.ном.}^2},$$

де $S_{пр.}$ – потужність фази, яка є найбільш завантаженою;

$I_{2.ном.}$ – струм НН трансформатора, номінальний.

Опір проводів допустимий:

$$r_{пров.} = Z_{2.ном.} - r_{пр.} - r_k,$$

де опір контактів приймаємо

$$r_k = 0.1 \text{ Ом},$$

для декількох приладів [8],

$Z_{2.ном.}$ – навантаження ТС в класі точності, що вибрався.

Переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{роз.}}{r_{пров.}},$$

де $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – питомий опір матеріалу проводу;

$l_{роз.} = 40 \text{ м}$ - відстань від ТС закритого розподільчого пристрою 10 кВ до ЗПК;

$$r_{пр.} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом};$$

$$r_{пров.} = 0,6 - 0,24 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом};$$

$$q = 0,0283 \cdot 40 / 0,26 = 4,354 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель *АКВРГ* з січенням 6 мм².

Опір проводів:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 40}{6} = 0,189 \text{ Ом}.$$

Опір:

$$Z_{нав.} = r_{пров} + r_{пр.} + r_{к} = 0,189 + 0,24 + 0,1 = 0,529 \text{ Ом}.$$

Перевірка ТС:

$$Z_{2ном.} = 0,6 \text{ Ом} > Z_{нав.} = 0,529 \text{ Ом}.$$

ТС задовільняє умови перевірки.

В трансформатори Т1 і Т2 вмонтовані ТС типу *ТВТ 10-І-5000/5* з параметрами:

$$k_{ном} = \frac{5000}{5};$$

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А}.$$

4.5 Вибір обмежувачів перенапруг

4.5.1 Вибір ОПН на 35 кВ

Згідно методики для 35 кВ:

$$- U_m = 40,5 \text{ кВ};$$

- $BIL = 220 \text{ кВ}$;
- максимальний струм КЗ = 20 кА .
- $k = 1,4$ - коефіцієнт замикання на землю;
- необхідний $I_{ном}$ обмежувача перенапруг нелінійного $I_H = 10 \text{ кА}$;
- максимальна тривалість підвищення напруги = 10 с ;
- клас ізоляції = 1 ;
- необхідний клас розряду лінії = 1 ;

Визначення мінімальної довготривало-допустимої та $U_{ном}$:

$$U_{C.min} = 1,05 \cdot \frac{U_M}{\sqrt{3}} = 1,05 \cdot \frac{40,5}{\sqrt{3}} = 24,55 \text{ кВ};$$

$$U_{R1.min} = 1,25 \cdot U_{C.min} = 1,25 \cdot 24,55 = 30,69 \text{ кВ};$$

$$U_{R2.min} = 1,4 \cdot \left(\frac{U_M}{\sqrt{3}} \right) / K_{tov.10s} = 1,4 \cdot \left(\frac{40,5}{\sqrt{3}} \right) / 1,075 = 30,45 \text{ кВ};$$

$$K_{tov.10s} = 1,075.$$

Визначення довготривалої та $U_{ном}$:

$$U_R = U_{R1.MIN}$$

округлимо кратно $3 = 33 \text{ кВ}$;

$$U_R = 33 \text{ кВ};$$

$$U_C = \frac{U_R}{1,25} = \frac{33}{1,25} = 26 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт класу лінії = 1 :

$$u10 \text{ кА} / U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- Рівень захисту крутого імпульсу ($u10 \text{ кА}_{1/2 \mu s}$) = 101 кВ .
- РЗ від комутаційних перенапруг (КП) ($u1 \text{ кА}_{30/60 \mu s}$) = 74 кВ ;
- РЗ від грозових перенапруг (ГП) ($u10 \text{ кА}_{8/20 \mu s}$) = 95 кВ ;

Перевірка захисту:

$$\frac{BIL}{u10 \text{ кА}_{8/20 \mu s}} = \frac{220}{95} = 2,31 \text{ кВ} > 1 - \text{достатньо}.$$

Довжина:

$$16 \text{ мм} / \text{кВ} \times 40,5 = 648 \text{ мм}.$$

Обмежувач напруг нелінійний:

Siemens 3EP2-036-1PL1.

Для нейтралі Т1 і Т2 приймаємо аналогічний ОПН.

4.5.2 Вибір ОПН на 10 кВ

Для 10 кВ:

- $U_m = 12 \text{ кВ}$;
- $VIL = 90 \text{ кВ}$;
- максимальна тривалість підвищення напруги = 10 с.;
- $k = 1,4$ - коефіцієнт замикання на землю;
- необхідний клас розряду лінії = 1;
- клас ізоляції = 1;
- максимальний струм КЗ = 20 кА.
- необхідний $I_{ном}$ обмежувача перенапруг нелінійного $I_H = 10 \text{ кА}$

Мінімально довготривало-допустима та $U_{ном}$:

$$U_{C.min} = 1,05 \cdot \frac{U_M}{\sqrt{3}} = 1,05 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,27 \text{ кВ};$$

$$U_{R1.min} = 1,25 \cdot U_{C.min} = 1,25 \cdot 7,27 = 9,08 \text{ кВ};$$

$$U_{R2.min} = 1,4 \cdot \left(\frac{U_M}{\sqrt{3}} \right) / K_{tov.10s} = 1,4 \cdot \left(\frac{12}{\sqrt{3}} \right) / 1,075 = 9,02 \text{ кВ};$$

$$K_{tov.10s} = 1,075.$$

Фактична довготривала і $U_{ном}$:

$$U_R = U_{R1.MIN}$$

округлимо до кратного 3 = 12 кВ;

$$U_R = 12 \text{ кВ};$$

$$U_C = \frac{U_R}{1,25} = \frac{12}{1,25} = 9,6 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт для класу лінії = 1:

$$i10кА/U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- РЗ від КП ($i1кА_{30/60\mu s}$) = 25 кВ;
- РЗ від крутого імпульсу ($i10кА_{1/2\mu s}$) = 34 кВ.
- РЗ від ГП ($i10кА_{8/20\mu s}$) = 32 кВ;

Значення захисту:

$$\frac{BIL}{i10кА_{8/20\mu s}} = \frac{90}{32} = 2,81кВ > 1 - \text{достатньо.}$$

Довжина шляху:

$$16\text{мм}/кВ \times 12 = 192\text{мм.}$$

ОПН:

Siemens 3EP2-012-1PL1.

4.6 Вибір шин ПС

4.6.1 Вибір гнучких шин 35 кВ

Вибір шин проводимо по $I_{\text{доп.нав}}$, за умови, що $I_{\text{макс}}$ шини не буде більшим за допустиме значення. $I_{\text{макс}}$ шини дорівнює більшому з значень, $I_{\text{доп.лінії}}$, що приєднані до 35 кВ ПС 35/10кВ та $I_{\text{макс}}$ ПС, що рівні 390 А і 188 А.

Оскільки значення $I_{\text{макс}}$ лінії є більшим за $I_{\text{макс}}$ ПС, то гнучкі шини вибираємо такі самі, що і ЛЕП, які приєднані до 35 кВ ПС «Літятин» - АС-70/11.

Вибраний провід відповідає [9] з умов механічної міцності, тому подальшу перевірку не виконуємо.

Для сталевалюмінієвого проводу АС-70/11 [7]:

- діаметр алюмінієвої жили - $D_{\text{пр}} = 11,4\text{мм.}$

– допустиме значення струму - $I_{\text{дон}} = 265 \text{ A}$;

Оскільки струм $I_{\text{кз}}^{(1)}$ на шинах 35 кВ складає 3,054 кА, що менше 20 кА, то перевірку шин згідно [13] виконувати непотрібно.

Перевірка на коронування проводиться [8].

Розраховується значення напруженості електричного поля (НЕП):

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right),$$

де $m = 0.82$ – коефіцієнт нерівності поверхні проводу;

r_o – радіус.

$$E_o = 30.3 \cdot 0.82 \cdot (1 + 0.299 / \sqrt{0.57}) = 34.686 \text{ кВ / см.}$$

НЕП:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_o}},$$

де $U_{\text{max}} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 35 = 38.5 \text{ кВ}$;

D_{cp} – відстань між фазами середньо-геометрична:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між сусідніми фазами, см.

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D = 1.26 \cdot 150 = 189 \text{ см.}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 38.5}{0.57 \cdot \lg(189/0.57)} = 9.486 \text{ кВ / см.}$$

Умова перевірки проводів (на коронування):

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_o,$$

$1.07 \cdot 9.486 = 10.15 \text{ кВ / см} \leq 0.9 \cdot 34.686 = 31.217 \text{ кВ / см}$ - умови задовольняються.

4.6.2 Вибір жорстких шин 10 кВ

Вибираємо за:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}},$$

де $I_{\text{max}} - I_{\text{макс}}$ струм шини у режимі роботи ЕМ, для 10 кВ:

$$I_{max} = 0,274 \text{ кА};$$

$I_{доп}$ – допустимий струм шини, кА;

З [7], для 10 кВ ПС вибираємо алюмінієві шини прямокутного сичення, розмір яких 30×4 м, з $I_{доп}$:

$$I_{доп\ ном} = 365 \text{ А.}$$

Значення $I_{доп}$ до температурних умов:

$$I_{доп} = I_{доп,ном} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{тр.доп} - \theta_0}{\theta_{тр.доп} - \theta_{0,ном}}} = 365 \cdot \sqrt{\frac{70 - 9.9}{70 - 25}} = 421.82 \text{ А,}$$

де $\theta_{0,ном} = 25^\circ \text{C}$ – температура навколишнього середовища [8];

$\theta_{т.доп} = 70^\circ \text{C}$ – тривало допустима t шини [7];

$\theta_0 = 9,9^\circ \text{C}$ – середньорічна t навколишнього середовища для місцевості.

4.7 Вибір ізоляторів

В РП струмоведучі частини відділяють від обладнання, працівників та конструкцій за допомогою ізоляторів. Вибір ізоляторів 10 кВ виконаємо по $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, перевіримо по допустимому навантаженню.

За значенням $U_{ном}$ з [14] вибираємо ізолятор *полімерний* марки *ОНШ-4-80-215-4*.

$$U_{РП} = 10 \text{ кВ} = U_{ном.ізол.} = 10 \text{ кВ.}$$

Ізолятор відповідає нормам, при виконанні умови:

$$F_{розр} \leq F_{доп},$$

де $F_{розр}$ - діюча сила на ізолятор, Н;

$F_{доп}$ - навантаження на ізолятор, Н.

При горизонтальному розміщенні ізоляторів сила, яка буде діяти на ізолятор:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{4379^2}{1} \cdot 0.866 \cdot 10^{-7} = 2.876.$$

Допустиме навантаження ізолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн}} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н},$$

де $F_{\text{руйн}} = 4000$ - значення сили, за якої буде руйнація ізолятора [14], Н.

Умови механічної міцності:

$$2.876 \leq 2400.$$

На 35 кВ РП, згідно [8], шини приєднуємо до арматури.

