

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(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 Бучацького РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕЕМЗ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Денисенко М.Ю.
(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 Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

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.

« 02 » вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Денисенку Максиму Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення ефективності функціонування електричних мереж
35/10 кВ Буцацького 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 « 23 » серпня 2019 року № 4/7-731

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 **02 вересня 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)Денисенко М.Ю.
(прізвище та ініціали)Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)Сисак І.М.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Денисенко М.Ю. Підвищення ефективності функціонування електричних мереж 35/10 кВ Бучацького РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 95; рис. – 15; табл. – 18; креслень - 8; джерел - 20; додатків - 10.

В дипломній роботі подана характеристика мережі ВАТ “Тернопільобленерго”, проведено розрахунок навантажень підстанції. Розроблено 3 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

Denysenko M. Functioning efficiency increasing of 35/10 kV electric networks in Buchach District Electrical Networks OJSC “Ternopiloblenergo”. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Department of Electrical Engineering, group EEmz-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Pages – 95; Illustrations – 15; Tables – 18; Blueprints – 8; Sources – 20; Additions – 10.

In diploma paper submitted characteristics of network of JSC “Ternopiloblenergo”, carried out calculation of loads substation. Developed three 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 Поняття надійності електроенергетичної системи.....	11
1.2 Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня....	13
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	17
2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго».....	17
2.2 Розрахунок навантажень ПС «Сновидів».....	21
2.3 Висновки до розділу 2.....	22
3. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	23
3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 35 кВ Буцацького району.....	23
3.2 Вибір трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Сновидів».....	26
3.3 Вибір проводів ПЛ.....	30
3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ.....	31
3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ 110 кВ.....	31
3.5 Висновки до розділу 3.....	35
4. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА.....	36
4.1 Вибір схеми електричних з'єднань ПС 35/10 кВ «Сновидів».....	36
4.2 Розрахунок струмів КЗ.....	40
4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ.....	40
4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ.....	41
4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ.....	42
4.3 Вибір ТВП.....	42
4.4 Вибір вимірювальної апаратури.....	44
4.4.1 Вибір ТН.....	45

	6
4.4.1.1 Вибір ТН на 35 кВ.....	46
4.4.1.2 Вибір ТН на 10 кВ.....	47
4.4.2 Вибір ТС.....	48
4.4.2.1 Вибір ТС на 35 кВ.....	48
4.4.2.2 Вибір ТС на 10 кВ.....	50
4.5 Вибір вимикачів та роз'єднувачів.....	52
4.5.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на 35 кВ.....	53
4.5.2 Вибір вимикачів на 10 кВ.....	54
4.5.3 Вибір роз'єднувачів на 10 кВ.....	54
4.6 Вибір обмежувачів перенапруг.....	55
4.6.1 Вибір ОПН на 35 кВ.....	55
4.6.2 Вибір ОПН на 10 кВ.....	56
4.7 Вибір запобіжників.....	58
4.8 Вибір ізоляторів.....	58
4.9 Вибір шин ПС.....	59
4.9.1 Вибір гнучких шин 35 кВ.....	59
4.9.2 Вибір жорстких шин 10 кВ.....	60
4.10 Вибір акумуляторних батарей.....	61
4.11 Висновки до розділу 4.....	65
5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	66
5.1 Заходи по забезпеченню безпеки функціонування підстанції.....	66
5.1.1 Відкриті розподільчі пристрої підстанції.....	66
5.1.2 Захист від перенапруг.....	68
5.2. Закриті розподільчі пристрої.....	69
6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	71
6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів мережі.....	71
6.2 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора...	75

	7
7. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	77
7.1 Фактори, які визначають небезпеку ураження людини електричним струмом.....	77
7.2 Організація роботи з охорони праці на підприємстві і на робочому місці.....	78
7.3 Причини електротравматизму.....	80
7.4 Вплив електромагнітного поля на організм людини.....	82
7.5 Виникнення ЕМІ- обстановки та її вплив на роботу складних розгалужених електротехнічних систем.....	84
8.ЕКОЛОГІЯ.....	87
8.1 Енергетика й екологія.....	87
8.2. Енергетичні аспекти екологічної безпеки.....	89
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	93
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	94
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 Бучацького району.....	4
Додаток Д. Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-1000 і ТМ-1600.....	5
Додаток Е. Перелік і сфера застосування схем 35 – 750 кВ.....	8

ВСТУП

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

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

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 електроспоживачів.

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

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.

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 Буцацького РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв’язати наступні завдання:

– провести аналіз заходів по підвищенню ефективності функціонування електричних мереж 35 кВ;

– провести дослідження електричної мережі та розрахунок навантажень підстанції в максимальному та мінімальному режимах;

– запропонувати варіанти розвитку електричної мережі 35 кВ;

– обґрунтувати вибір числа та потужності силових трансформаторів підстанції;

– провести вибір головної схеми електричних з’єднань для РП-35 кВ та РП-10 кВ, а також провести вибір основного та допоміжного обладнання підстанції;

- запропонувати ефективні заходи підвищення ефективності функціонування електричних мереж 35 кВ.

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 Бучацького 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 (20 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 105 сторінок, 18 таблиць, 15 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Поняття надійності електроенергетичної системи

Електроенергетична система (ЕЕС) – сукупність електрообладнання енергетичної системи та об'єднаних загальним режимом споживачів електричної енергії, які становлять єдине ціле [18].

Об'єднана електроенергетична система (ОЕС) України складається з регіональних ЕЕС і функціонує як єдине ціле по всій території України. Сумарна встановлена потужність електростанцій (ЕС) ОЕС України становить понад 50 млн. кВт, а її системоутворююча електрична мережа (ЕМ) сформована з ліній електропередачі (ЛЕП) напругою 220–750 кВ. Концентрація потужного устаткування на ЕС та підстанціях (ПС), наявність потужних ЛЕП призводить до того, що порушення функціонування сучасних ЕЕС супроводжується великими економічними втратами та негативними соціальними наслідками. [19].

Вирішення проблеми забезпечення надійності ЕЕС – складне завдання. Проблеми його вирішення зумовлені складністю устаткування, процесів та структури ЕЕС, необхідністю неперервного контролю та ефективного керування технологічними процесами, різноманітністю експлуатаційних режимів, можливістю виникнення аварій, здатних набувати складних форм, необхідністю підтримання відповідного рівня резервування, а також характерною для України застарілістю та зношеністю основних фондів. [19]

Проблема забезпечення надійності ЕЕС є проблемою на державному рівні, тому для її вирішення залучено значні наукові та інженерні сили. Завдання аналізу, забезпечення та керування надійністю в електроенергетиці розв'язують фахівці проектних, експлуатаційних і ремонтно-налагоджувальних організацій, апарато- та електромашинобудівних заводів, а також співробітники науково-дослідних та навчальних закладів електроенергетичного профілю. [19]

Надійність ЕЕС визначають, виходячи із загального визначення надійності технічного об'єкта, як його властивості виконувати задані функції в заданому обсязі у певних умовах функціонування [20].

Об'єкт – система, споруда, машина, підсистема, апаратура, функціональна одиниця, пристрій, елемент чи будь-яка їх частина, що розглядається з погляду надійності як самостійна одиниця [19].

Надійність – властивість об'єкта зберігати у часі в установлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування [19].

Аналіз надійності – систематизоване дослідження з метою визначення впливу на надійність об'єкта особливостей конструкції, технологічних процесів виробництва, умов експлуатації, технічного обслуговування та ремонту, а також визначення досягнутого рівня надійності при виконанні запланованих заходів щодо забезпечення і підвищення надійності та оцінка ефективності цих заходів [19].

Першою заданою функцією ЕЕС є постачання споживачам електроенергії. З виконанням цієї функції пов'язують надійність ЕЕС у вузькому розумінні [19].

Надійність ЕЕС (у вузькому розумінні) – це її властивість виконувати безперебійне в часі та необмежуване у межах встановлених обсягів постачання споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів [19].

Надійність ЕЕС (у широкому розумінні) пов'язують з виконанням двох функцій: названої функції за призначенням та функції, зумовленої фактом існування ЕЕС. Виконання другої функції полягає в тому, що ЕЕС зобов'язана не створювати ситуацій, небезпечних для людей і навколишнього середовища. У цій другій функції проявляється безпека ЕЕС як одинична властивість її надійності [19].

ЕЕС має постачати електроенергію споживачам неперервно і дотримуватися вимог щодо обсягів постачання та якості електроенергії.

Орієнтуючись на критерії відмов, можна стверджувати, що відмовою ЕЕС є будь-яка перерва в електропостачанні чи обмеження живлення частини споживачів [19].

Отже, у вузькому розумінні необхідними та достатніми умовами надійної роботи ЕЕС є безперебійність живлення споживачів, відсутність обмежень електропостачання у межах встановлених обсягів та відпуск споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів [19].

У загальному випадку необхідні та достатні умови надійної роботи ЕЕС містять ще і вимоги безпеки. Надійність ЕЕС (у широкому розумінні) – це її властивість виконувати безперебійне в часі та необмежуване у межах встановлених обсягів постачання споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів і не допускати ситуацій, небезпечних для людей і довкілля [19].

Вимога безпеки, врахована у визначенні надійності ЕЕС, передбачає врахування тих небезпечних для людини і навколишнього середовища ситуацій, які виникають у результаті відмов, а не в умовах нормального функціонування системи. Виникнення небезпечних ситуацій за умов відсутності відмов пов'язано з низьким рівнем технічної досконалості об'єкта і відношення до надійності його роботи не має [19].

1.2 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 (міське 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.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» «Тернопільобленерго»

Заданий фрагмент електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 2.1), який живить міста Бучач, Зубрець, Перемола, Добре Поле, Жизномир, Золотий Потік, Новосілка та ПС Сільгосптехніка. Живлення відбувається від ПС 110 кВ Бучач.