4.8 Вибір ТВП

Згідно [6] на 2-х трансформаторних ПС встановлюються 2 трансформатори власних потреб (ТВП). При цьому враховують резерв потужності, але не більше 630 кВА. ТВП живлять різні рівні відповідальності з різною тривалістю електроспоживання.

Споживачі ВП ПС залежать від типу ПС, потужності трансформаторів, обладнання.

Відповідальними споживачами ПС є:

- система зв'язку;
- оперативні кола;
- система охолодження трансформаторів;
- телемеханіки;
- система пожежогасіння;
- аварійне освітлення.

Потужність споживачів ВП мала, тому споживачі ВП приєднуються до електричної мережі 0,4 / 0,22 кВ, що живиться від трансформаторів (ТВП).

Потужність ТВП вибирається по навантаженню ВП з урахуванням коефіцієнта одночасності та коефіцієнта завантаження.

Споживачі ВП ПС представлені в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 - Перелік споживачів ВП ПС

Вид споживача	P_s кВт	Q_s кВАр
Охолодження ТМ-1250/35	2x2	-
Живлення протиконденсатних обігрівачів	3	-
Зарядно-підзарядний агрегат	46	20.3
Зовнішнє освітлення	15	-
Живлення шафи ШОТ	10	9
Постійно ввімкнені вимірювальні прилади	2	-
Перетворювальна апаратура для оперативного зв'язку	7.5	2.9
Вентиляцій, обігрів та освітлення закритого розподільчого пристрою 10 кВ	5	-
Вентиляцій, обігрів та освітлення ЗПК	20	
Всього	113,5	32,2

Потужність ВП:

$$S_{нав.вп} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{113.5^2 + 32.2^2} = 117.979 \text{ кВА.}$$

Потужність ВП:

$$S_{ТВП.ПОЗР} = K_{п} \cdot \frac{S_{нав.вп}}{1.4} = 0.8 \cdot \frac{117.979}{1.4} = 67.417 \text{ кВА,}$$

де $k_n = 0.8$ – коефіцієнт попиту [8].

З [11] 2 трансформатори ВП: ТСП-100/10. Паспортні дані трансформаторів ВП представлені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Паспортні дані ТВП

Тип	$S_{ном}$ кВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, Вт		u_k %	i_x %
		ВН	НН	P_k	P_x		
ТСП-100/10	100	10	0,4	1700	440	4	3

ТВП встановлюємо по 1 на кожну секцію *НН 10кВ*. Їх загальна кількість буде дорівнювати 2 шт.

4.9 Вибір акумуляторних батарей

Встановлюються акумуляторні батареї (АБ), необхідні для:

- Автоматизації
- сигналізації блокування аварійного освітлення
- подачі живлення на кола керування

Згідно [6] понижуючих *ПС 110–35 кВ* на ПС з постійним струмом встановлюють 1 АБ.

Число елементів АБ:

$$n_0 = \frac{U_{ШВП}}{U_{ПЗ}} = \frac{230}{2,23} = 103 \text{ елементи ,}$$

де $U_{ШВП} = 230$ - напруга на шинах *ВН*, *В*;

$U_{ПЗ} = 2,23$ - напруга на клеммах АБ, *В*.

Кількість елементів АБ в режимі максимального заряду:

$$n = \frac{U_{ШВП}}{U_3} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ елементів ,}$$

де $U_3 = 2,6$ - напруга на клеммах повністю зарядженої АБ, *В*.

В аварійному режимі розряду, напруга зменшується до 1,75 *В*, під'єднується:

$$n = \frac{U_{ШВП}}{U_{АР}} = \frac{230}{1,75} = 131 \text{ елемент ,}$$

де $U_{АР} = 1,75$ - напруга на клеммах АБ у режимі аварійного розряду, *В*.

Умовою вибору АБ є потрібне значення струму в кінці циклу розрядки. В даному випадку це значення становить 25 *А*, [8].

З [16] вибираємо свинцево-кислотну батарею *VARTA Vb2305*. Дані занесені в таблиці 4.12.

Таблиця 4.12 - Параметри АБ

Назва батареї	Ємність, C_{10} , А·год	Струм в кінці 30 хв розряду, при $U_{\text{кон}} = 1,75 \text{ В/ел.}$, А	Струм в кінці 10 год розряду, при $U_{\text{кон}} = 1,75 \text{ В/ел.}$, А
VARTA Vb2305	250	222	25,4

4.10 Вибір запобіжників

Запобіжниками здійснюють захист ТН на 35 кВ та 10кВ.

$$I_{\text{номТН-35}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 0.016 \text{ А.}$$

$$I_{\text{номТН-10}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0.058 \text{ А.}$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність ТН, ВА;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга шин, В.

За значенням $U_{\text{ном}}$ вибираємо запобіжник марки ПКТ-101-10-2-31.5У3.

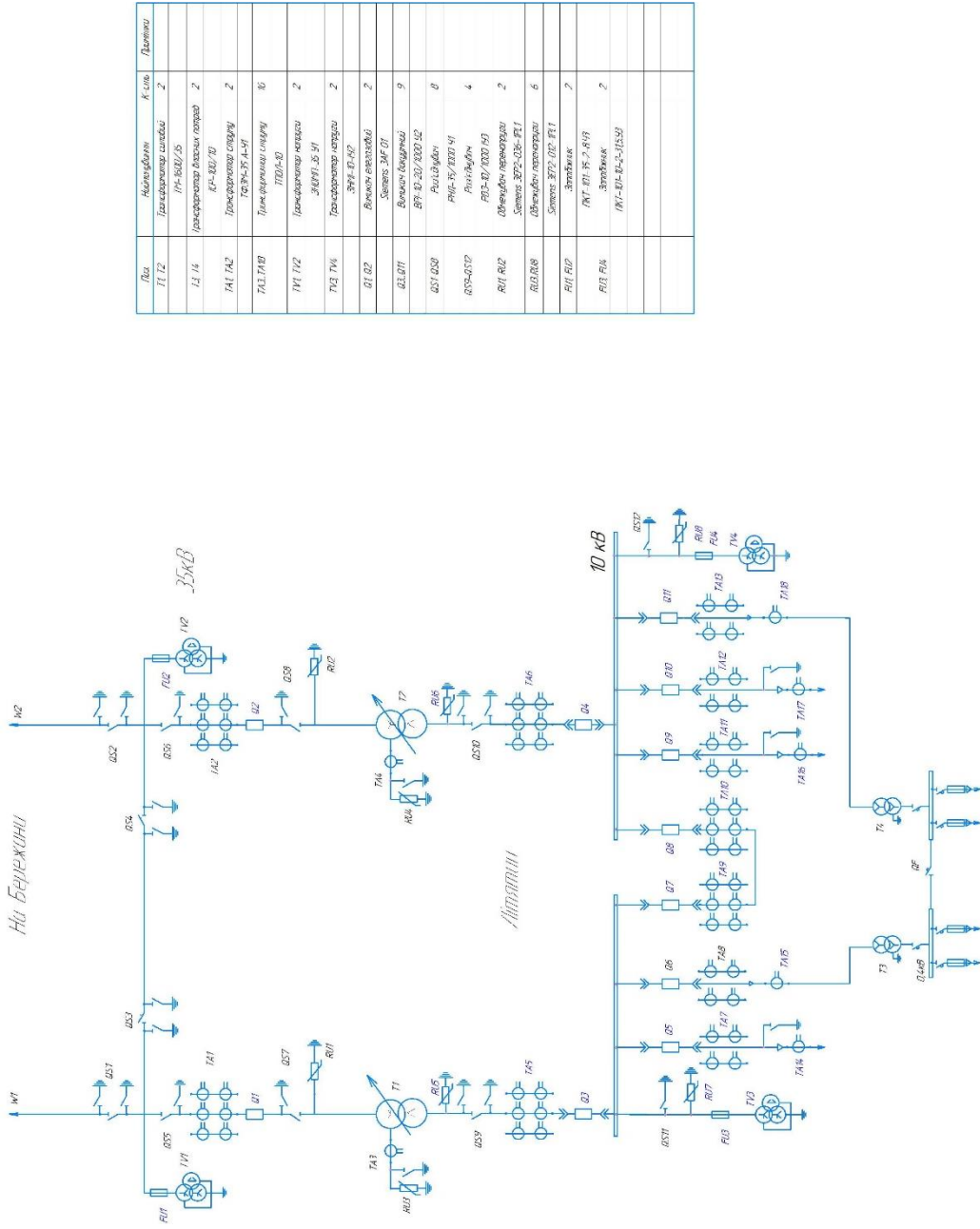
Дані занесені в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Вибір запобіжників

Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ101-35-2-8 УЗ
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.ТН}} = 0,016 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 2 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 1,31 \text{ кА}$	$I_{\text{вст}} = 8 \text{ кА}$
Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ-101-10-2-31.5У3
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.ТН}} = 0,058 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 2 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 2,98 \text{ кА}$	$I_{\text{вст}} = 31,5 \text{ кА}$

На рис. 4.5 показано схему електричну принципову підстанції 35/10 кВ «Літятин».

Зведена відомість обладнання показана в табл. 4.14.



Поз.	Назва обладнання	К-сть	Видовий
Т1, Т2	Трансформатори самонаві	2	ІМ-800/35
Л1, Л4	Трансформатори масляні керує	2	ЛТ-100/10
РА1, РА2	Джерела живлення ступеня	2	ТДЖ-35 А-У
ТЛ1, ТЛ2	Трансформатори керує	10	ТДЖ-35
ПМ1, ПМ2	Промислові мотори	2	3АВ112, 3АУ
ТЛ2, ТЛ4	Трансформатор керує	2	3АУ-10, А2
О1, О2	Вимикач електричний	2	Синтез, ЗМФ-01
О3, О7	Вимикач електричний	9	ВМ-10, 20/1000, 102
О5, О8	Вимикач електричний	8	ВМ-10, 20/1000, 102
О10, О12	Вимикач електричний	4	ВМ-10, 20/1000, 102
РА1, РА2	Джерела живлення керує	2	Синтез, ЗПР-030-Р1,1
РА3, РА4	Джерела живлення керує	6	Синтез, ЗПР-030-Р1,1
РА11, РА12	Джерела живлення керує	2	Синтез, ЗПР-030-Р1,1
РА3, РА4	Джерела живлення керує	2	Синтез, ЗПР-030-Р1,1

Рис. 4.5 - Схема електрична принципова підстанції 35/10 кВ «Літятин»

Таблиця 4.14 – Зведена відомість обладнання

<i>Поз.</i>	<i>Найменування</i>	<i>К-сть</i>	<i>Примітки</i>
<i>T1, T2</i>	<i>Трансформатор силовий</i>	<i>2</i>	
	<i>ТМ-1600/35</i>		
<i>T3, T4</i>	<i>Трансформатор власних потреб</i>	<i>2</i>	
	<i>ІСР-100/10</i>		
<i>ТА1, ТА2</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>2</i>	
	<i>ТФЗМ-35 А-У1</i>		
<i>ТА3...ТА18</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>16</i>	
	<i>ТПОЛ-10</i>		
<i>TV1, TV2</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ЗНОМП-35 У1</i>		
<i>TV3, TV4</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ЗНМІ-10-ІУ2</i>		
<i>Q1, Q2</i>	<i>Вимикач елегазовий</i>	<i>2</i>	
	<i>Siemens 3AF 01</i>		
<i>Q3...Q11</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>9</i>	
	<i>ВРІ-10-20/1000 У2</i>		
<i>QS1-QS8</i>	<i>Роз'єднувач</i>	<i>8</i>	
	<i>РНД-35/1000 У1</i>		
<i>QS9-QS12</i>	<i>Роз'єднувач</i>	<i>4</i>	
	<i>РВЗ-10/1000 ІУ3</i>		
<i>RU1, RU2</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>2</i>	
	<i>Siemens 3EP2-036-1PL1</i>		
<i>RU3...RU8</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>6</i>	
	<i>Siemens 3EP2-012-1PL1</i>		
<i>FU1, FU2</i>	<i>Запобіжник</i>	<i>2</i>	
	<i>ПКТ-101-35-2-8.У3</i>		
<i>FU3, FU4</i>	<i>Запобіжник</i>	<i>2</i>	
	<i>ПКТ-101-10-2-31,5.У3</i>		

4.11 Висновки до розділу 4

1. Проведено вибір схеми електричних з'єднань: *РП–35кВ - “ Два блока лінія – трансформатор з вимикачем в колі ліній і неавтоматичною перемичкою з боку ліній »* та *РП–10 кВ - “Одна одинока, секціонована вимикачем система шин”*.
2. Проведені розрахунки і вибір обладнання для РП 35 кВ та 10 кВ .