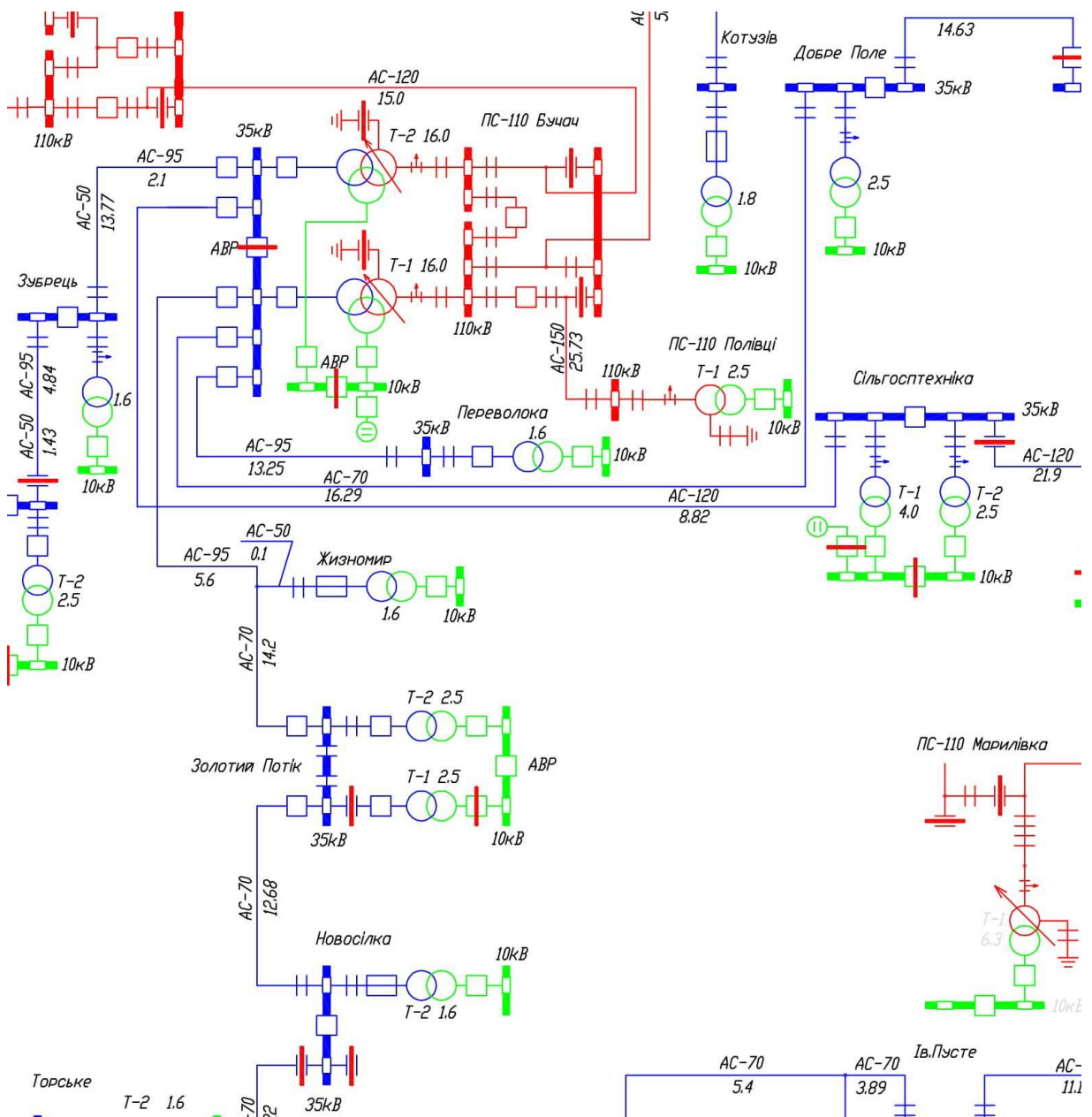


Рис. 2.1 – Фрагмент ЕМ 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго»

Бучацького району електромереж

Однолінійна схема нормального режиму ВЛТ “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.

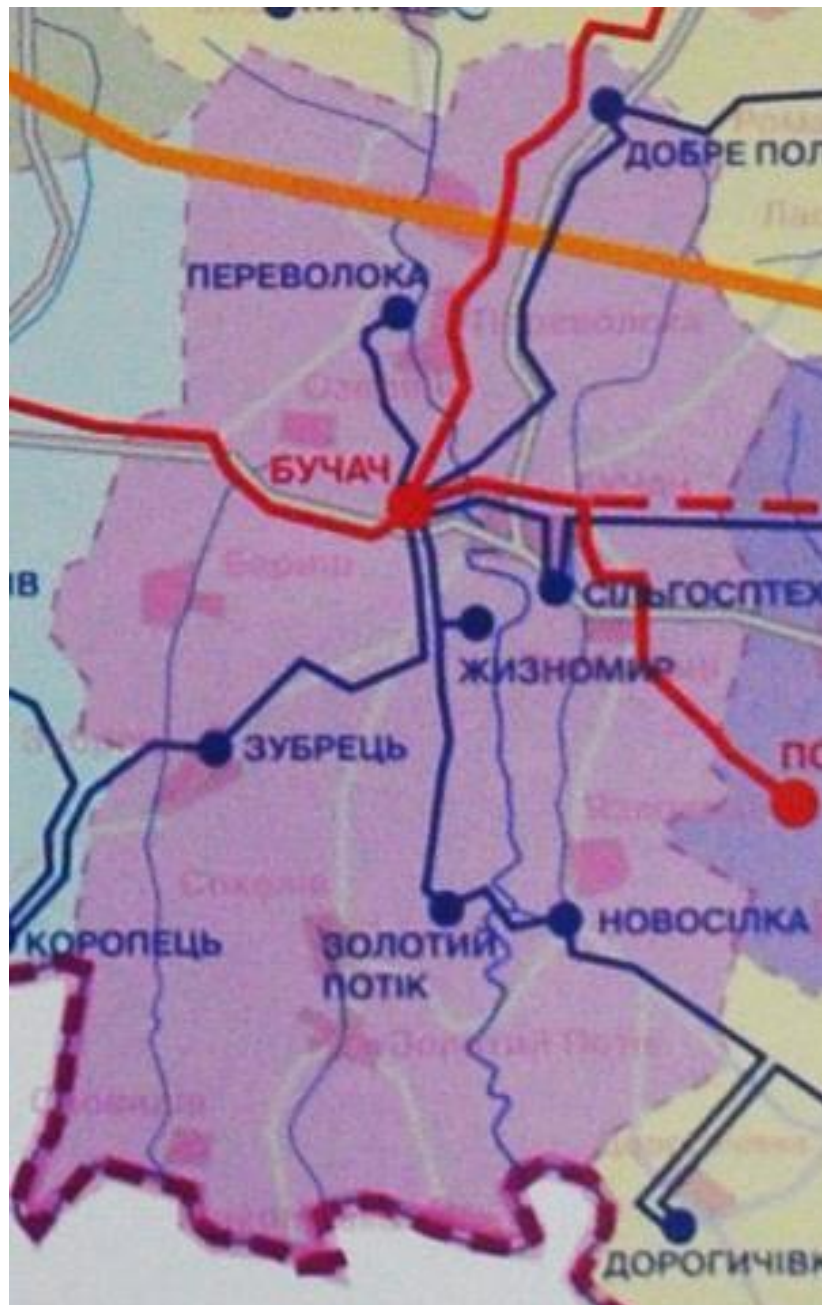


Рис. 2.2 – Фрагмент карти електричних мереж (750–35 кВ)
Тернопільської області, Бучацький район

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

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

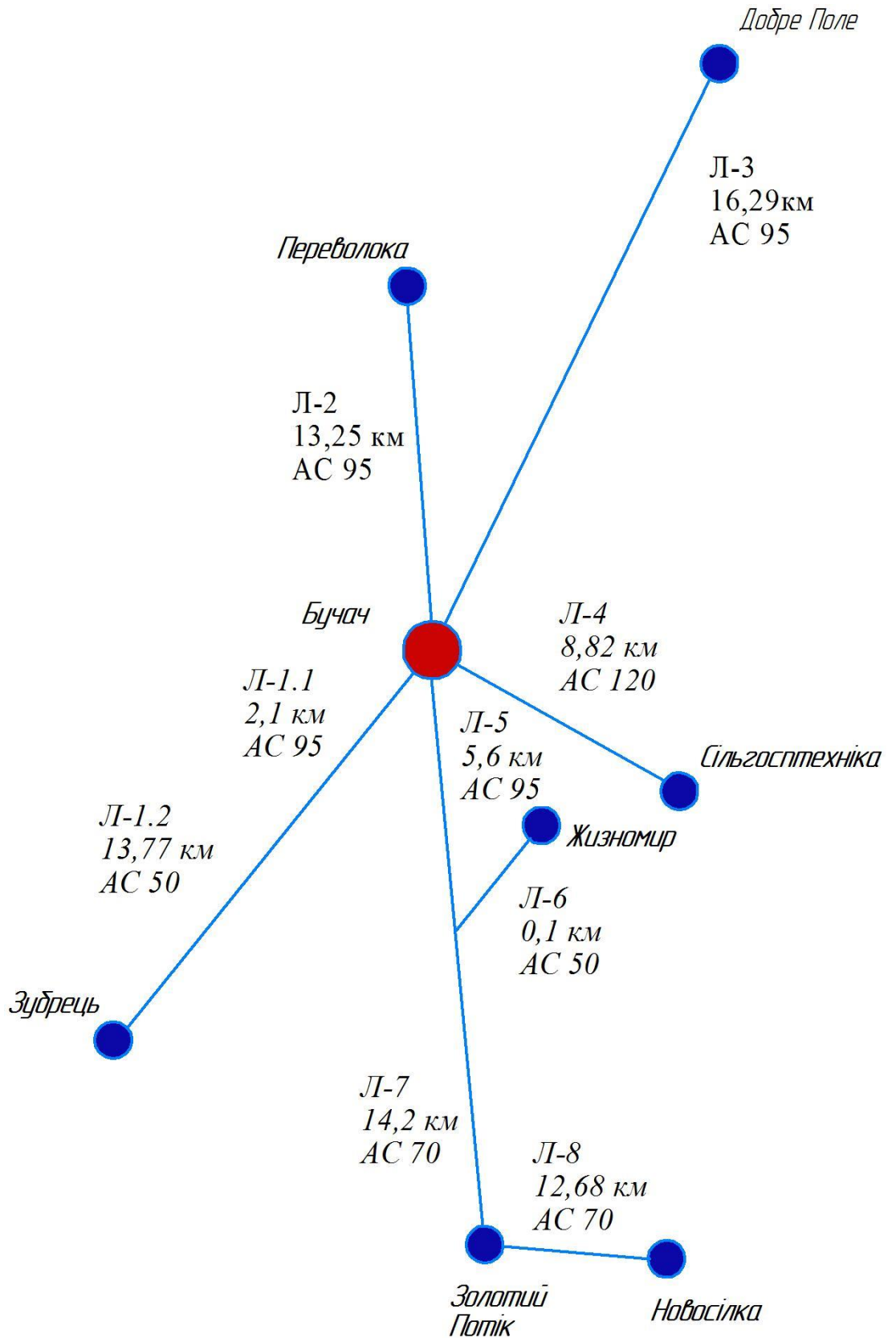


Рис. 2.3 – Географічне розташування підстанцій ЕМ Бучацького району

Перелік трансформаторів, встановлених на ПС 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	$S_{ном}, МВА$	$U_{ном}, кВ$		
			ВН	СН	НН
Новосілка	1600/35	1,6	35,5	-	11
Жизномир	1600/35	1,6	35,5	-	11
Добре Поле	2500/35	2,5	35,5	-	11
Переволока	1600/35	1,6	35,5	-	11
Сільгосптехніка	4000/35	4	35,5	-	11
	2500/35	2,5	35,5	-	11
Зубрець	1600/35	1,6	35,5	-	11
Золотий Потік	2500/35	2,5	35,5	-	11
	2500/35	2,5	35,5	-	11
Бучач	16000/110	16	115	35,5	11
	16000/110	16	115	35,5	11

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

Вузол початку	Вузол кінця	Марка проводу	Довжина, км
Бучач	Зубрець	АС-95	2,1
		АС-50	13,77
Бучач	Переволока	АС-95	13,25
Бучач	Добре Поле	АС-70	16,29
Бучач	Сільгосптехніка	АС-120	8,82
Бучач	Золотий Потік	АС-70	14,2
		АС-95	5,6
Бучач	Жизномир	АС-50	0,1
Золотий Потік	Новосілка	АС-70	12,68

Карта населених пунктів Буцацького району представлена в Додатку В.

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

Згідно вихідних даних навантаження ПС становить $P_{ПС} = 1,8 \text{ МВт}$. Коефіцієнт навантаження на шинах 10 кВ ПС – $\cos\varphi = 0,85$. Коефіцієнт мінімального навантаження $k_{\min} = 0,55$, час використання навантаження під час максимуму $T_{\max} = 5780 \text{ год}$.