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Вимоги до заземлення станції та підстанції

На станціях і підстанціях виконуються заземлення:

- захисне;
- робоче;
- грозозахист.

Вимоги, що пред'являються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [9] до захисного заземлення електроустановки, залежать від режиму мережі, в якій вона працює.

У відповідності з різними значеннями струму і його тривалості до опору захисного заземлення пред'являються різні вимоги.

Захисне заземлення на станціях і підстанціях необхідно виконувати у всіх випадках для всіх установок змінної і постійної напруги 500 В і вище.

Для установок напругою нижче 500 В захисне заземлення здійснюється лише в приміщеннях з підвищеною небезпекою, особливо небезпечних і в зовнішніх установках, за винятком установок змінного струму 36 В і нижче.

Для робочих та захисних заземлень установок усіх напруг використовується загальний заземлювач.

Вимоги до захисного заземлення в більшості випадків перебивають вимоги до робочого заземлення (опір заземлення має бути багато меншим опору нульової послідовності).

Металеві елементи, прокладені у землі для інших цілей, але які можливо використовувати в якості електродів заземлювача: грозозахисні заземлення опор ліній з опором 10 - 30 Ом, з'єднані з заземлювачем підстанцій грозозахисним тросом (система трос - опори); металеві оболонки кабелів; водопровідні та інші металеві трубопроводи; металеві конструкції та арматура залізобетонних конструкцій будівель і споруд, що мають з'єднання з землею і т.д.

Розрахунки показали, що вимоги ПУЕ [9] до обмеження опору не вище 0,5 Ом для захисних заземлень станцій та підстанцій в мережах з заземленою нейтраллю важко виконати, особливо за відсутності природних заземлювачів в ґрунтах з великим питомим опором, а при малогабаритних підстанціях навіть і в хороших ґрунтах .

Тому останнім часом з'явилися пропозиції: розрахунок захисного заземлення станцій та підстанцій в мережах з заземленою нейтраллю виконувати за умовою обмеження напруги на тілі людини до допустимої величини при потенціалі на заземлювачі не вище 10 кВ.

Класифікація типів систем заземлення наводиться в якості основної з характеристик електричної мережі живлення.

Система TN-C (фр. Terre-Neutre-Combine) запропонована німецьким концерном AEG в 1913 році. Робочий нуль і РЕ-провідник (англ. Protection Earth) у цій системі поєднані в один провід. Найбільшим недоліком була можливість появи фазної напруги на корпусах електроустановок при аварійному обриві нуля. Незважаючи на це, дана система все ще зустрічається в спорудах країн колишнього СРСР.

Система TN-S. Поділ нулів в TN-S і TN-C-S. На заміну умовно небезпечної системи TN-C у 1930-х роках була розроблена система TN-S (фр. Terre-Neutre-Separe), робочий і захисний нуль в якій поділялися прямо на підстанції, а заземлювач представляв собою досить складну конструкцію металевої арматури. Таким чином, при обриві робочого нуля в середині лінії, корпусу електроустановок не отримували лінійної напруги. Пізніше така система заземлення дозволила розробити диференціальні автомати та спрацьовують на витік струму автомати, здатні відчувати незначний струм. Їх робота і донині ґрунтується на законах Кірхгофа, згідно з якими протікаючий по фазному проводу струм повинен бути чисельно рівним протікаючому по робочому нулю струму.

Також можна спостерігати систему TN-CS, де поділ нулів відбувається в середині лінії, проте, у разі обриву нульового проводу до точки поділу, корпусу

опиняться під лінійною напругою, що буде представляти загрозу для життя при торканні.

Система TN-C-S. В системі TN-C-S трансформаторна підстанція має безпосередній зв'язок струмоведучих частин з землею. Всі відкриті провідні частини електроустановки будівлі мають безпосередній зв'язок з точкою заземлення трансформаторної підстанції. Для забезпечення цього зв'язку на ділянці трансформаторна підстанція - електроустановки будівлі застосовується суміщений нульовий захисний і робочий провідник (PEN), в основній частині електричного кола - окремий нульовий захисний провідник (PE).

Система TT. В системі TT трансформаторна підстанція має безпосередній зв'язок струмоведучих частин з землею. Всі відкриті провідні частини електроустановки будівлі мають безпосередній зв'язок із землею через заземлювач, електрично незалежний від заземлювача нейтралі трансформаторної підстанції.

Система IT. В системі IT нейтраль джерела живлення ізольована від землі або заземлена через прилади або пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини заземлені. Струм витoku на корпус або на землю в такій системі буде низьким і не вплине на умови роботи приєднаного обладнання. Система IT застосовується, як правило, в електроустановках будинків і споруд спеціального призначення, до яких пред'являються підвищені вимоги надійності та безпеки, наприклад у лікарнях для аварійного електропостачання та освітлення.

Занулення - це навмисне електричне з'єднання відкритих провідних частин електроустановок, що не знаходяться в нормальному стані під напругою, з глухозаземленою нейтральною точкою генератора або трансформатора, в мережах трифазного струму; з глухозаземленим виводом джерела однофазного струму; з заземленою точкою джерела у мережах постійного струму, що виконується в цілях електробезпеки. Захисне занулення є основною мірою захисту у разі непрямого дотику в електроустановках до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю.

5.2 Конструктивне виконання та розрахунок заземлюючих пристроїв

Всі металеві частини електроустановок, які в нормальному режимі роботи не знаходяться під напругою в результаті пошкодження ізоляції, необхідно надійно з'єднати із землею. Таке заземлення є захисним, оскільки його метою є захист обслуговуючого персоналу від небезпечної напруги дотику. Заземлення обов'язкове для всіх електроустановок напругою вище 500 В. В електричних пунктах заземлюються: корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, вторинні обмотки трансформаторів струму (ТС), приводи електричних апаратів, каркаси розподільчих щитів, пультів і т.д.

Заземлюючі пристрої для установки 35 кВ і вище виконують із вертикальних заземлювачів, з'єднувальних смуг, смуг прокладання вздовж рядів обладнання і вирівнюючих смуг прокладання в поперечному напрямі, які складають заземлюючу сітку.

Згідно ПУЕ [9] розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 35 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення

$$R_3 = 0,5 \text{ Ом.}$$

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції, площа якої становить $70 \times 50 \text{ м}^2$.

Для часу $t=0.2 \text{ с}$ допустима напруга дотику [7]

$$U_{\text{доп.}} = 400 \text{ В.}$$

Для підстанції довжина горизонтальних полос заземлення становить:

$$L_2 = 5 \cdot 70 + 10 \cdot 50 = 850 \text{ м.}$$

При

$$a = 5 \text{ м,}$$

довжина вертикального заземлювача

$$L'_z = 5 \text{ м;}$$

$$t = 0.7;$$

$$S_{\text{н.с.}} = 3500 \text{ м}^2.$$

Розрахункові опори верхнього та нижнього шарів землі (грунт – глина) згідно [7]

$$\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_1 = \rho_2 \cdot K_c = 60 \cdot 2 = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

де

$$K_c = 2$$

для горизонтальних електродів.

$$M = 0.62$$

при відношенні згідно [7]

$$\rho_1 / \rho_2 = 2.$$

Товщина верхнього шару землі

$$h_1 = 2 \text{ м.}$$

Коефіцієнт дотику:

$$K_{II} = \frac{M \cdot b}{\left(\frac{L_1 \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0.45}} = \frac{0.62 \cdot 0.57}{\left(\frac{5 \cdot 850}{10 \cdot \sqrt{3500}}\right)^{0.45}} = 0,145$$

де b – коефіцієнт, що визначається в залежності від опору тіла людини

$$b = R_{л} / (R_{л} + R_c) = 1000 / (1000 + 1.5 \cdot 500) = 0.57;$$

Потенціал на заземлювачі

$$U_3 = U_{\text{пр.доп}} / K_{II} = 400 / 0.145 = 2758,62 \text{ В},$$

отже напруга на заземлювач U_3 є в допустимих межах, тобто менша 10 кВ.

Розрахунковий струм замикання на землю:

$$I_3 = I_{\text{по}}^{(1)} = 3054 \text{ А}$$

де $I_{\text{по}}^{(1)}$ - значення струму на шинах високої напруги (ВН) підстанції під час однофазного короткого замикання (КЗ).

Допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3,\text{доп.}} = U_3 / I_3 = 2758.62 / 3054 = 0,903 \text{ Ом.}$$

Діючий план заземлюючого пристрою перетворюємо в квадратну розрахункову модель:

$$\sqrt{S} = \sqrt{70 \times 50} = \sqrt{3500}$$

Визначаємо число комірок на стороні квадрату:

$$m = \frac{Lg}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1,$$

де Lg – довжина горизонтальних полос заземлення.

$$m = \frac{Lg}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{850}{2 \cdot \sqrt{3500}} - 1 = 6.184,$$

Приймаємо

$$m = 7$$

Довжина кола в розрахунковій моделі:

$$Lg = 2 \cdot \sqrt{S_{\text{ПС}}} \cdot (m + 1)$$

$$Lg = 2 \cdot \sqrt{3500} \cdot (7 + 1) = 947 \text{ м}$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{3500}}{7} = 8.452$$

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру при умові $a/L_B=1$:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{L_B \cdot 1} = \frac{\sqrt{3500} \cdot 4}{5} = 47.323 = 48 \text{ штук.}$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_b = N_b \cdot L_B = 48 \cdot 5 = 240 \text{ м.}$$

Відносна глибина:

$$\frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0.7}{\sqrt{3500}} = 0.096 < 0.1, \text{ тоді}$$

$$A = \left(0.385 - 0.25 \cdot \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} \right) = 0.385 - 0.25 \cdot 0.096 = 0.361$$

Для

$$\rho_1/\rho_2 = 2,$$

$$a/L_B = 1;$$

$$\frac{h_1 - t}{L_B} = \frac{2 - 0.7}{5} = 0.26$$

Визначаємо

$$\rho_e / \rho_2 = 1,1,$$

тоді

$$\rho_e = 1,1 \cdot \rho_2 = 1,1 \cdot 60 = 66 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Визначаємо загальний опір заземлювача підстанції:

$$R_3 = A \cdot \rho_e / \sqrt{S} + \rho_e / (L_T + L_b) = 0,361 \cdot \frac{66,6}{\sqrt{3500}} + \frac{66,6}{850 + 240} = 0,467 \text{ Ом}.$$

Напруга дотику:

$$U_{\text{дот.}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 3054 \cdot 0,145 \cdot 0,467 = 206,802 \text{ В}.$$

Отже:

$$R_3 = 0,467 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп.}} = 0,903 \text{ Ом},$$

$$U_{\text{дот.}} = 206,802 \text{ В} < U_{\text{дот.доп.}} = 400 \text{ В}.$$

Розрахунок заземлення виконано правильно.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Метою техніко-економічних розрахунків є визначення порівняльної економічної ефективності варіантів спроектованої мережі та її окремих елементів. В даний час економічним критерієм, згідно якого знаходять найвигідніший варіант, є мінімум зведених затрат, тис.грн/рік [17]:

$$Z = E_H K + B + H,$$

де $E_H=0,12$ – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в основні засоби проектування та будівництва електроенергетичної системи, тис. грн.;

B – річні експлуатаційні затрати, тис. грн.;

H – витрати на відшкодування збитків від недовідпуску електроенергії споживачам та зниження якості електроенергії упродовж року, тис. грн.

Порівнюючи різні варіанти, однакові за надійністю і забезпеченням якості електроенергії, очікувані збитки можна не враховувати.

Розробляємо повні схеми електричних з'єднань спроектованої мережі.

Вибір схеми первинних з'єднань підстанцій є складною техніко-економічною задачею, яку вирішують з урахуванням великої кількості факторів. Схеми підстанцій вибираємо спрощеними.

Одноразові капітальні вкладення на побудову мережі складаються з витрат на побудову лінії K_L та на побудову понижуючих підстанцій $K_{п/ст}$ [17]:

$$K = K_L + K_{п/ст}$$

Капітальні витрати на лінії K_L складаються з витрат на розшукувальні роботи і підготовку траси лінії, установку опор, проводів, ізоляторів, монтажні роботи. Капітальні витрати на лінії розраховують по збільшеним показникам вартості монтажу 1 км лінії.

На лініях (двоколових) приймаємо металеві опори, а одноколові виконуємо на залізобетонних опорах.

В робочі розглядається чотири можливі варіанти розвитку електричної мережі 35 кВ Бережанського району.

Перший варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.1. У цьому варіанті будується одна двоколова лінія Л-9 довжиною 11 км проводом АС-70 з ПС «Бережани» до ПС «Літятин».

Другий варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.2. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-9 довжиною 11 км з ПС «Бережани» до ПС «Літятин» та одноколова лінія Л-10 довжиною 8,85 км з ПС «Привітне» до ПС «Літятин».

Третій варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.3. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-9 довжиною 11 км з ПС «Бережани» до ПС «Літятин» та одноколова лінія Л-11 довжиною 9,1 км з ПС «Козова-35» до ПС «Літятин».

Четвертий варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.4. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-9 довжиною 8,85 км з ПС «Привітне» до ПС «Літятин» та одноколова лінія Л-10 довжиною 9,1 км з ПС «Козова-35» до ПС «Літятин».

Капітальні витрати на лінію [17]:

$$K_l = K_{л0}l,$$

де $K_{л0}$ – питома капіталовкладення в лінію.

Питома капіталовкладення в лінію складає:

- Побудова двокової лінії на залізобетонних опорах вартує 251 тис. грн. на 1 км. лінії;
- Побудова однокової лінії на залізобетонних опорах вартує 187 тис. грн. на 1 км. лінії.

Визначаємо капітальні капіталовкладення на спорудження ЛЕП для кожного з варіантів:

$$K_{Л.В1} = K_{л0.В1} \cdot l_{В1} = 251 \cdot 11 = 2761 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В2} = K_{л0.В2} \cdot l_{В2} = 187 \cdot (11 + 8,85) = 3712 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В3} = K_{л0.В3} \cdot l_{В3} = 187 \cdot (11 + 9,1) = 3759 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В4} = K_{л0.В4} \cdot l_{В4} = 187 \cdot (8,85 + 9,1) = 3357 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні витрати на підстанції складаються із витрат на силові трансформатори та монтаж електроприладів і постійних витрат на підстанції [17]:

$$K_{п/ст} = K_{т} + K_{пв}.$$

Витрати на силові трансформатори становлять:

$$K_{т} = 720 \text{ тис. грн.}$$

Постійні витрати на підстанції становлять [17]:

- для підстанції 110/10 кВ (35/10 кВ) – 210 тис. грн.;
- для підстанції 110/35/10 кВ – 250 тис. грн.

Звідси, капітальні витрати на підстанції складають:

$$K_{п/ст} = K_{т} + K_{пв} = 720 + 210 = 930 \text{ тис. грн.}$$

Капіталовкладення на спорудження варіантів мережі становлять:

$$K_{В1} = K_{Л.В1} + K_{н/см} = 2761 + 930 = 3691 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В2} = K_{Л.В2} + K_{н/см} = 3712 + 930 = 4642 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В3} = K_{Л.В3} + K_{н/см} = 3759 + 930 = 4689 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В4} = K_{Л.В4} + K_{н/см} = 3357 + 930 = 4287 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати B на експлуатацію мережі складаються із відрахувань від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній $B_{л}$ та підстанцій $B_{п/ст}$:

$$B = B_{л} + B_{н/см},$$

де

$$B_{л} = \frac{a_{л} + o_{л}}{100} K_{л};$$

$$B_{н/см} = \frac{a_{н/см} + o_{н/см}}{100} K_{н/см};$$

$a_{л} + o_{л}$ – відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній, %,

$$a_{Л} + o_{Л} = 2,4 + 0,4 = 2,8\%;$$

$a_{n/cm} + o_{n/cm}$ - відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування підстанції,
%,

$$a_{n/cm} + o_{n/cm} = 6,4 + 3 = 9,4\%.$$

Відрахування від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування підстанцій:

$$B_{n/cm} = \frac{a_{n/cm} + o_{n/cm}}{100} K_{n/cm} = \frac{9,4}{100} 930 = 87,4 \text{ тис. грн.}$$

Відрахування від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування лінії:

$$B_{Л1} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л1} = \frac{2,8}{100} 2761 = 77 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л2} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л2} = \frac{2,8}{100} 3712 = 104 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л3} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л3} = \frac{2,8}{100} 3759 = 105 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л4} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л4} = \frac{2,8}{100} 3357 = 94 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати B на експлуатацію мережі:

$$B_1 = B_{Л.1} + B_{n/cm} = 77 + 87,4 = 164,4 \text{ тис. грн.}$$

$$B_2 = B_{Л.2} + B_{n/cm} = 104 + 87,4 = 191,4 \text{ тис. грн.}$$

$$B_3 = B_{Л.3} + B_{n/cm} = 105 + 87,4 = 192,4 \text{ тис. грн.}$$

$$B_4 = B_{Л.4} + B_{n/cm} = 94 + 87,4 = 181,4 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо зведені витрати для кожного з варіантів:

$$З_{B1} = E_H K_{B1} + B_{B1} = 0,12 \cdot 3691 + 164,4 = 607 \text{ тис. грн.}$$

$$З_{B2} = E_H K_{B2} + B_{B2} = 0,12 \cdot 4642 + 191,4 = 748 \text{ тис. грн.}$$

$$З_{B3} = E_H K_{B3} + B_{B3} = 0,12 \cdot 4689 + 192,4 = 755 \text{ тис. грн.}$$

$$З_{B4} = E_H K_{B4} + B_{B4} = 0,12 \cdot 4287 + 181,4 = 696 \text{ тис. грн.}$$

Варіант мережі з меншими розрахунковими витратами приймається до подальшого розгляду. Варіанти вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця відповідних одночасних затрат та щорічних експлуатаційних витрат складає не більше ніж 5%, тобто знаходиться у межах точності виконаних розрахунків. У випадку економічно рівноцінних варіантів виконання мережі надається перевага варіанту з більш високою номінальною напругою мережі, більш простою схемою первинних з'єднань мережі.

Виходячи з техніко-економічного порівняння варіантів, кращим в економічному відношенні є перший варіант, оскільки для нього зведені витрати є найменшими.

Тобто вибрано підстанцію тупикового типу, яка живиться по двох радіальних лініях.

6.2 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t_{\text{ект}}$$

1 варіант:

$$\Delta E = 35,643 \cdot 8760 = 312231,016 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 26,556 \cdot 8760 = 232632,856 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (750 кВА і більше 1-го класу 35 кВ і вище [4]):

$$c = 2,24 \text{ грн.}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_e = \Delta E \cdot c$$

1 варіант:

$$C_e = 312231,016 \cdot 2,24 = 699397,475 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 232632,856 \cdot 2,24 = 521097,598 \text{ тис. грн}$$

Капітальні затрати становлять:

1 варіант:

$$K_1 = 2 \cdot 303 = 606 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$K_2 = 2 \cdot 360 = 720 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

$$C_a = \phi \cdot K,$$

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор:

$$\phi = 0,1.$$

1 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 606000 = 60,6 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 720000 = 72,0 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a$$

1 варіант:

$$C_1 = 699,4 + 60,6 = 760 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 521 + 72,0 = 593 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \left| \frac{720 - 606}{760 - 593} \right| = 0,683 \text{ року.}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ 1600/35. Також встановлення потужнішого трансформатора дасть змогу розширити навантаження в майбутньому.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-1600/35, а не масляного трансформатора ТМ-1000/35 буде становити:

$$E = C_1 - C_2 = |760 - 593| = 167 \text{ тис. грн.}$$

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Питання пожежної безпеки на підстанції 35/10 кВ

Правовою основою діяльності в галузі пожежної безпеки є Конституція України, постанови Верховної Ради України, укази і розпорядження Президента України, постанови та розпорядження Кабінету Міністрів України, рішення органів виконавчої влади, місцевого та регіонального самоврядування, прийняті в межах їх компетенції.

Забезпечення пожежної безпеки є складовою частиною виробничої та іншої діяльності посадових осіб, працівників підприємств, установ, організацій та підприємців. Це відображається у трудових договорах (контрактах) та статутах підприємств, установ та організацій.

Забезпечення пожежної безпеки підприємств, установ та організацій покладається на їх керівників і уповноважених ними осіб, якщо інше не передбачено відповідним договором.