Підстанція «Сновидів» буде живити споживачів II та III категорій на напрузі 10 кВ. Склад споживачів по категорійності по надійності електропостачання представлений у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Склад споживачів по категорійності по надійності ЕП

Категорії споживачів			
II – га категорія		III – тя категорія	
30%	0,54 МВт	70%	1,26 МВт

2.2 Розрахунок навантажень ПС «Сновидів»

Значення навантаження на ПС «Сновидів» 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 .

$$Q_{\max} = 1,8 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 1,1 \text{ МВАр}$$

Навантаження НН ПС для режиму мінімуму навантаження:

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

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

де k_{\min} – коефіцієнт мінімального навантаження.

$$P_{\min} = 1,8 \cdot 0,55 = 1,0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\min} = 1,0 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 0,62 \text{ МВАр};$$

Навантаження на шинах низької напруги ПС «Сновидів» представлено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Навантаження на ПС «Сновидів»

Σ навантаження	$U_{\text{ном}}$ кВ	Max		Min	
		$P_{\text{max}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{max}}, \text{МВАр}$	$P_{\text{min}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{min}}, \text{МВАр}$
1.8	10	1.8	1,1	1,0	0,62

2.3 Висновки до розділу 2

1. Проведена характеристика мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бучацького району.

2. Проведено розрахунок навантажень ПС «Сновидів», яке складає 1,8 МВт, що дало змогу проводити подальший розвитку ЕМ 35 кВ.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 35 кВ Бучацького району

Згідно заданих вхідних даних складаємо три можливі варіанти розвитку ЕМ 35 кВ Бучацького району.

Перший варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.1. В даному варіанті будується двоколова лінія Л-9 довжиною 12,5 км проводом АС-70/11 з ПС «Зубрець» до ПС «Сновидів».

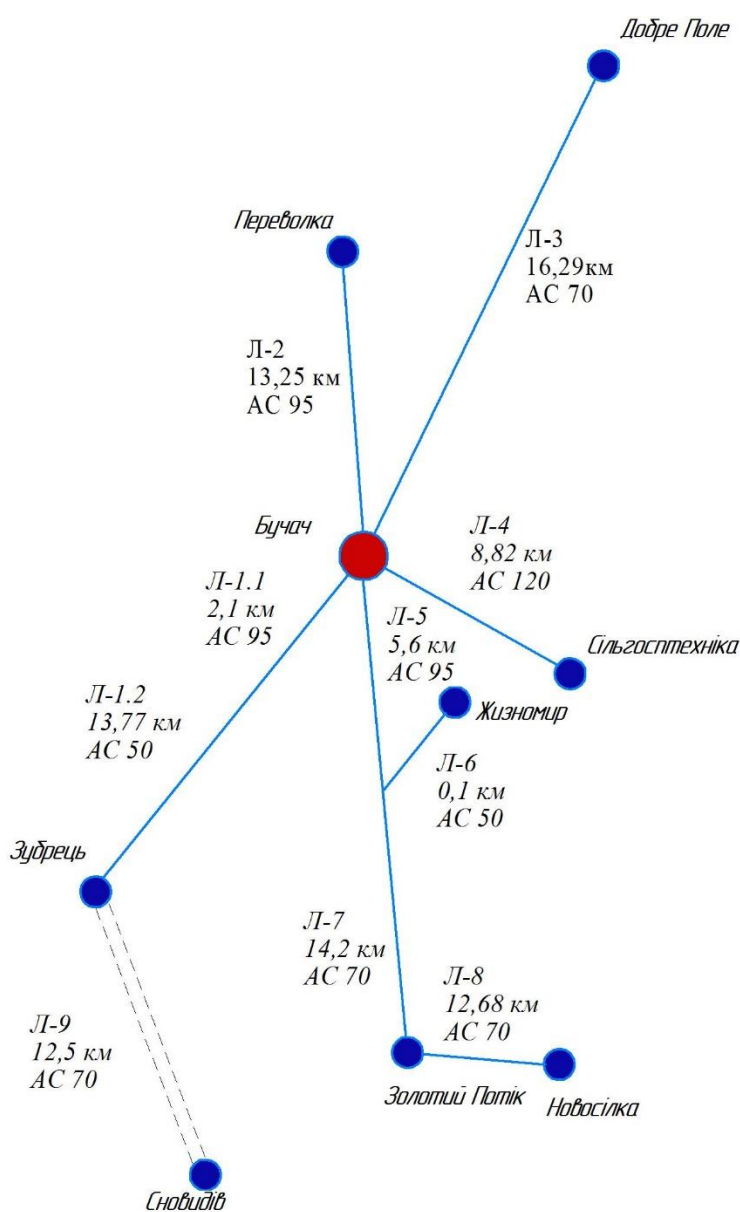


Рис. 3.1 – Перший варіант розвитку електричної мережі Бучацького району

Другий варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.2. В даному варіанті будується одноколова лінія Л-9 довжиною 12,5 км проводом АС-70/11 з ПС «Зубрець» до ПС «Сновидів» та одноколова лінія Л-10 довжиною 6 км проводом АС-70/11 з ПС «Золотий Потік» до ПС «Сновидів».

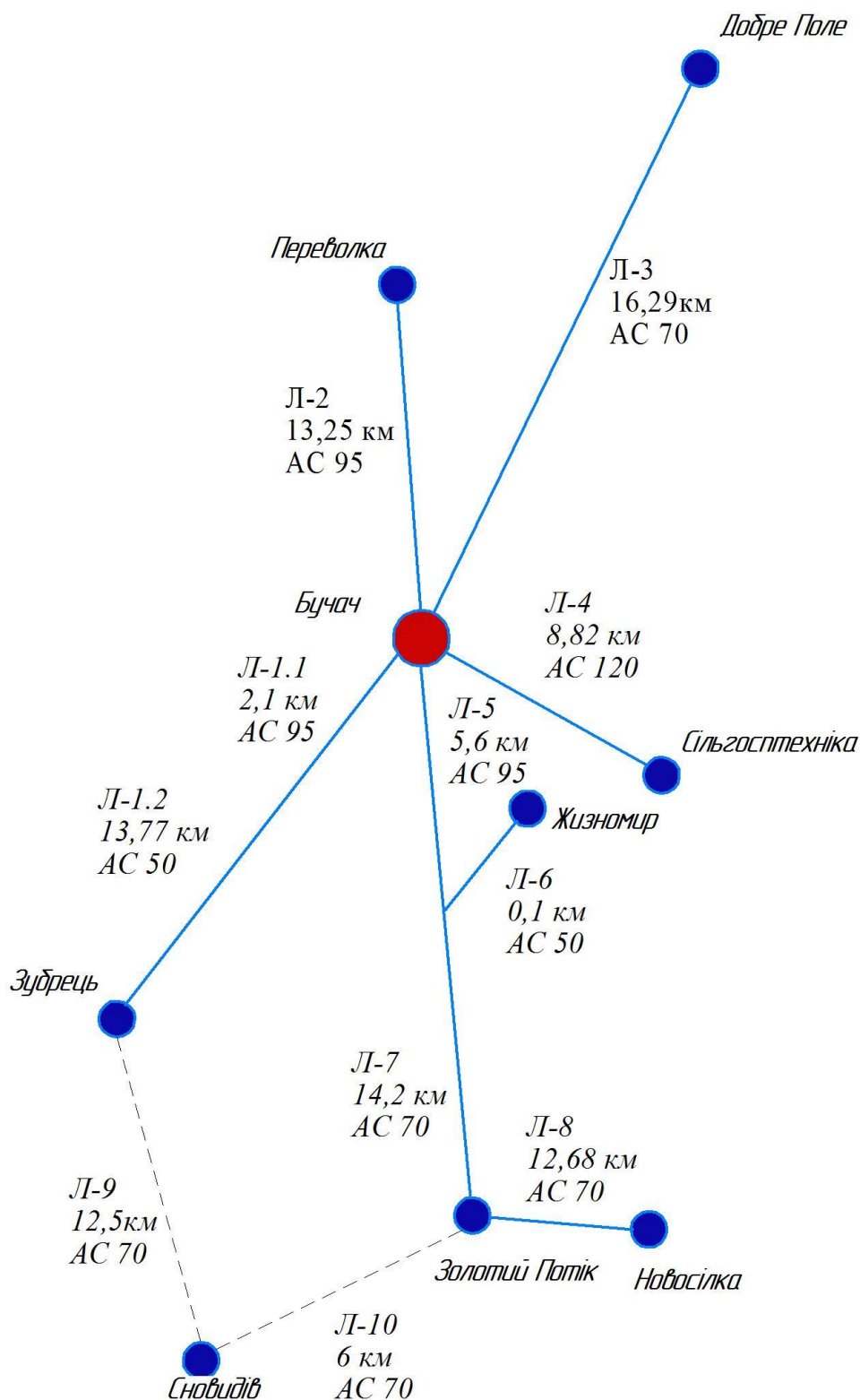


Рис. 3.2 – Другий варіант розвитку електричної мережі Бучацького району

Третій варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.3. В даному варіанті будується двоколова лінія Л-9 довжиною 6 км з ПС «Золотий Потік» до ПС «Сновидів».

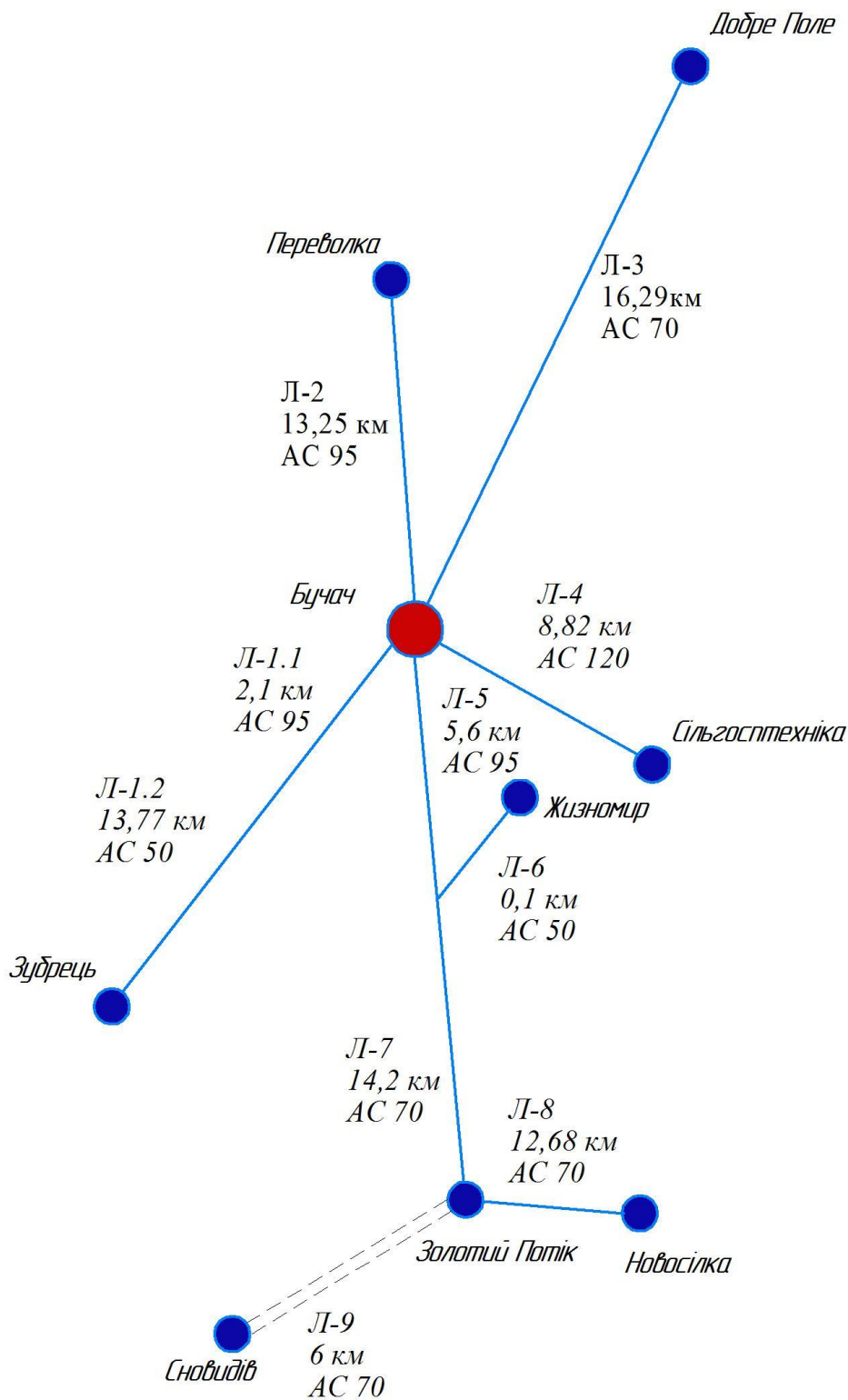


Рис. 3.3 – Третій варіант розвитку електричної мережі

Бучацького району

3.2 Вибір трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Сновидів»

Підстанція «Сновидів» буде будуватися двотрансформаторною.

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

$$S_{nom} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{\sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}}{1,4} = \frac{\sqrt{1,8^2 + 1,1^2}}{1,4} = \frac{2,11}{1,4} = 1,507 \text{ МВА}.$$

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 створюються трансформатором 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

$$0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр};$$

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

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

$$\Delta Q_{kz} = S_{nom} \cdot \frac{U_{kz}}{100} - \text{реактивна потужність короткого замикання. Дана}$$

потужність споживається трансформатором при його номінальному навантаженні;

I_{xx} - струм XX трансформатора, %;

U_{kz} - напруга короткого замикання трансформатора, %.

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

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

1 варіант

ТМ-1000/35

$$S_T = 1000 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 3.6 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz} = 16.5 \text{ кВт}$$

$$U_{k.3} = 6,5 \%$$

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

$$Ц=303 \text{ тис.грн.}$$

2 варіант

ТМ-1600/35

$$S_T = 1600 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 5.1 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz} = 23.5 \text{ кВт}$$

$$U_{k.3} = 6,5 \%$$

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

$$Ц=360 \text{ тис. грн.}$$

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

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

Визначасмо приведені втрати електроенергії:

1 варіант:

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

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

$$\Delta P'_{xx} = 3.6 + 0,02 \cdot 14 = 3.88 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 16.5 + 0,02 \cdot 65 = 17.8 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 3.88 + 1.055^2 \cdot 17.8 = 23.692 \text{ кВт}.$$

2 варіант:

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

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

$$\Delta P'_{xx} = 5.1 + 0,02 \cdot 17,6 = 5.452 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 23.5 + 0,02 \cdot 104 = 25,58 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 5.452 + 0,659^2 \cdot 25,58 = 16,574 \text{ кВт}.$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

1 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 23,692 = 47,384 \text{ кВт}$$

2 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 16,574 = 33,147 \text{ кВт}$$

Час включення:

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

Втрати електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$\Delta E = 47,384 \cdot 8760 = 415081,124 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 33,147 \cdot 8760 = 290368,675 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

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:

$$C_e = 415081,124 \cdot 2,24 = 929781,719 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 290368,675 \cdot 2,24 = 650425,831 \text{ тис. грн}$$

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:

$$C_1 = 929,8 + 60,6 = 990,4 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 650,4 + 72,0 = 722,4 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \left| \frac{720 - 606}{990,4 - 722,4} \right| = 0,425 \text{ року.}$$

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-1600/35 буде становити:

$$E = C_1 - C_2 = |990,4 - 722,4| = 268 \text{ тис. грн.}$$

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

$$S_{nom} = 1,6 \text{ МВА};$$

$$U_{nomBH} / U_{nomHH} = 35 / 11 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{xx} = 5,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 23,5 \text{ кВт};$$

$$u_k = 6,5 \%$$

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

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

3.3 Вибір проводів ПЛ

Враховуючи, що існуючі ПЛ заданої ЕМ виконані проводом марки АС-120, 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 – 265А (температура повітря становить +25°C).

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

$$I_{\max} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2.11}{\sqrt{3} \cdot 35} = 34,8 \text{ А}.$$

Отже, $I_{max} = 34,8 \text{ А} < I_{дон} = 265 \text{ А}$, 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 СЗ ліній електропередач (ЛЕП) та трансформаторів.

Повітряні лінії електропередач (ПЛ) 110 (35) кВ зображають П-подібною СЗ [5] (рис. 3.4):

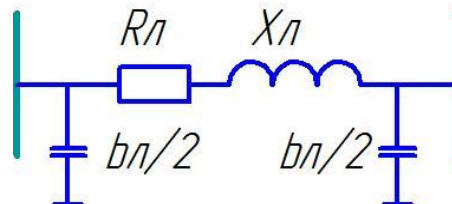


Рис. 3.4. П-подібна СЗ лінії 110 (35) кВ

Трьохобмоткові трансформатори зображають трипроменевою СЗ [5] (рис. 3.5).

Параметри елементів схеми заміщення трьохобмоткового трансформатора визначаються за формулами:

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

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

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

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

де r_T - активний опір обмотки трансформатора;

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

$U_{ном}$ – номінальна напруга обмотки трансформатора, $U_{ном} = 110кВ$

x_T - реактивний опір обмотки тр-ра, $Ом$;

ΔP_K – втрати в міді, $кВт$;

g_T, b_T – активна та реактивна провідності тр-ра, $См$;

u_K - напруга КЗ обмотки;

I_{xx} – струм ХХ, % від $I_{ном}$;

ΔP_{xx} – втрати ХХ, $кВт$.

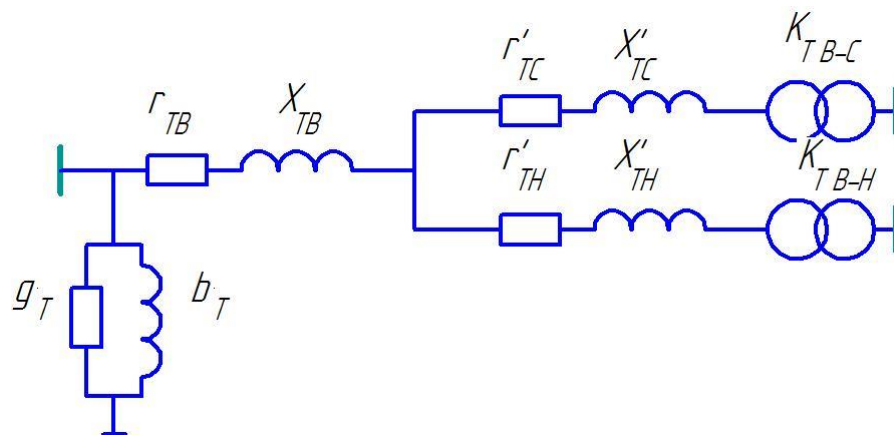


Рис. 3.5. СЗ трьохобмоткового трансформатора

Схема СЗ трансформатора зображена на рис. 3.6 [5].

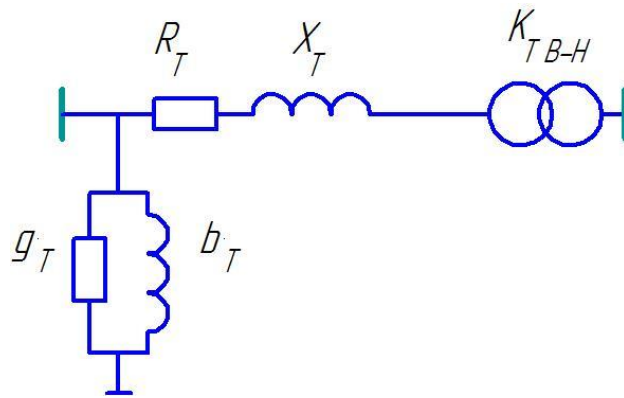


Рис. 3.6. СЗ двохомоткового трансформатора

Параметри СЗ двохомоткового 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. 3.7).

Вузлом живлення є ПС «Бучач».

3.5 Висновки до розділу 3

1. Запропоновані варіанти розвитку ЕМ 35 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бучацького району та обґрунтовано вибір ПС тупікового типу, що дало зменшити витрати на побудову нової ЛЕП.
3. Обґрунтовано встановлення двохтрансформаторної ПС потужністю 3,2 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи проводу АС – 70/11 на основі розрахунків навантажень.
2. Запропоновано схему для аналізу ustalених режимів роботи ЕМ Бучацького 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 «Сновидів»

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 варіант розвитку електричної мережі з побудовою двоколової лінії, тобто підстанція «Сновидів» 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:

$$n_{np} = \frac{P_n}{P_{нат}}$$

$$P_{ПС} = 1.8 \text{ МВт}.$$

Звідси,

$$n_{np} = \frac{1.8}{2.5} = 0,6 \approx 1 \text{ приєднання}.$$

Схема приєднань 35 кВ показана на рис. 4.1.

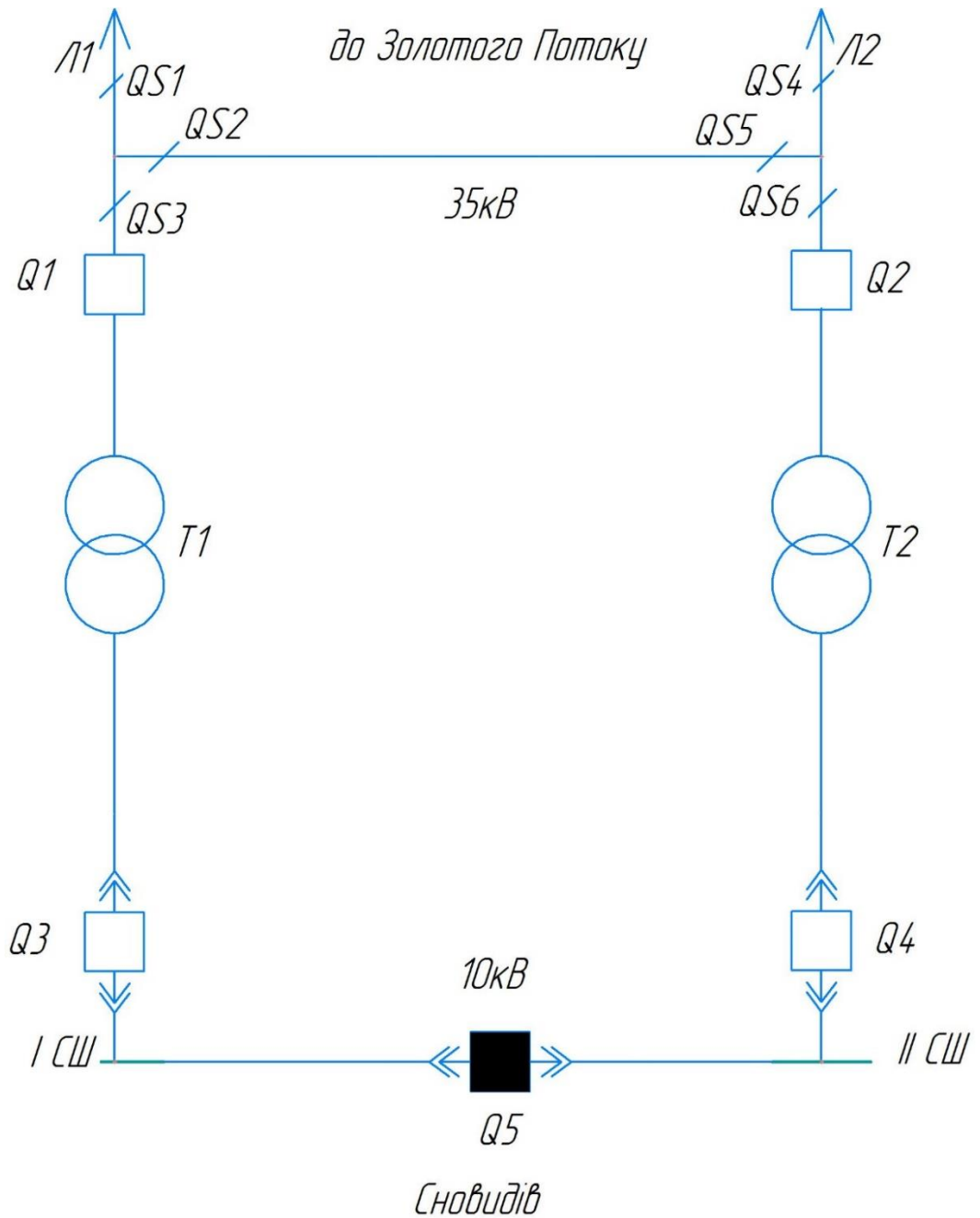


Рис. 4.1. Схема приєднань на підстанції «Сновидів»

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.