Забезпечення пожежної безпеки при проектуванні та забудові населених пунктів, будівництві, розширенні, реконструкції та технічному переоснащенні підприємств, будівель і споруд покладається на органи архітектури, замовників, забудовників, проектні та будівельні організації.

Забезпечення пожежної безпеки в жилих приміщеннях державного, громадського житлового фонду, фонду житлово-будівельних кооперативів покладається на квартиронаймачів і власників, а в жилих будинках приватного житлового фонду та інших спорудах, на дачах і садових ділянках - на їх власників або наймачів, якщо це обумовлено договором найму.

До компетенції центральних органів виконавчої влади в галузі пожежної безпеки належить:

- проведення єдиної політики в галузі пожежної безпеки;

- визначення основних напрямів розвитку науки і техніки, координація державних, міжрегіональних заходів і наукових досліджень у галузі пожежної безпеки, керівництво відповідними науково-дослідними установами;
- розробка та затвердження державних стандартів, норм і правил пожежної безпеки;
- встановлення єдиної системи обліку пожеж;
- організація навчання спеціалістів у галузі пожежної безпеки, керівництво пожежно-технічними навчальними закладами;
- оперативне управління силами і технічними засобами, які залучаються до ліквідації великих пожеж;
- координація роботи щодо створення і випуску пожежної техніки та засобів протипожежного захисту, встановлення державного замовлення на їх випуск і постачання;
- співробітництво з органами пожежної безпеки інших держав.

Вирішення всіх інших питань у галузі пожежної безпеки, не віднесених цим Законом до компетенції центральних органів виконавчої влади, належить до компетенції місцевих органів виконавчої влади, органів місцевого та регіонального самоврядування.

Власники підприємств, установ та організацій або уповноважені ними органи, а також орендарі зобов'язані:

- розробляти комплексні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки, впроваджувати досягнення науки і техніки, позитивний досвід;
- відповідно до нормативних актів з пожежної безпеки розробляти і затверджувати положення, інструкції, інші нормативні акти, що діють у межах підприємства, установи та організації, здійснювати постійний контроль за їх додержанням;
- забезпечувати додержання протипожежних вимог стандартів, норм, правил, а також виконання вимог приписів і постанов органів державного пожежного нагляду;

- організовувати навчання працівників правил пожежної безпеки та пропаганду заходів щодо їх забезпечення;
- у разі відсутності в нормативних актах вимог, необхідних для забезпечення пожежної безпеки, вживати відповідних заходів, погоджуючи їх з органами державного пожежного нагляду;
- утримувати в справному стані засоби протипожежного захисту і зв'язку, пожежну техніку, обладнання та інвентар, не допускати їх використання не за призначенням;
- створювати у разі потреби відповідно до встановленого порядку підрозділи пожежної охорони та необхідну для їх функціонування матеріально-технічну базу;
- подавати на вимогу державної пожежної охорони відомості та документи про стан пожежної безпеки об'єктів і продукції, що ними виробляється;
- здійснювати заходи щодо впровадження автоматичних засобів виявлення та гасіння пожеж і використання для цієї мети виробничої автоматики;
- своєчасно інформувати пожежну охорону про несправність пожежної техніки, систем протипожежного захисту, водопостачання, а також про закриття доріг і проїздів на своїй території; проводити службове розслідування випадків пожеж.

Обов'язки сторін щодо забезпечення пожежної безпеки орендованого майна повинні бути визначені у договорі оренди.

Підприємства, установи та організації незалежно від форм власності, які виробляють продукцію протипожежного призначення та надають послуги, пов'язані з запобіганням або ліквідацією пожеж, звільняються від сплати податків на прибуток у межах обсягу виконаних робіт.

Підприємства, установи та організації, які мають або утримують пожежні команди з виїзною пожежною технікою, частково звільняються від сплати

податків на прибуток (50 відсотків коштів, що витрачаються на утримання цих команд).

На підприємстві, в установі та організації з кількістю працюючих 50 і більше чоловік рішенням трудового колективу створюється пожежно-технічною комісією. У виняткових випадках її функції може виконувати комісія з охорони праці. Типове положення про пожежно-технічну комісію затверджується Міністерством України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи.

Повноваження в галузі пожежної безпеки асоціацій, корпорацій, концернів, інших виробничих об'єднань визначаються їх статутами або договорами між підприємствами, що утворили об'єднання. Для виконання делегованих об'єднанню функцій в його апараті створюється служба пожежної безпеки.

7.2 Заходи щодо техніки безпеки при монтажі електроустаткування

Методи і способи безпечного виробництва електромонтажних і пусконаладжувальних робіт визначаються в ППР, які розробляють для кожного об'єкту.

На всі види електромонтажних і пусконаладжувальних робіт розробляють і затверджують в установленому порядку інструкції по безпечних методах праці. Це відноситься і до робіт в умовах виробництва не передбаченим правилами або діючими інструкціями.

Всі особи, що беруть участь в електромонтажному і налагоджувальному виробництві вимоги, що порушили правила техніки безпеки, несуть персональну відповідальність в залежності від ступеня і характеру порушення в дисциплінарному, адміністративному або кримінальному порядку. Знаходження посторонніх осіб, а також працівників в нетверезому стані на території монтажного майданчика, виробничих, санітарно-побутових приміщеннях і на робочих місцях забороняється. Електромонтажному і

налагоджувальному персоналу незалежно від розряду, кваліфікації і групи по електробезпеці забороняється проводити будь-які роботи, що відносяться до експлуатації електроустановок на будівельному майданчику. Підключення (і відключення) кабелів і проводів до цих електроустановок вирішується тільки після спеціального допуску з боку персоналу, який обслуговує ці установки, відповідно до вказівок.

Дроти і кабелі, прокладені на висоті менш 2,5 м мають бути захищені від механічних пошкоджень. При монтажі електричних мереж і апаратів приймаються заходи, що виключають випадкову подачу на них напруги, зокрема шляхом зворотної трансформації напруги.

У електромонтажній і пусконалагоджувальній організаціях призначається особа, відповідальна за електрогосподарство, зобов'язана забезпечити його безпечну експлуатацію відповідно до ПТЕ і ПТБ. Цей фахівець повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV в електроустановках напругою вище 1000 В.

Розпаковування і розконсервовування устаткування, яке підлягає монтажу, необхідно проводитися в зоні, вказаній в ППР, на стелажах або підкладках заввишки не менше 100 мм. Великогабаритні деталі апаратів, машин і механізмів на міжповерхових перекриттях необхідно розміщувати в строгій відповідності з вказівками ППР. Звільняти вантажно-піднімачі, які утримують монтажне устаткування, можна лише після установки прокладок і остаточного закріплення устаткування на опорах і фундаментах. Кріплення підйомних пристосувань до будівельних конструкцій вирішується в місцях, вказаних в ППР і узгоджених з будівельною організацією. Кріплення устаткування і його окремих елементів тимчасовими дротяними підвісками, болтами меншого, ніж потрібний, діаметру, а також іншими випадковими кріпильними матеріалами забороняється.

При установці і фіксації контрольними шпильками кришок підшипникових і лобових щитів електричних машин перевіряти збіг отворів пальцями забороняється. Слід остерігатися потрапляння пальців в місця роз'єму

щита. Визначати збіг отворів частин машин, що сполучаються, можна тільки з допомогою монтажних пристосувань. Розвантаження і транспортування до місця монтажу трансформаторів слід проводити по спеціально розробленому ППР.

До роботи на електромережах і електроустановках допускаються особи, що мають посвідчення про присвоєння ним відповідної кваліфікаційної групи по електробезпеці. Посвідчення видається після складання іспиту на знання "Правил експлуатації електроустановок споживачів", "Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів" та інструкцій стосовно професії або посади. Особи, що працюють на контактних мережах кар'єрів, додатково повинні скласти іспит по "Правилах техніки безпеки і виробничої санітарії при експлуатації контактної мережі електрифікованих залізниць, пристроїв електропостачання, автоблокування".

Особи, обслуговуючі електроустановки, при виконанні робіт повинні мати при собі посвідчення про присвоєння кваліфікаційної групи. Особам, яким дозволено виконання спеціальних робіт (роботи верхолазів, роботи під напругою, випробування устаткування підвищеною напругою і т.п.), повинні мати про це запис в посвідченні. Перелік спеціальних робіт з урахуванням місцевих умов має бути затверджений керівництвом підприємства.

Оперативні перемикання, технічне обслуговування і ремонт електроустановок кар'єрів проводить електротехнічний персонал: оперативний, оперативно-ремонтний і ремонтний. До оперативного персоналу відносяться чергові підстанцій і розподільчих пристроїв. Оперативний персонал безпосередньо підкоряється енергетикові зміни (енергодиспетчерові) кар'єру (копальні) або іншій особі з керівних працівників і фахівців енергослужби. Енергетиками зміни (енергодиспетчерами) мають бути особи, що мають спеціальну вищу або середню технічну освіту і кваліфікаційну групу V.

До оперативно-ремонтного персоналу відносяться:

- електротехнічний персонал гірських ділянок, який виконує обслуговування і ремонт електроустановок і мереж ділянки і допущений до проведення оперативних перемикачів в межах обслуговування;
- чергові електрики і енергетики зміни (енергодиспетчери);
- електротехнічний персонал, підлеглий безпосередньо відповідальному за електрогосподарство кар'єру (копальні);
- персонал, що входить до складу екіпажів електрифікованих гірничо-транспортних машин і комплексів (машиністи, помічники машиністів і електрики, що мають відповідні кваліфікаційні групи). Машиністи, помічники машиністів гірських машин (комплексів) мають право проводити електротехнічні роботи в об'ємі, встановленому відповідно до ДНАОП 1.2.90-1.01-94 "Правила безпеки при розробці родовищ корисних копалин відкритим способом".

До ремонтного персоналу відноситься електротехнічний персонал кар'єру (копальні), ділянки, який виконує ремонт (монтаж, наладку і випробування) електроустаткування гірських машин, механізмів і електричних мереж.

Організаційні і технічні заходи при експлуатації електроустановок кар'єру виконуються в строгій відповідності з "Правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів".

Роботи в електроустановках проводяться по наряду-допуску, розпорядженню, порядку поточної експлуатації. Наряд-допуск – це завдання на безпечне виконання роботи, оформлене на спеціальному бланку встановленої форми і включає: зміст, місце роботи, час її початку і закінчення, умови безпечного проведення, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку при виконанні роботи.

Розпорядження - це завдання на виконання роботи, включає її зміст, місце, час, заходи безпеки (якщо вони потрібні) і осіб, яким доручено її виконання. Розпорядження може бути передане безпосередньо або за допомогою засобів зв'язку з подальшим записом в оперативному журналі.

Розпорядження має разовий характер. Термін його дії залежить від тривалості робочого дня виконавців.

Поточна експлуатація - це проведення оперативним (оперативно-ремонтним) персоналом самостійно, на закріпленій за ним ділянці протягом однієї зміни, робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації.

Право видачі нарядів-допусків і розпоряджень надається особам електротехнічного персоналу підприємства, уповноваженим на це розпорядження особи, відповідальної за електрогосподарство підприємства, підрозділи. Вказані особи повинні мати кваліфікаційну групу V (в установках напругою до 1000 В - не нижче IV).