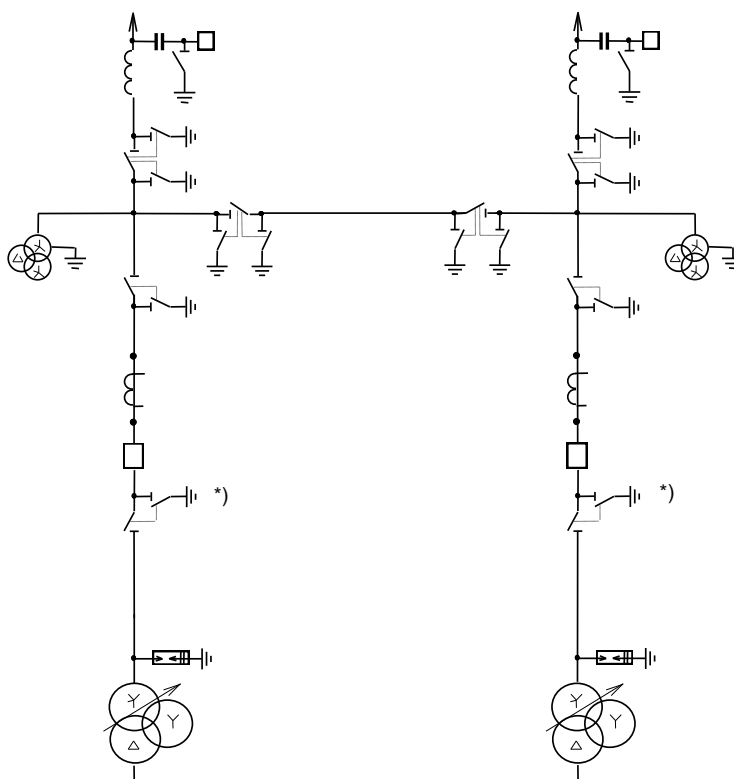


Рис. 4.2. Схема « Два блока лінія – трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній »

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.

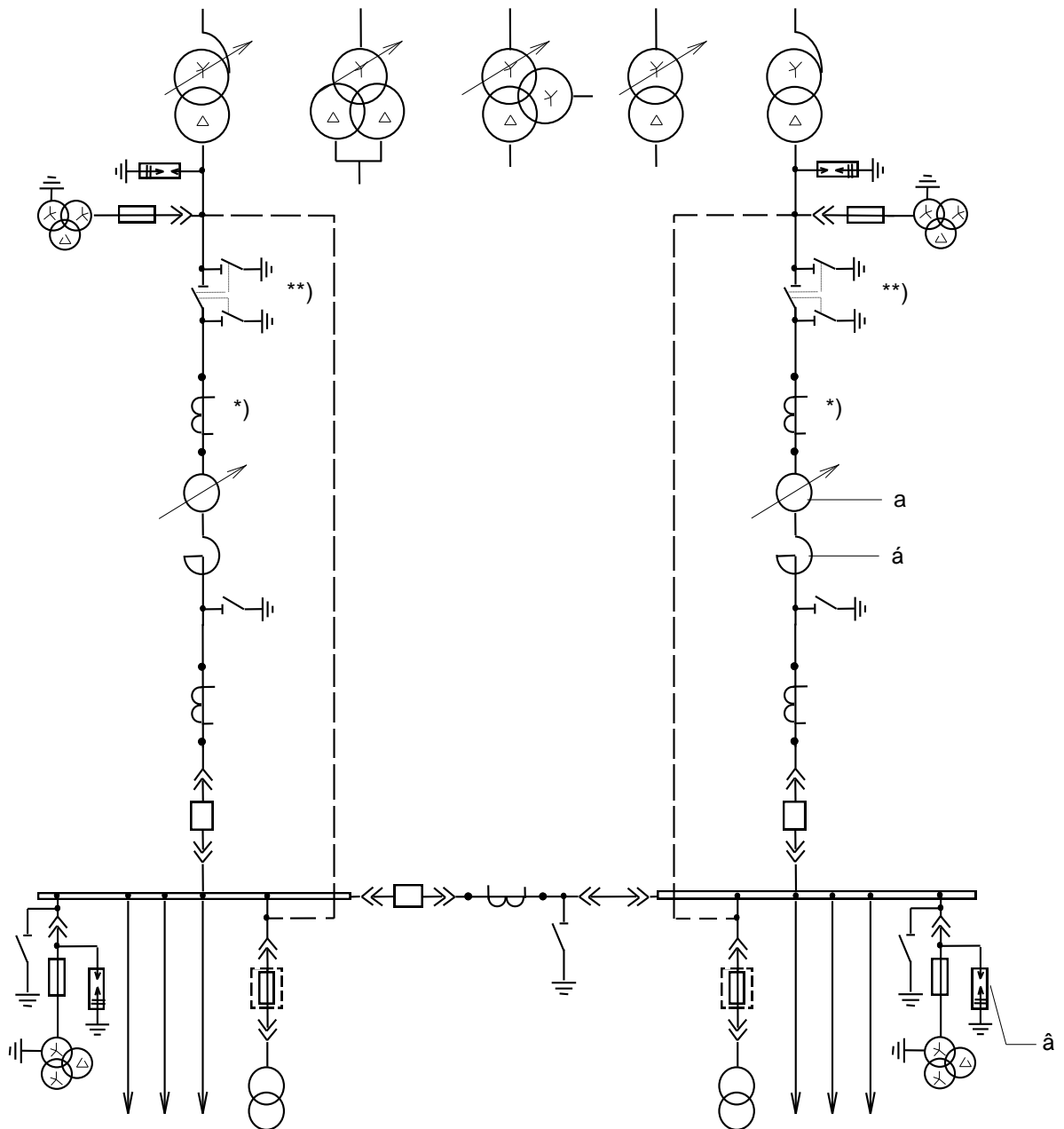


Рис. 4.3. Схема «Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин»

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 «Сновидів».

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 АС струму КЗ на ПС 35/10 кВ «Сновидів».

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

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.

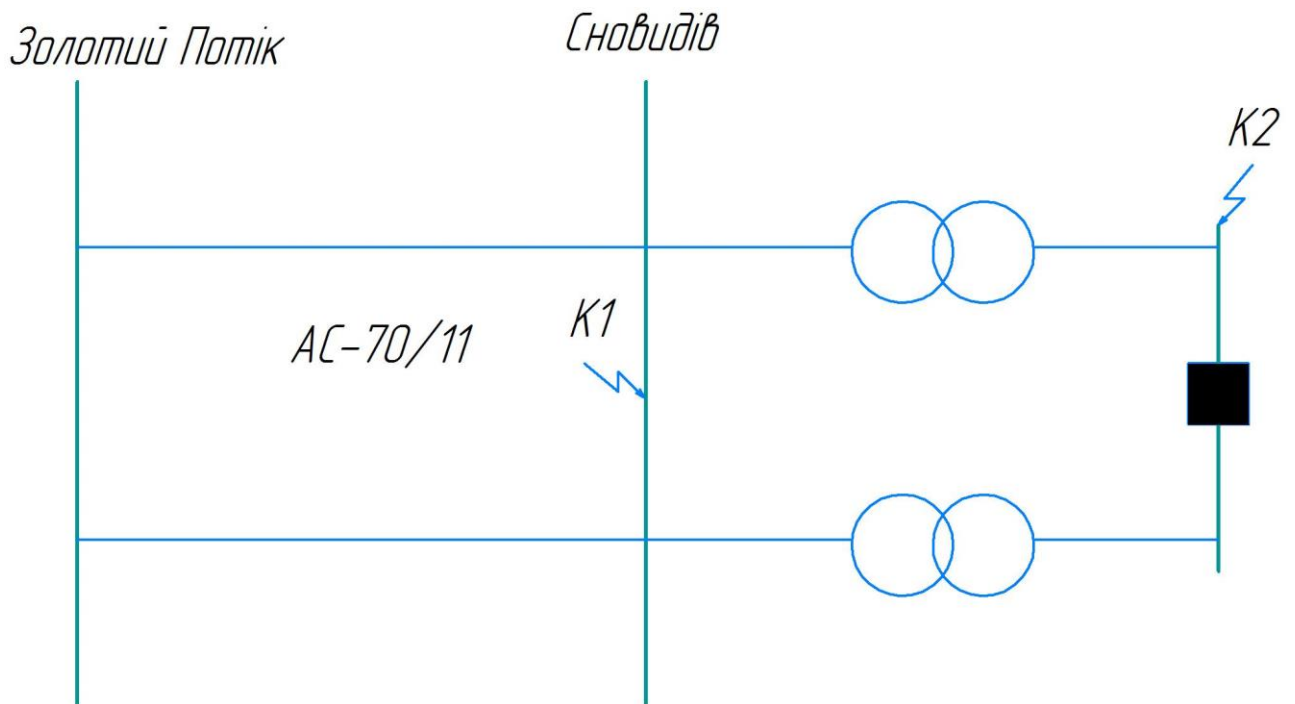


Рис. 4.4. Розрахункова схема ЕМ

Ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{I0} \cdot (1 + e^{-0.01/T_a}) \text{ кА},$$

де I_{n0} – 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:

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

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

4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Тепловий імпульс СКЗ:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{K3} + T_a),$$

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 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. 4.1.

Таблиця 4.1 - Перелік споживачів ВП ПС

Вид споживача	P, кВт	Q, 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 ТВП:

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

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

3 [11] 2 трансформатори ВП: ТСП–100/10. Паспортні дані трансформаторів ВП представлені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – 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.

4.4 Вибір вимірювальної апаратури

Згідно [6] на ПС «Сновидів» 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 Золотий Потік) –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 $U_{уст.} \leq U_{ном.}$;
- по схемі з'єднання обвиток.

Перевірка:

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

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

$S_{ном.}$ - 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	$S_{обм.}$ ВА	Число обмоток, n	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Кількість приладів, m	Загальна потужність, ВА
Вольтметр	Е351	2	1	1	0	1	2
<u>Реєструючий</u> 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 показані в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Паспортні дані ТН

Тип	$U_{1ном.},$ кВ	$U_{2осн.},$ В	$U_{2доп.},$ 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 показано 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

З [12] ТС $T\Phi 3M-35A-U1$.