Право давати розпорядження на виконання ряду робіт, перелік яких визначається особою, відповідальною за електрогосподарство підприємства, надається також особам оперативного і оперативно-ремонтного персоналу з кваліфікаційною групою не нижче IV.

Список осіб, які можуть призначатися відповідальними керівниками і відповідальними за виконання робіт по нарядах-допусках і розпорядженнях, а також що спостерігають за виконанням робіт, затверджується відповідальним за електрогосподарство підприємства, підрозділи.

При виконанні робіт по наряді-допуску або розпорядженню із записом в оперативному журналі обов'язково того, хто допускає, виконують:

- на екскаваторі - машиніст екскаватора або спеціально призначена особа;
- у розподільних пристроях і пересувних трансформаторних підстанціях - особа оперативного і оперативно-ремонтного персоналу або особа, спеціально на це уповноважена, з кваліфікаційною групою не нижче IV;
- на перемикаючих пунктах і комплектних трансформаторних підстанціях, до яких підключені екскаватори, бурові верстати - машиністи цих гірських машин з кваліфікаційною групою не нижче IV або особи оперативного або оперативно-ремонтного персоналу з їх повідомленням.

7.3 Дія електричного струму на персонал, що експлуатує об'єкти енергетики.

Електричний струм небезпечний для життя. З метою запобігання нещасним випадкам від ураження електричним струмом при використанні електричних пристроїв (приладів) у побуті та на роботі необхідно дотримуватись основних вимог безпеки:

- дозволяється використовувати електричні побутові пристрої тільки заводського виготовлення дозвленої потужності, які відповідають вимогам Правил безпеки. Забороняється використовувати нестандартні або виготовлені власноруч нагрівальні або опалювальні пристрої;

- перед початком роботи ознайомтесь з керівництвом з експлуатації електричного пристрою;

- перед вмиканням електричних побутових пристроїв необхідно перевіряти цілісність електричних шнурів, електричних вилок та розеток;

- вмикати в електромережу можна лише справні електричні пристрої;

- не допускайте попадання вологи всередину електричних пристроїв;

- у аварійних випадках негайно відключіть електричний пристрій від електромережі;

- технічне обслуговування електричних пристроїв передбачене інструкцією з експлуатації (прибирання пилу, очистка фільтрів, заміна елементів тощо) та їх переміщення необхідно виконувати після відключення пристроїв від електромережі.

ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ:

- вмикати в мережу електричні прилади та пристрої, потужність яких перевищує дозволена для даного будинку (квартири) та передбачену Договором на електропостачання;

- торкатися руками відкритих струмовідних частин електричних пристроїв підключених до електромережі;

- торкатися електричних пристроїв, що підключені до електромережі, мокрими руками;
- накривати опалювальний пристрій під час роботи;
- закривати чи засмічувати вентиляційні отвори в корпусі електричного пристрою;
- використовувати електричний пристрій безпосередньо поряд з ванною, душем чи басейном;
- розташовувати поруч з включеними електроприладами легкозаймисті речовини та предмети;
- проводити ремонт дахів будівель, збирання врожаю фруктових дерев, якщо під час проведення таких робіт можливе наближення до проводів повітряних ліній електропередач на відстань менше 1 метра;
- проводити обрізку гілля дерев та вилазити на дерева гілля яких торкається проводів повітряних ліній електропередач.
- використовувати нестандартні або виготовлені власноруч електричні пристрої;
- самостійно проводити будь який ремонт електричних пристроїв пов'язаний з розбиранням корпусу, а також вносити у конструкцію будь які зміни. Ремонт необхідно проводити у спеціалізованих сервісних центрах;

Пожежна безпека у побуті

Слід запам'ятати й виконувати основні вимоги пожежної безпеки:

- електронагрівальні прилади, телевізори, радіоприймачі, інші побутові електроприлади й апаратура повинні вмикатися в електромережу тільки за допомогою справних штепсельних вилок та електророзеток заводського виготовлення;
- температура зовнішньої поверхні електроопалювальних приладів у найбільш нагрітому місці в нормальному режимі роботи не повинна перевищувати 85°C;
- відстань від приладів електроопалення до горючих матеріалів має становити не менше 0,25 м.

Не дозволяється:

- застосовувати для опалення приміщення нестандартне (саморобне) електронагрівальне обладнання або лампи розжарювання;
- користуватися пошкодженими електророзетками, відгалужувальними та з'єднувальними коробками, вимикачами, іншими електровиробами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення або деформування;
- застосовувати кабелі та проводи з пошкодженою ізоляцією або такою, що в процесі експлуатації втратила захисні властивості;
- залишати під напругою кабелі та проводи з неізольованими струмопровідними жилами;
- підвішувати світильники безпосередньо на струмопровідні проводи, обгортати електролампи та світильники папером, тканиною або іншими горючими матеріалами, експлуатувати світильники зі знятими плафонами (розсіювачами);
- залишати без нагляду на виході з приміщення або квартири ввімкнені в електромережу нагрівальні прилади, телевізори, радіоприймачі тощо;
- використовувати побутові електронагрівальні прилади (праски, чайники, електросамовари та ін.) без негорючих підставок;
- використовувати вимикачі, штепсельні розетки для підвішування одягу, інших предметів; заклеювати електропроводку шпалерами або горючими тканинами.

Що слід робити, якщо людина потрапила під напругу?

Якщо людина уражена електричним струмом, необхідно:

Швидко звільнити потерпілого від дії електричного струму, оскільки від тривалості такої дії залежить важкість електротравми, в той же час діяти обережно, щоб не потрапити самому під дію струму. Найбезпечніший спосіб - вимкнути електроустановку, до якої торкається потерпілий за допомогою вимикача, рубильника чи іншого комутаційного апарату.

У разі відсутності такої можливості, необхідно (Увага! При напрузі до 1000В!):

- Перерубати провід, який торкається людини, сокирою або лопатою з сухим дерев'яним держакком.

- Відкинути провід палицею, дошкою чи будь-яким іншим сухим предметом, що не проводить електричний струм. При цьому бажано ізолювати себе від землі, ставши, наприклад, на сухі дошку, пальто чи гумову підстилку.

- Відділити потерпілого від струмопровідних частин, відтягнувши його за одяг, якщо він сухий та відстає від тіла. При цьому слід уникати дотику до металевих предметів і відкритих частин тіла потерпілого.

- В крайньому випадку, коли необхідно доторкнутись до тіла потерпілого, потрібно одягнути діелектричні рукавички або обмотати руку сухим одягом.

Увага! Звільняючи потерпілого від дії електричного струму, слід діяти однією рукою.

Після усунення дії електричного струму, потерпілому слід надати першу допомогу, попередньо викликавши „швидку допомогу”, а також повідомити про випадок черговому диспетчеру району електромереж (телефон диспетчера є на дверях електроустановки, або ж його знають диспетчери служб 101, 102, 103, 109).

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Значення охорони навколишнього середовища

Науково-технічна революція і зв'язаний з нею різкий підйом промислового виробництва приводять до забруднення навколишнього середовища – повітря, води, ґрунту, продуктів харчування. Досягнення науки і техніки, бурхливий розвиток науково-технічної революції, що впливають на всю сферу людської діяльності, вимагають подальшого удосконалювання керування, стилю і методів роботи, підвищення якості й ефективності управлінської праці.

Актуальність охорони навколишнього середовища полягає в тому, що у народному господарстві використовуються і випускаються тисячі хімічних сполук, число яких росте і багато з яких не розкладаються на більш прості нешкідливі продукти, а накопичуються в атмосфері, воді або ґрунті і перетворюються в ще більш токсичні продукти. Велике число сполук, потрапляючи в атмосферу, включаються в її динамічні процеси і потім повертаються до людини, проникаючи в її організм через дихальні шляхи, шкіру й органи травлення.

І хоча кожна речовина надходить у порівняно невеликих кількостях, однак токсичність речовин може бути дуже високою. Крім того, деякі речовини викликають канцерогенні, мутагенні, алергенні й інші наслідки, що виявляються часом через кілька років і навіть у наступних поколіннях. Стабільні сполуки, що випали на ґрунт, проникають у ґрунтові води, входять до складу рослинності, а потім потрапляють у продукти харчування тварин і людини.

Забруднення навколишнього середовища впливає на всі сторони життя – зменшується число сонячних днів, гине рослинність, руйнуються будівельні матеріали, змінюється хімічний склад повітря, води і ґрунту.

Усе це являє серйозну загрозу для здоров'я людини і приводить до підвищеної захворюваності, передчасному старінню, виникненню важких віддалених наслідків і, нарешті, можливим необоротним змінам у майбутніх поколіннях.

Людство вперше за свою історію прийшло до такої ситуації, яку варто розглядати як конфліктну з природним середовищем. Турбота про майбутнє планети, про здоров'я людини диктує необхідність усе більше уваги приділяти запобіганню забруднень біосфери, використанню для цього технологічних, планувальних і санітарно-технічних заходів. Механізація й автоматизація праці вимагають від людей постійного підвищення своєї ділової кваліфікації, більш глибоких знань високих технологій.

Але відомо також, що забруднення більш небезпечні для багатьох живих організмів і рослин, ніж для людей. Виходячи з цього, у майбутньому регламентування вмісту хімічних речовин у навколишньому середовищі буде вестися не тільки із санітарно-гігієнічних, але і з екологічних позицій, а це неминуче приведе до подальшої жорсткості нормованих величин.

Поширення мікроелектроніки, комп'ютерів індивідуального користування, потужних засобів автоматизованої обробки тексту і графічної інформації, високоефективних пристроїв її збереження і пошуку, сучасних засобів зв'язку і мереж електронно-обчислювальних машин дозволяють деяким фахівцям порушувати питання про перспективи створення електронних офісів майбутнього, які будуть екологічно чистими та не будуть негативно впливати на навколишнє середовище.

Робота операторів, програмістів і просто користувачів безпосередньо пов'язана з комп'ютерами, а відповідно з додатковими шкідливими впливами цілої групи факторів, що істотно знижує продуктивність їхньої праці.

Вивчення і вирішення проблем, зв'язаних із забезпеченням здорових і безпечних умов, із охороною навколишнього середовища у якому протікає праця людини – одна з найбільш важливих задач у розробці нових технологій і

систем виробництва. Вивчення і виявлення можливих причин забруднення навколишнього середовища, виробничих нещасних випадків, професійних захворювань, аварій, вибухів, пожеж, і розробка заходів і вимог, спрямованих на усунення цих причин дозволяють створити безпечні і сприятливі умови для праці людини. Комфортні і безпечні умови праці - один з основних факторів, що впливає на продуктивність людей, які працюють з ПЕОМ.

Зараз практично в будь-якому офісі можна знайти комп'ютер. Він значно спрощує процес діловодства, але перш ніж оснащувати цим приладом свій офіс, непогано було б довідатися про нього побільше: ГОСТи, стандарти, вимоги, рекомендації, сумісність, екологічну безпеку і т.д.