Каталожні дані:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{1ном} = 800 \text{ А};$$

$$i_{оин} = 107 \text{ кА};$$

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

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 мм^2 .

Опір з'єднувальних проводів:

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

Опір навантаження:

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

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 вимикачів та роз'єднувачів

Вибір вимикачів здійснюється:

- довготривалий струм $I_{max} \leq I_{ном.вим}$;

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

де $B_{ном}$ – значення, яке для

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

- перевірка на електродинамічну стійкість $I_{ер.наск} \leq I_{уд}$;
- перевірка на термічну стійкість (ТС)
- перевірка по початковому струму ПС струму КЗ $I_{п0} \leq I_{ер.наск}$;

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

4.5.1 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. 4.10 та табл. 4.11.

Таблиця 4.10 - 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	$I_{відкл.ном} = 25 \text{ кА}$
5	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 25 = 10,61 \text{ кА}$
6	$i_{ер.наск} = 62,5 \text{ кА}$
7	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.11 - 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	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ А}$

4.5.2 Вибір вимикачів на 10 кВ

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

Каталожні дані:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА};$$

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

$$i_{гр.наск} = 52 \text{ кА};$$

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

4.5.3 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:

$$I_{\text{макс.наскр.}} = 80 \text{ кА};$$

Час протікання струму ТС для головних ножів:

$$t_{2.к.} = 3 \text{ с}.$$

Струм ТС ножів заземлення:

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

Маса роз'єднувача:

$$M = 34 \text{ кг}.$$

Час протікання струму ТС для заземлювачів:

$$t_3 = 1 \text{ с}.$$

4.6 Вибір обмежувачів перенапруг

4.6.1 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 $I_{\text{ном}}$ 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 $U_{\text{ном}}$:

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

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

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

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

Визначення довготривалої та $U_{ном}$:

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

округлимо до кратного 3 = 33 кВ;

$$U_R = 33 \text{ кВ};$$

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

Коефіцієнт класу лінії = 1:

$$i10 \text{ кА} / U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- Рівень захисту крутого імпульсу ($i10 \text{ кА}_{1/2 \mu s}$) = 101 кВ.-
- РЗ від комутаційних перенапруг (КП) ($i1 \text{ кА}_{30/60 \mu s}$) = 74 кВ;
- РЗ від грозових перенапруг (ГП) ($i10 \text{ кА}_{8/20 \mu s}$) = 95 кВ;

Перевірка захисту:

$$\frac{VIL}{i10 \text{ кА}_{8/20 \mu s}} = \frac{220}{95} = 2,31 \text{ кВ} > 1 - \text{достатньо.}$$

Довжина:

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

Обмежувач напруг нелінійний:

$$\text{Siemens } 3EP2-036-1PL1.$$

Для нейтралі Т1 і Т2 приймаємо аналогічний ОПН.

4.6.2 Вибір ОПН на 10 кВ

Для 10 кВ:

- $U_m = 12 \text{ кВ};$
- $VIL = 90 \text{ кВ};$
- максимальна тривалість тимчасового 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 $U_{ном}$:

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

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

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

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

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:

$$u10 \text{ кА} / U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- РЗ від КП ($u1 \text{ кА}_{30/60 \mu s}$) = 25 кВ;
- РЗ від крутого імпульсу ($u10 \text{ кА}_{1/2 \mu s}$) = 34 кВ.
- РЗ від ГП ($u10 \text{ кА}_{8/20 \mu s}$) = 32 кВ;

Значення захисту:

$$\frac{BIL}{u10 \text{ кА}_{8/20 \mu s}} = \frac{90}{32} = 2,81 \text{ кВ} > 1 \text{ — достатньо.}$$

Довжина шляху:

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

ОПН: Siemens 3EP2-012-1PL1.

4.7 Вибір запобіжників

Запобіжниками здійснюють захист ТН на 35 кВ та 10кВ.

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

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

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

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

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

Дані занесені в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – Вибір запобіжників

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

4.8 Вибір ізоляторів

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

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

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

Ізолятор відповідає нормам, при виконанні умови:

$$F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}},$$

де $F_{\text{розр}}$ - діюча сила на ізолятор, H ;

$F_{\text{доп}}$ - навантаження на ізолятор, H .

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

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

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], H .

Умови механічної міцності:

$$2.876 \leq 2400.$$

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

4.9 Вибір шин ПС

4.9.1 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 «Сновидів» - АС-70/11.

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

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

- діаметр алюмінієвої жили - $D_{np} = 11,4 \text{ мм}$.
- допустиме значення струму - $I_{дон} = 265 \text{ А}$;

Оскільки струм $I_{кз}^{(1)}$ 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 початкове значення критичної 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, який враховує поверхні проводу – його нерівність;

r_o – радіус проводу.

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{0,57}) = 34,686 \text{ кВ / см}.$$

НЕП:

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

де $U_{\max} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 35 = 38,5 \text{ кВ}$;

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

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

де D – відстань між сусідніми фазами, см.

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 38,5}{0,57 \cdot \lg(189/0,57)} = 9,486 \text{ кВ / см}.$$

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.

4.9.2 Вибір жорстких шин 10 кВ

Вибираємо за:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

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

$$I_{\max} = 0,274 \text{ кА};$$

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

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

$$I_{\text{доп ном}} = 365 \text{ А}.$$

Значення $I_{\text{доп}}$ до температурних умов:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{тр.доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{тр.доп}} - \theta_{0.ном}}} = 365 \cdot \sqrt{\frac{70 - 9,9}{70 - 25}} = 421,82 \text{ А},$$

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

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

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

4.10 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:

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

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

$U_{\text{ПЗ}} = 2,23$ - 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:

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

де $U_{AP} = 1,75$ - 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].

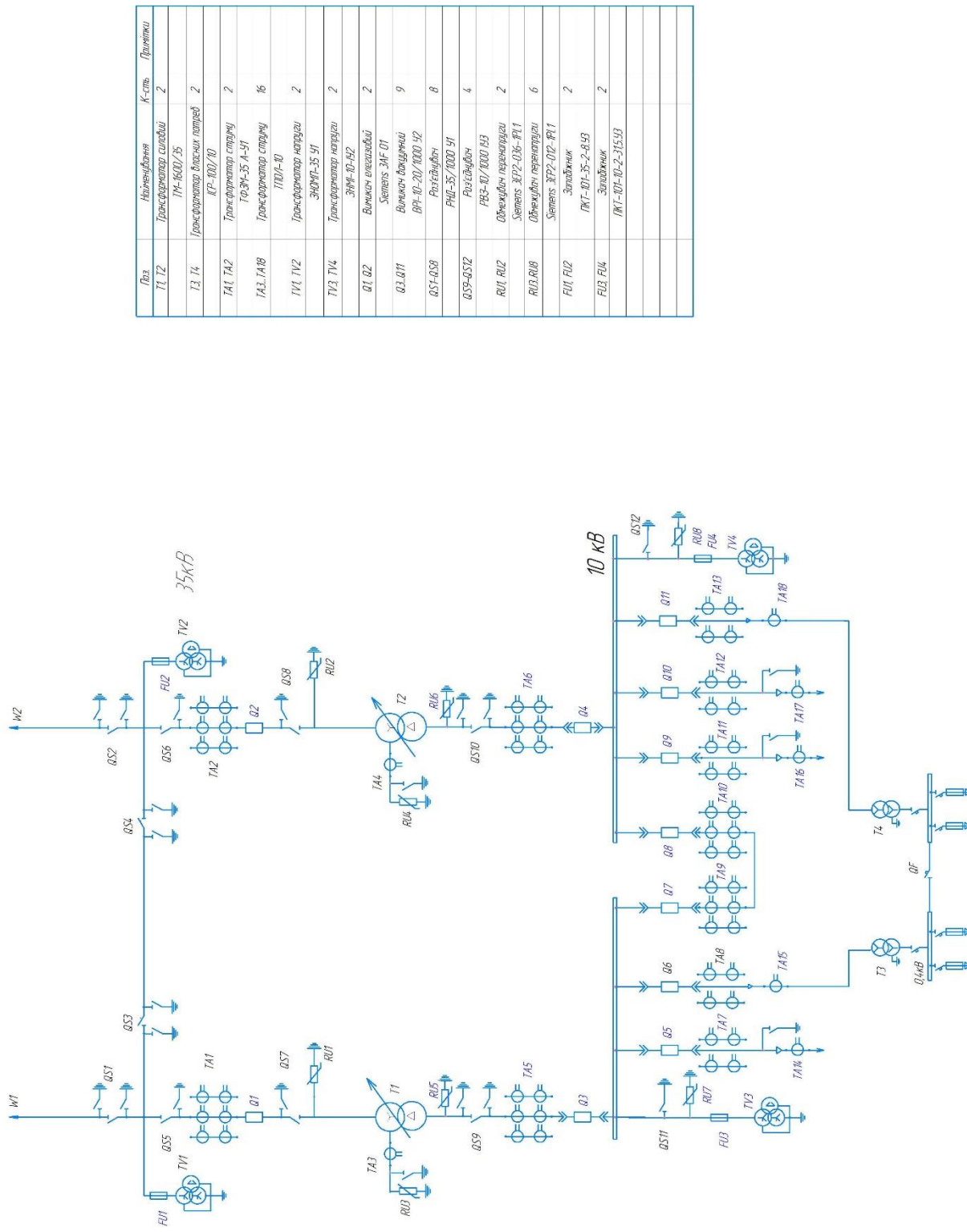
З [16] вибираємо свинцево-кислотну батарею VARTA Vb2305. Дані занесені в таблиці 4.13.

Таблиця 4.13 - Параметри АБ

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

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

Зведена відомість обладнання показана в табл. 4.14.



Поз.	Найменування	К-сть	Примітки
T1, T2	Трансформатор силовий	2	
T3, T4	ТМ-1600/35 Трансформатор власної потреби	2	
T41, T42	Трансформатор струму ТФЗМ-35 А-У1	2	
T43, T48	Трансформатор струму	16	
T11, T12	Трансформатор напруги ТНМН-35 У1	2	
T13, T14	Трансформатор напруги ЗНМН-10-У2	2	
Q1, Q2	Вимикач електричний Siemens 3AF 01	2	
Q3, Q11	Вимикач вакуумний ВВ-10-20/1000 У2	9	
Q51-Q58	Роз'єднувач	8	
Q59-Q62	Роз'єднувач	4	
R11, R12	Обмежувач перепадаючої Siemens 3PT2-036-Р11	2	
R13, R18	Обмежувач перепадаючої Siemens 3PT2-012-Р11	6	
FU1, FU2	Запобіжник	2	
FU3, FU4	Запобіжник	2	
	ІМН-10-10-2-315/3		

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

4.11 Висновки до розділу 4

1. Проведено вибір схеми електричних з'єднань: РП – 35 кВ - “*Два блока лінія – трансформатор з вимикачем в колі ліній і неавтоматич – ною 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 Заходи по забезпеченню безпеки функціонування підстанції

5.1.1 Відкриті розподільчі пристрої підстанції

При встановленні РП на відкритому повітрі необхідно дотримуватися вимог, які наведені нижче:

1. Пристрій повинен бути розміщений на площадці висотою не менше 0,2 м від рівня планування і повинен мати конструкцію, що відповідає умовам навколишнього середовища. В районі, де спостерігаються снігові заноси висотою 1 метр та вище, шафи необхідно встановлювати на підвищених фундаментах.

2. У відповідності з вимогами, в шафах необхідний місцевий підігрів для забезпечення нормальної роботи вимірних приладів і приладів обміну.

Розміщення РП підстанцій, генеральний план і інженерна підготовка території та захист їх від затоплення, зсувів виконане у відповідності з вимогами.

Територія ПС зовні відгороджена огорожею висота якої 1,7 м та обладнана електричним освітленням. Освітлення в свою чергу, встановлене таким чином, щоб можна було її безпечно обслуговувати.

Забезпечується відстань між розподільчим пристроями і деревами, висота яких вище 4 м, таким чином, щоб не допускати пошкодження обладнання під час падіння дерев.

Експлуатація підстанції може проходити у випадку виникнення стихійних лих чи надзвичайних ситуацій (ураган, землетруси, повені, пожежі, аварії чи катастрофи на розташованих поруч підприємствах).

Внаслідок стихійних лих на ПС можуть діяти різні вражаючі фактори і надлишковий тиск повітря (ударна хвиля), вогонь та багато інших. При цьому обладнання може вийти з ладу. При дії сильного вітру чи ударної хвилі можуть бути пошкоджені ПЛ, які підходять до ПС, вийти з ладу автоматика,

комутаційна апаратура, виникнути розриви в кабельному господарстві. Також внаслідок ударної хвилі можуть пошкодитись трансформатори та інше оливонаповнене обладнання, що в свою чергу може привести до виникнення пожежі.

Трансформатори, для зменшення нагріву прямими променями сонця, пофарбовані у світлий колір, фарбами стійкими до атмосферних впливів і виливів олій.

Вібрація від землетрусу може призвести до розгерметизації трансформатора, що приводить до витоку олії з системи охолодження трансформатора.

На підстанції не передбачається проведення спеціальних антисейсмічних заходів, оскільки для району, де розташована підстанція вихідна нормативна бальність землетрусу не перевищує 6-ти балів. Тому будівництво виконане у звичайному несейсмічному варіанті.

Для зменшення пожежонебезпеки проводять заходи, що зменшують можливість витікання олії. На трансформаторах та іншому відповідному устаткуванні встановлена апаратура, яка дозволяє отримувати об'єктивну інформацію про стан даного обладнання. До таких пристроїв відносяться теплові реле для визначення температури олії та обмоток, вібродатчики та інші пристрої.

Під трансформаторами побудовані спеціальні ями, заповнені щебнем для аварійного зливу олії, від яких відходять бетонні колектори до олієзбірника, який розрахований на 80% олії трансформаторів. Олієприймач заповнений гравієм, щоб загасити полум'я горючої олії у випадку його пошкодження. Блочні трансформатори укріпленні бетонними перегородками для запобігання пошкодження сусіднього трансформатора та інших апаратів.

Альтернативні споруди знаходяться на певній відстані від приміщень олійного господарства та від відкритих розподільних пристроїв.

Підвищення стійкості системи енергозабезпечення досягається проведенням, як загальноміських, так і об'єктових інженерно-технічних заходів.

Створюються дублюючі джерела електроенергії, газу і води шляхом прокладання декількох підвідних електро-, газо-, водопостачальних комунікацій.

Для нормальної та безперебійної роботи ПС здійснюються заходи укриття і підсилення конструкцій. При монтажі і реконструкції встановлені захисти, які при короткому замиканні і при перенапругах вимикають пошкоджені ділянки.

На трансформаторах встановлено диференційний захист від короткого замикання, захист від перевантажень, захист від замикань на землю, газовий захист та автоматика, яка запобігає виникненню аварій, а при її виникненні локалізує пошкодження, викликане нею. Окремо встановлюється релейний захист введів трансформаторів, а також шин від міжфазних замикань, перевантажень і замикань на землю.

На ЛЕП встановлені такі захисти: триступеневий дистанційний, від міжфазних замикань, чотирьохступеневий струмовий, від замикань на землю.

5.1.2 Захист від перенапруг

В літній грозовий період значно збільшується ймовірність дії грозових атмосферних електричних розрядів блискавки. Тому на ПС встановлені блискавковідводи, які захищають обладнання від прямих ударів блискавки і її вторинних проявів електростатичної і електромагнітної дії. Блискавка може вдарити в опору, трос, може проривати тросовий захист, в обладнання відкритих РП, в спорудженій ПС, тому що число грозових годин в даному районі в році більше 5-ти.

Грозозахист включає комплекс заходів та пристроїв, призначених для забезпечення безпеки людей, безпеки будівель, споруд, обладнання та матеріалів від вибуху, пожеж та руйнування, які можливі при дії блискавки.

В результаті прямих ударів блискавки і руйнування ізоляції електрообладнання виникає пожежа, що характерно для олійних апаратів.

У зв'язку з цим захист електрообладнання підстанцій від прямих ударів блискавки (блискавковідводи) встановлені на порталах, прожекторних щоглах.

На підстанції встановлено групу поодиноких стержневих блискавковідводів, зони захисту, яких перекриваються і захищають всю територію підстанції від випадкового попадання блискавки в обладнання та приміщення, а також захисне заземлення всієї апаратури, яка знаходиться на її території. Вздовж ліній електропередач встановлені блискавкозахисні троси.

На підході до ПС на ЛЕП встановлюються обмежувачі перенапруги нелінійні, які під час поширення хвиль перенапруг з великою амплітудою, будуть спрацьовувати і зрізати цю хвилю.

5.2. Закриті розподільчі пристрої

ЗРП - це розподільчий пристрій, розташований всередині будівлі. Зазвичай їх споруджують при напрузі 3-20 кВ. В установках великої напруги 35 - 220 кВ, закриті розподільні пристрої споруджують тільки при обмеженій площі під РП, при розташуванні їх в безпосередній близькості від промислових підприємств, що забруднюють повітря струмопровідним пилом або газами, які руйнують ізоляцію і металеві частини електрообладнання, а також поблизу морських узбереж і в місцевостях з дуже низькими температурами повітря (райони Крайньої Півночі).

Обслуговування ЗРП має бути зручним і безпечним. Для безпеки дотримуються мінімально допустимі відстані від струмоведучих частин до різних елементів ЗРП.

Неізольовані струмоведучі частини щоб уникнути випадкових дотику до них повинні бути поміщені в камери або огорожені. Огорожа може бути суцільною або сітчастою. У багатьох ЗРП застосовуються змішані огорожі - на суцільній частини огорожі кріпляться приводи вимикачів і роз'єднувачів, а

сітчаста частина огорожі дозволяє спостерігати за обладнанням. Висота такого огороження повинна бути не менше 1,9 м, при цьому сітки повинні мати отвори розміром не більше 25 мм, а огорожі замикатися на замок.

З приміщень ЗРП передбачаються виходи назвні або в приміщення з вогнетривкими стінами та перекриттями: один вихід при довжині РП до 7 м; два виходи по кінцях при довжині 60 м; при довжині понад 60 м - два виходи по кінцях і додаткові виходи з таким розрахунком, щоб відстань від будь-якої точки коридору до виходу не перевищувало 30 м. Двері РП повинні відкриватися назвні, мати замикаючі замки і відкриватися без ключа з боку РП.

ЗРП має забезпечувати пожежну безпеку. При установці в ЗРП масляних трансформаторів передбачаються заходи для збору і відводу масла в маслозбірну систему. В ЗРП передбачається природна вентиляція приміщень трансформаторів і реакторів, а також аварійна витяжка коридорів обслуговування відкритих камер з маслонаповненого обладнання.

Розподільний пристрій монтується з укрупнених вузлів (шаф, панелей і т.п.), виготовлених і укомплектованих на заводах або в майстернях. Будівля споруджується у вигляді коробки, без будь-яких перегородок, зального типу. Основу камер становить сталевий каркас, а перегородки між камерами виконують з азбестоцементних або гіпсолітових плит.

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 $K_{л}$ та на побудову понижуючих підстанцій $K_{п/ст}$ [17]:

$$K = K_{л} + K_{п/ст}$$

Капітальні витрати на лінії $K_{л}$ 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 роботі розглядається три можливі варіанти розвитку електричної мережі 35 кВ Бучацького району.

Перший варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.1. В даному варіанті будується двоколова лінія Л-9 довжиною 12,5 км проводом АС-70/11 з ПС «Зубрець» до ПС «Сновидів».

Другий варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.2. В даному варіанті будується одноколова лінія Л-9 довжиною 12,5 км проводом АС-70/11 з ПС «Зубрець» до ПС «Сновидів» та одноколова лінія Л-10 довжиною 6 км проводом АС-70/11 з ПС «Золотий Потік» до ПС «Сновидів».

Третій варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.3. В даному варіанті будується двоколова лінія Л-9 довжиною 6 км з ПС «Золотий Потік» до ПС «Сновидів».

Капітальні витрати на лінію [17]:

$$K_l = K_{л0}l,$$

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

Питоме капіталовкладення в лінію складає:

- Побудова двоколової лінії на залізобетонних опорах вартує 251 тис. грн. на 1 км. лінії;
- Побудова одноколової лінії на залізобетонних опорах вартує 187 тис. грн. на 1 км. лінії.

Визначаємо капітальні капіталовкладення на спорудження ЛЕП для кожного з варіантів:

$$K_{Л.В1} = K_{л0.В1} \cdot l_{В1} = 251 \cdot 12,5 = 3137,5 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В2} = K_{л0.В2} \cdot l_{В2} = 187 \cdot (12,5 + 6) = 3459,5 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В3} = K_{л0.В3} \cdot l_{В3} = 251 \cdot 6 = 1506 \text{ тис. грн.}$$

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

$$K_{п/ст} = K_T + K_{пв}.$$

Витрати на силові трансформатори становлять:

$$K_T = 720 \text{ тис. грн.}$$

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:

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

Капіталовкладення на спорудження варіантів мережі становлять:

$$K_{B1} = K_{Л.В1} + K_{n/cm} = 3137,5 + 930 = 4067,5 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{B2} = K_{Л.В2} + K_{n/cm} = 3459,5 + 930 = 4389,5 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{B3} = K_{Л.В3} + K_{n/cm} = 1506 + 930 = 2436 \text{ тис. грн.}$$

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

$$B = B_L + B_{n/cm},$$

де

$$B_L = \frac{a_L + o_L}{100} K_L;$$

$$B_{n/cm} = \frac{a_{n/cm} + o_{n/cm}}{100} K_{n/cm};$$

$a_L + o_L$ – відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній, %,

$$a_L + o_L = 2,4 + 0,4 = 2,8\%;$$

$a_{n/cm} + o_{n/cm}$ - 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:

$$B_{Л1} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л1} = \frac{2,8}{100} 3137 = 87,9 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л2} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л2} = \frac{2,8}{100} 3459,5 = 96,9 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л3} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л3} = \frac{2,8}{100} 1506 = 42,2 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати B на експлуатацію мережі:

$$B_1 = B_{Л1} + B_{n/cm} = 87,9 + 87,4 = 175,3 \text{ тис. грн.}$$

$$B_2 = B_{Л2} + B_{n/cm} = 96,9 + 87,4 = 184,3 \text{ тис. грн.}$$

$$B_3 = B_{Л3} + B_{n/cm} = 42,2 + 87,4 = 129,6 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо зведені витрати для кожного з варіантів:

$$Z_{B1} = E_H K_{B1} + B_{B1} = 0,12 \cdot 4067,5 + 175,3 = 663,4 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{B2} = E_H K_{B2} + B_{B2} = 0,12 \cdot 4389,5 + 184,3 = 711 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{B3} = E_H K_{B3} + B_{B3} = 0,12 \cdot 2436 + 129,6 = 421,9 \text{ тис. грн.}$$

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 третій 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:

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

1 варіант:

$$\Delta E = 47,384 \cdot 8760 = 415081,124 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 33,147 \cdot 8760 = 290368,675 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

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:

$$C_e = 415081,124 \cdot 2,24 = 929781,719 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 290368,675 \cdot 2,24 = 650425,831 \text{ тис. грн}$$

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:

$$C_1 = 929,8 + 60,6 = 990,4 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 650,4 + 72,0 = 722,4 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \left| \frac{720 - 606}{990,4 - 722,4} \right| = 0,425 \text{ року.}$$

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-1600/35 буде становити:

$$E = C_1 - C_2 = |990,4 - 722,4| = 268 \text{ тис. грн.}$$

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Фактори, які визначають небезпеку ураження людини електричним струмом

Індивідуальні особливості людей значною мірою визначають наслідок ураження. Струм, який викликає лише слабкі відчуття в однієї людини, може бути таким, що не відпускає, для іншої. Характер дії при одному і тому ж значенні струму залежить від стану нервової системи й всього організму загалом. Важливим фактором, що визначає ступінь дії електричного струму на людину, є також її вага та фізичний розвиток.