8.2 Тенденції розвитку енергопостачання міст і селищ

Структуру енергопостачання міст, формують споживачі енергії і енергоспоживчі процеси. До споживачів енергії відносять жилі будівлі, підприємства і установи комунально-побутового обслуговування і господарства, підприємства суспільного харчування, зв'язку, охорони здоров'я, культури, мистецтва спорту, адміністративно-господарські, учбові, наукові, суспільні і інші організації.

В місцевому комунальному господарстві споживання енергії забезпечують силові і теплові процеси. Практично у всіх містах України на базі місцевих комунальних і районних електростанцій і котельних установок різного типу, склалась система централізованого електропостачання і тепlopостачання населення.

Завдяки газифікації забезпечується централізація паливо-постачання високотемпературних процесів в побуті, суспільному і промисловому секторі. Перехід місцевих теплових установок всіх видів на газоподібне паливо сприяє оздоровлення повітряного басейну і покращенню загального екологічного і санітарного стану міст.

Розвиток енергетики міст на сучасному етапі характеризує наступні основні тенденції :

- Підвищення питомого розходу енергоресурсів на потреби міського господарства;
- Випереджаючі темпи росту електроспоживача;
- Скорочення долі безпосереднього використання палива за рахунок підвищення ролі перетворених видів енергії в задоволення енергетичних потреб міст;
- Покращення екологічних показників виготовлення енергії і енерговикористання;
- Підвищення рівня газифікації і збільшення долі природного газу в паливо – енергетичному балансі міст;
- Ріст концентрації споживання енергії в великих містах, який виражається в підвищенні енергетичної щільності навантаження на 1км² міської території;
- Співвідношення переваг централізованого енергопостачання з децентралізованим теплопостачанням;

Забезпечення надійного і стабільного енергопостачання народного господарства України електричною і тепловою енергією при значному зменшенні шкідливого впливу на оточуюче природне довкілля забезпечується:

- шляхом технічного переоснащення і реконструкції діючих електростанцій, електричних і теплових мереж;
- освоєнням нових технологій спалювання вугілля шляхом створення відповідного обладнання і парогазових установок, в тому числі з внутрішньою газифікацією вугілля;
- введення в число діючих енергоблоків АЕС високої і середньої степені готовності;
- подальший розвиток теплопостачання з комбінованою виробіткою теплової і електричної енергії на ТЕЦ;

- створенням в Україні повного ядерного паливо – енергетичного циклу;
- орієнтацією на забезпечення енергетичним обладнанням вітчизняного виробництва;
- створенням необхідних умов для повного і сучасного забезпечення ТЕС українським вугіллям;
- розширенням обсягів використання нетрадиційних і відновлювальних джерел енергії.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В роботі проведено підвищення ефективності функціонування ЕМ 35/10 кВ Бережанського району ВАТ «Тернопільобленерго» для підвищення її надійності.

Отримано результати:

1. Проведена характеристика мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бережанського району.
2. Проведено розрахунок навантажень ПС «Літятин», яке складає 1,5 МВт, що дало змогу проводити подальший розвиток ЕМ 35 кВ.
3. Запропоновані чотири варіанти розвитку ЕМ 35 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бережанського району та обґрунтовано вибір ПС тупікового типу, що дало зменшити витрати на побудову додаткової ЛЕП.
4. Обґрунтовано встановлення двохтрансформаторної ПС потужністю 3,2 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи провід АС – 70/11 на основні розрахунків навантажень.
5. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ Бережанського району ВАТ «Тернопільобленерго», що дозволить передбачити перевантаження ЛЕП та трансформаторів.
6. Проведено вибір схеми електричних з'єднань: РП – 35 кВ - «*Два блока лінія – трансформатор з вимикачем в колі ліній і неавтоматичною перемичкою з боку ліній*» та РП – 10 кВ - «*Одна одинока, секціонована вимикачем система шин*».
7. Проведені розрахунки і вибір обладнання для РП 35 кВ та 10 кВ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сегеда М.С. Электричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видівництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
2. <http://www.pkfenergo.ru/catalog/10506-transformator?page=2>
3. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: "Высшая школа" 1990. – 366 с. Издание четвертое, переработанное и дополненное.
4. <https://www.toe.com.ua/index.php/component/content/article?id=2>
5. Решетник В.Я. Электричні системи і мережі: Навч. посіб. – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.
6. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. Інститут "Укренергомережпроект". Міністерство енергетики і електрифікації України. Київ. 1994 р.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.
8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
9. Правила улаштування електроустановок. / Міненерговугілля України,. - К., 2017.
10. «Выключатели колонковые элегазовые АВВ» - Справочник покупателя. Издание 2, 2004-03.
11. «АВВ Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.

12. Номенклатурний каталог продукції ВАТ «Запорізький трансформаторний завод». - 40 с.

13. Учеб. пособие для вузов / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985 —312 с, ил.; пер.

14. Номенклатурний каталог «Ізолятори полімерні опорні для електричних апаратів, електрообладнання та розподільчих пристроїв зовнішнього виконання на напругу 10-35 кВ».

15. Каталог продукції ВАТ «Рівненський завод високовольтної апаратури». 2018 – 12 с.

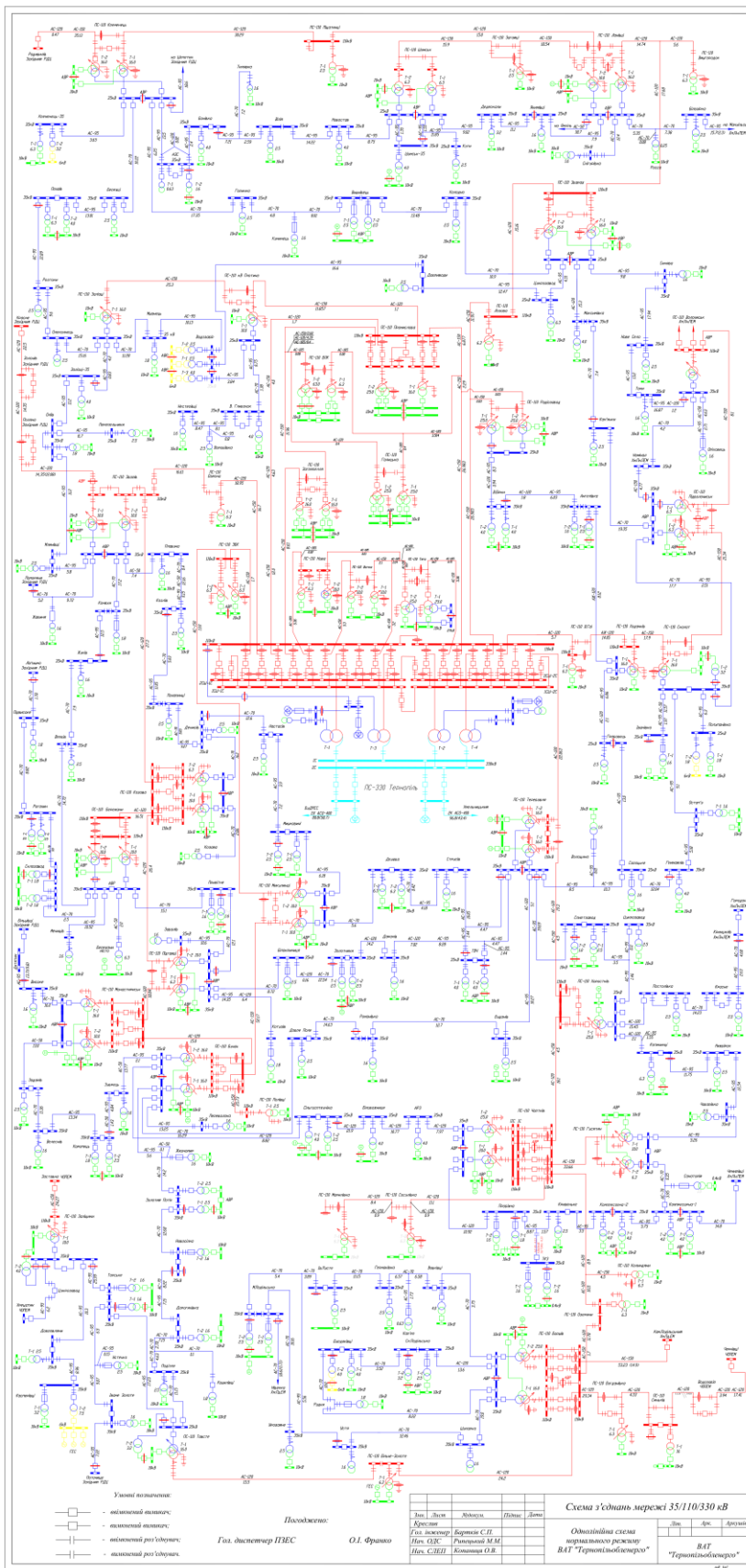
16. Каталог продукції фірми «VARTA».

17. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свіридов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

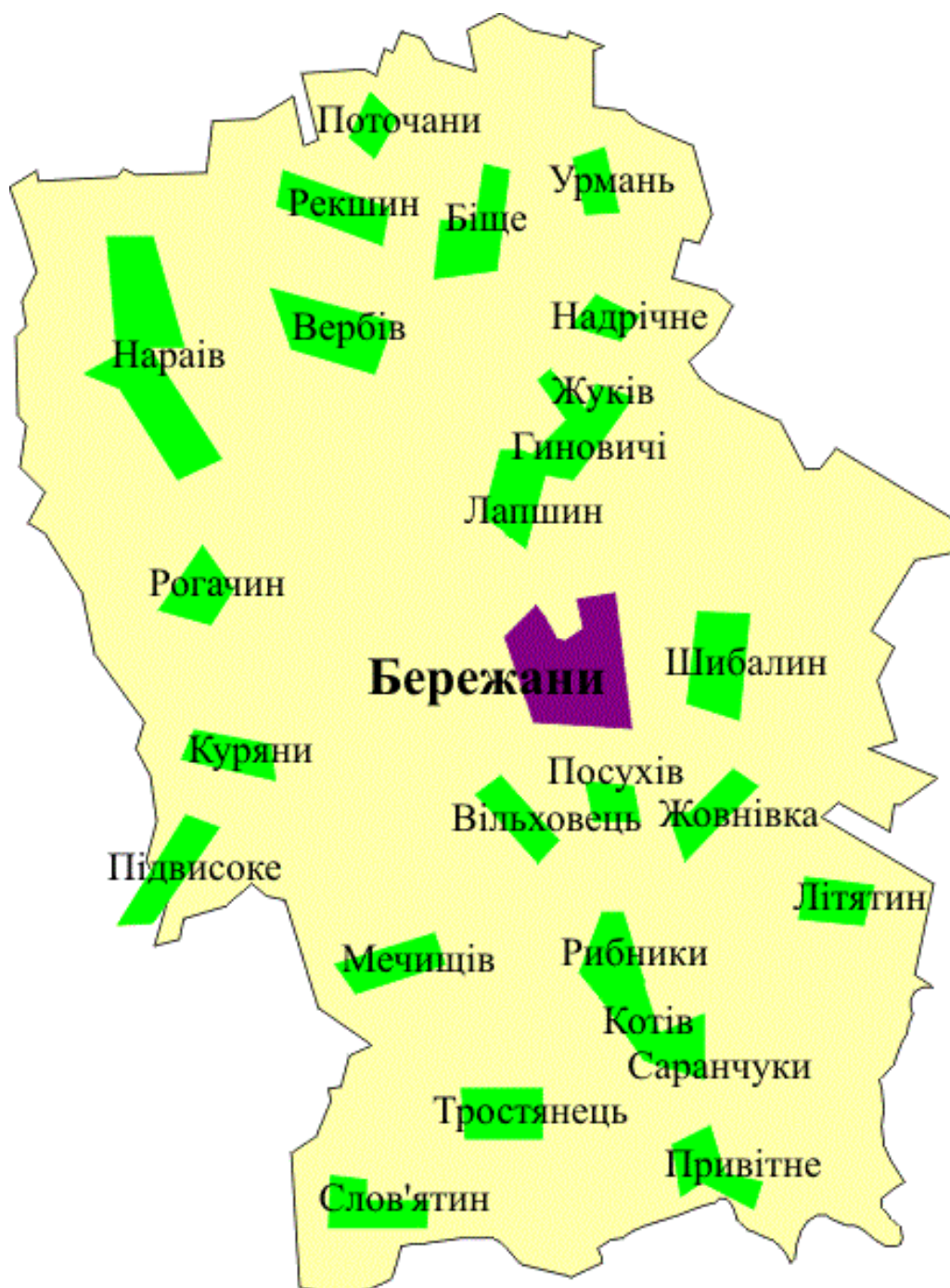
ДОДАТКИ

Додаток А

Однолінійна схема нормального режиму ВАТ "Тернопільобленерго"



Карта населених пунктів Бережанського району



Додаток Д

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-1000 і ТМ-1600

Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням повної потужності силових споживачів

$$S_p := 1770 \text{ кВА}$$

Вибираємо два трансформатори, оскільки споживачі належать до другої та третьої категорії. Так як, трансформатори можуть працювати як в перевантаженому (на 40%), так і в недовантаженому режимі, будемо розраховувати два варіанти:

Перший варіант:

ТМ – 1000

Другий варіант:

ТМ – 1600

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{tr1} := 1000 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

$$S_{tr2} := 1600 \text{ кВА}$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження в нормальному і аварійному режимах:
Перший варіант:

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr1}} = 0.885$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} = 1.264$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr2}} = 0.553$$

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} = 0.79$$

Значення втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, струму холостого ходу, напруги короткого замикання виберемо з табл. 7.[1]. Вартість трансформаторів виберемо із [2]:

Перший варіант:

$$\Delta P_{xx.tr1} := 3.6 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr1} := 16.5 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr1} := 1.4 \%$$

$$U_{kz.tr1} := 6.5 \% \quad C_{tr1} := 303000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 5.1 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 23.5 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 1.1 \%$$

$$U_{kz.tr2} := 6.5 \% \quad C_{tr2} := 360000 \text{ грн}$$

Час включення:

$$t_{vkl} := 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год}$$

Коефіцієнт зміни втрат вибираємо з [3] ст. 86:

$$K_{zm.vtr} := 0.02 \frac{\text{кВт}}{\text{кВАр}}$$

Визначаємо приведені втрати електроенергії:

Перший варіант:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 14 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 65 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 3.88 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 17.8 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 17.821 \text{ кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 35.643 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{vkl} = 312231.016 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (для промислових і прирівняних до них споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і більше 1-го класу 35 кВ і вище [4]:

$$m := 2.24 \text{ грн}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 699397.475 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 17.6 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 104 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 5.452 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 25.58 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 13.278 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 26.556 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 232632.856 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 521097.598 \text{ грн}$$

Капітальні затрати становлять:

По першому варіанті:

$$K_{z.tr1} := 2 \cdot C_{tr1} = 606000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$K_{z.tr2} := 2 \cdot C_{tr2} = 720000 \text{ грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

$$C_a = \phi \cdot K_{z.tr}$$

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

$$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.tr1} = 60600 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} = 72000 \text{ грн}$$

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 759997.475 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 593097.598 \text{ грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} \right| = 0.683 \text{ роки}$$

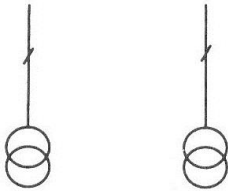
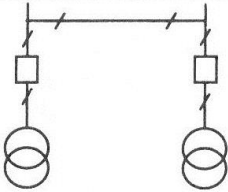
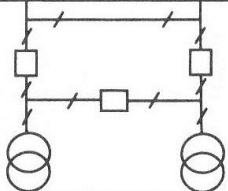
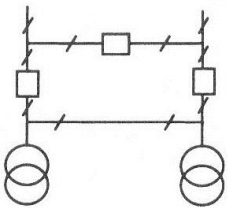
Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ – 1600, оскільки має менші сумарні затрати.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-1600, а не масляного трансформатора ТМ-1000 буде становити:

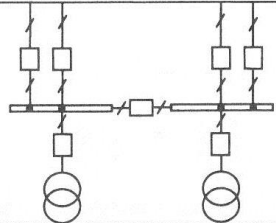
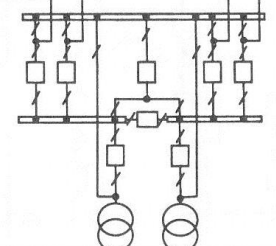
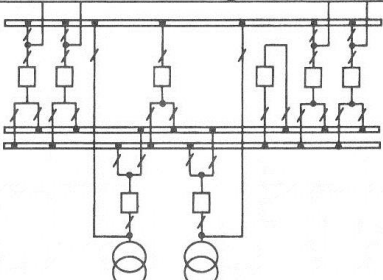
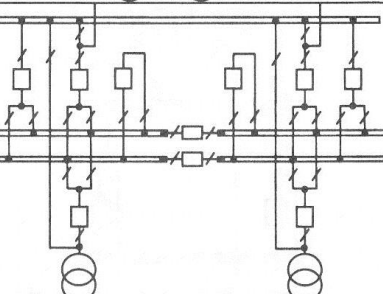
$$E := C_1 - C_2 = 166899.877 \text{ грн}$$

Додаток Е

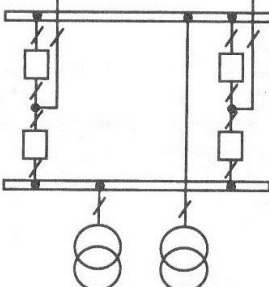
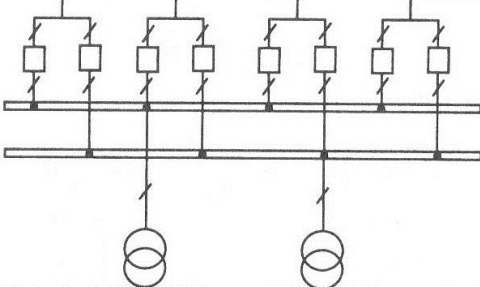
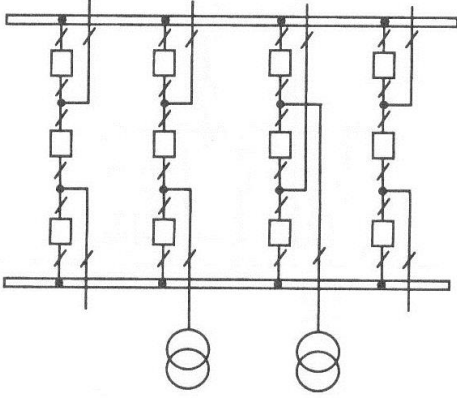
Перелік і сфера застосування схем 10 – 750 кВ

Шифр схеми	Назва схеми	Умовне зображення схеми	Сфера застосування схеми			Додаткові умови
			Напруга, кВ	Сторона	К-сть ліній	
1	2	3	4	5	6	7
110 – 1 150 – 1 220 – 1 330 – 1	Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами		110– 330	ВН	2	1. Тупикові ПС, розташовані в районах із забрудненою атмосферою, що живляться лініями без відгалуження. 2. Охоплення трансформатора лінійним захистом з боку живильного кінця чи пересилання телевідмикального імпульсу
35 – 2 110 – 2 150 – 2 220 – 2	Два блоки лінія- трансформатор з вимикачами і не- автоматичною перемичкою з бо- ку ліній		35 – 220	ВН	2	Тупикові та відгалужувані ПС
110 – 3 150 – 3 220 – 3	Місток з вимика- чами в колах лі- ній і ремонтним сполучником з боку ліній		110 – 220	ВН	2	1. Прохідні ПС за необхідності секціонування ліній. 2. Для ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВ·А включно
35 – 4 110 – 4 150 – 4 220 – 4	Місток з вими- качами в колах трансформаторів і ремонтним спо- лучником з боку трансформаторів		35 – 220	ВН	2	1. Прохідні ПС, якщо необхідне секціонування ліній і збереження транзитивності під час ушкодження трансформатора. 2. Для ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВ·А включно

Продовження додатку Е

1	2	3	4	5	6	7
35 – 5	Одна секціонова вимикачем система шин		35	ВН СН НН	3 і більше	<ol style="list-style-type: none"> Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і СН і НН на ПС 110 – 220 кВ. Допускається на першому етапі розвитку схеми вмикання двох ліній, по одній на кожен секцію.
110 – 6 150 – 6 220 – 6	Одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин		110 – 220	ВН	3 – 6	<ol style="list-style-type: none"> Для вузлових ПС 110–220 кВ. Якщо кількість резервованих ліній не більша від одної на будь-якій секції.
110 – 7 150 – 7 220 – 7	Дві робочі та обхідна системи шин		110 – 220	СН	до 12	<ol style="list-style-type: none"> Для ПС з АТ до 2×200 (2×400) МВ·А. Для ПС з АТ до (4×250) МВ·А допускається застосування двох окремих РП (на кожен пару АТ).
110 – 8 150 – 8 220 – 8	Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиносполучними вимикачами		110 – 220	СН	більше 12	<ol style="list-style-type: none"> За необхідності зниження струмів короткого замикання. Для ПС з АТ 4×200 (4×250) МВ·А.

Продовження додатку Е

1	2	3	4	5	6	7
330 – 9 500 – 9 750 – 9	Чотирикутник		330 – 750	ВН	2	<ol style="list-style-type: none"> 1. Прокідні ПС за необхідності секціонування транзитної лінії. 2. Якщо потужність трансформаторів 125 МВ·А для 220 кВ і будь-якої потужності для 330 кВ і вище
330 – 10 500 – 10 750 – 10	Трансформатори – шини з приєднанням ліній через два вимикачі		330 – 750	ВН СН	до 4	Для вузлових ПС мережі 330 – 750 кВ
330 – 11	Півтора вимикача на приєднання		330	СН	Нормується загальною кількістю приєднань	<ol style="list-style-type: none"> 1. Якщо кількість приєднань 8 і більше. 2. Парні лінії і трансформатори повинні підмикатися з боку різних систем шин і в різні кола