Встановлено, що для жінок порогове значення струму в 1,5 рази нижче ніж для чоловіків. Це пояснюється слабшим фізичним розвитком жінок.

Тривалість дії струму на органам людини — один із основних факторів. Чим вона менша, тим слабші наслідки (менша небезпека).

Якщо струм такий, що не відпускає, але ще не порушує дихання і роботу серця, швидке вимкнення його рятує потерпілого. При довгій дії струму опір людини зменшується і струм збільшується до значень, що можуть викликати параліч дихання і навіть фібриляцію серця.

Зупинка дихання настає не миттєво, а через декілька секунд. Причому час зменшується зі збільшенням струму, що протікає через органи людини. Ймовірність настання фібриляції, а також параліч серця теж залежить від тривалості дії струму. Нормально серце скорочується від 60 до 80 разів на хвилину, тобто тривалість циклу скорочення-розширення дорівнює приблизно 1 с. У кожному циклі протягом часу 0,15-0,2 с. м'язи серця розслаблені й тоді серце найчутливіше до дії електричного струму.

7.2 Організація роботи з охорони праці на підприємстві і на робочому місці

У відповідності до Закону України «Про охорону праці» державна політика в галузі охорони праці базується на принципах:

- пріоритету життя і здоров'я працівників, повної відповідальності роботодавця за створення належних, безпечних і здорових умов праці;
- підвищення рівня промислової безпеки шляхом забезпечення суцільного технічного контролю за станом виробництв, технологій та продукції, а також сприяння підприємствам у створенні безпечних та нешкідливих умов праці;
- комплексного розв'язання завдань охорони праці на основі загальнодержавної, галузевих, регіональних програм з цього питання та з урахуванням інших напрямів економічної і соціальної політики, досягнень в галузі науки і техніки та охорони довкілля;
- соціального захисту працівників, повного відшкодування шкоди особам, які потерпіли від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань;
- встановлення єдиних вимог з охорони праці для всіх підприємств та суб'єктів підприємницької діяльності незалежно від форм власності та видів діяльності;
- використання економічних методів управління охороною праці, участі держави у фінансуванні заходів щодо охорони праці, залучення добровільних внесків та інших надходжень на дані цілі, отримання яких не суперечить законодавству;
- інформування населення, проведення навчання, професійної підготовки і підвищення кваліфікації працівників з питань охорони праці;
- забезпечення координації діяльності органів державної влади, установ, організацій, об'єднань громадян, що розв'язують проблеми охорони

здоров'я, гігієни та безпеки праці, а також співробітництва і проведення консультацій між роботодавцями та працівниками (їх представниками), між усіма соціальними групами під час прийняття рішень з охорони праці на місцевому та державному рівнях;

– використання світового досвіду організації роботи щодо поліпшення умов і підвищення безпеки праці на основі міжнародного співробітництва.

Умови праці на робочому місці, безпека технологічних процесів, машин, механізмів, устаткування та інших засобів виробництва, стан засобів колективного та індивідуального захисту, що використовуються працівником, а також санітарно-побутові умови повинні відповідати вимогам законодавства.

Працівник має право відмовитися від дорученої роботи, якщо створилася виробнича ситуація, небезпечна для його життя чи здоров'я або для людей, які його оточують, або для виробничого середовища чи довкілля. Він зобов'язаний негайно повідомити про це безпосереднього керівника або роботодавця. Факт наявності такої ситуації за необхідності підтверджується спеціалістами з охорони праці підприємства за участю представника профспілки, членом якої він є, або уповноваженої працівниками особи з питань охорони праці (якщо професійна спілка на підприємстві не створювалася), а також страхового експерта з охорони праці.

Працівник має право розірвати трудовий договір за власним бажанням, якщо роботодавець не виконує законодавства про охорону праці, не додержується умов колективного договору з цих питань. У цьому разі працівникові виплачується вихідна допомога в розмірі, передбаченому колективним договором, але не менше тримісячного заробітку.

Працівника, який за станом здоров'я відповідно до медичного висновку потребує надання легшої роботи, роботодавець повинен перевести за згодою працівника на таку роботу на термін, зазначений у медичному висновку, і у разі потреби встановити скорочений робочий день та організувати проведення навчання працівника з набуття іншої професії відповідно до законодавства.

На час зупинення експлуатації підприємства, цеху, ділянки, окремого виробництва або устаткування органом державного нагляду за охороною праці чи службою охорони праці за працівником зберігаються місце роботи, а також середній заробіток.

7.3 Причини електротравматизму

Основними причинами електротравматизму є:

- недостатня навченість, несвоєчасна перевірка знань та присвоєння груп кваліфікації за технікою безпеки персоналу, який обслуговує електроустановки;
 - порушення правил влаштування, технічної експлуатації та техніки безпеки електроустановок;
 - неправильна організація праці;
 - неправильне розташування пускової апаратури та розподільчих пристроїв, захаращеність підходів до них;
 - порушення правил виконання робіт в охоронних зонах ЛЕП, електричних кабелів та ліній зв'язку;
 - несправність ізоляції, через що металеві не струмопровідні частини обладнання виявляються під напругою;
 - обрив заземлювального провідника;
 - використання електрозахисних пристроїв, які не відповідають умовам виконання робіт;
 - виконання електромонтажних та ремонтних робіт під напругою;
 - застосування проводів та кабелів, які не відповідають умовам виробництва та використовуваній напрузі;
 - низька якість з'єднань та ремонту;
- недооцінка небезпеки струму, який проходить через тіло людини та напруги, впливу якої підлягає людина, коли її ноги знаходяться на ділянці з точками різного потенціалу („крокова напруга”);

- ремонт обірваного нульового провідника повітряної лінії при невимкненій мережі і приєднаному однофазному навантаженні;
 - живлення декількох споживачів від загального пускового пристрою з захистом запобіжниками, розрахованими на вимкнення найбільш потужного з них або від однієї групи розподільчої шафи;
 - недооцінка необхідності вимкнення електроустановки (зняття напруги) в неробочі періоди;
 - виконання робіт без індивідуальних засобів електрозахисту або використання захисних засобів, які не пройшли своєчасного випробування;
 - невиконання періодичних випробувань, зокрема перевірок опору ізоляції (електромереж, обмоток електродвигунів, котушок комутаційної апаратури, реле) та опорів заземлювальних пристроїв;
 - користування електроустановками, опір ізоляції яких не перевищує нормативних значень;
 - використання електроустановок кустарного виготовлення, виготовлених з порушенням вимог правил електробезпеки (зокрема, розподільчими та пусковими пристроями, електропечами);
 - некваліфікований інструктаж робітників, які використовують ручні електричні машини;
 - відсутність контролю за діями працівників з боку виконавців робіт;
 - відсутність маркування, запобіжних плакатів, блокувань, тимчасових огорожень місць електротехнічних робіт.

Ці причини можна згрупувати за наступними чинниками:

- дотик до струмоведучих частин під напругою внаслідок недотримання правил техніки безпеки, дефектів конструкції та монтажу електрообладнання;
- дотик до неструмоведучих частин, які опинились під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, перехресування проводів;
- помилкове подання напруги в установку, де працюють люди;
- відсутність надійних захисних пристроїв.

7.4 Вплив електромагнітного поля на організм людини

Електромагнітне поле (ЕМП) характеризується векторами напруженості електричного E (В/м) і магнітного H (А/м) полів. Вектори E і H біжучої електромагнітної хвилі завжди взаємно перпендикулярні. При розповсюдженні в провідному середовищі вони зв'язані відношенням:

$$E = H \sqrt{\frac{\omega\mu}{\gamma}} \cdot e^{-kz}$$

де ω – колова частота електромагнітних коливань;

μ – магнітна проникність цієї речовини;

k – коефіцієнт затухання;

Z – відстань від вхідної площини екрана до розглядуваної точки.

Вплив електромагнітних полів на людину залежить від напруженості електричного і магнітного полів, інтенсивності потоку енергії, частоти коливань, локалізації опроміненя на поверхні тіла й індивідуальних особливостей організму.

Механізм цього впливу полягає в тому, що в електричному полі атоми і молекули, з яких складається людське тіло, поляризуються, а полярні молекули (наприклад води), крім того, орієнтуються по напрямку поширення електромагнітного поля. В електролітах, якими є рідкі складові тканин, крові, міжклітинної рідини, після прикладання зовнішнього поля з'являються іонні струми. Перемінне електричне поле викликає нагрівання тканин тіла людини як за рахунок перемінної поляризації діелектриків, так і за рахунок появи струмів провідності.

Тепловий ефект є наслідком поглинання енергії електромагнітного поля. Крім того, має місце відбивання електромагнітних хвиль від поверхні людського тіла через зміну на цій границі хвильового опору середовища.

Поглинання енергії і виникнення іонних струмів супроводжується специфічним впливом на біологічні тканини, оскільки порушується тонка

структура електричних потенціалів і циркуляції рідини в клітинах і внутрішніх органах.

Змінне магнітне поле призводить до зміни орієнтації магнітних моментів атомів і молекул. Цей ефект слабше викликаний зовнішнім електричним полем, але він також небайдужий для організму.

Чим більша напруженість поля і чим більше час впливу, тим зазначені ефекти виявляються сильніше.

Підвищення частоти коливань приводить до збільшення провідності тіла, частки поглиненої енергії і зменшенню глибини проникання хвиль. Експерименти показали, що випромінювання з довжинами хвиль коротше 10см у значній мірі поглинається шкірою; випромінювання з довжинами хвиль 10-30 см поглинається в меншій мірі (на 30 - 40 %), однак у цьому випадку поглинання відбувається переважно у внутрішніх органах. Таке випромінювання найбільш шкідливе.

Надлишкове тепло виділяється до певної межі шляхом збільшення навантаження на механізм терморегуляції. Починаючи з деякої величини ($j > 10$ мВт/см²), названої тепловим порогом, організм не справляється з відводом тепла, що утворюється, температура тіла підвищується, що приносить велику шкоду здоров'ю.

Поглинання найбільш інтенсивне в органах з великим вмістом води (кров, м'язи, легені, печінка). Однак нагрів найбільш шкідливий для із слаборозвиненою судинною чи системою з недостатнім кровообігом і недостатньо розвитою системою регуляції (очі, мозок, шлунок, жовчний і сечовий міхури). Опромінення очей викликає помутніння кришталика (катаракту). Звичайно катаракта розвивається не одразу, а через кілька днів чи тижнів після опромінення.

Крім теплового впливу на тканини людини, як на діелектричні матеріали, що володіють деякою провідністю, електромагнітні поля впливають на тканини, як на біологічні об'єкти. Вони безпосередньо впливають на нервову систему, змінюють орієнтацію клітин чи ланцюгів молекул відповідно до

напрямку силових ліній електричного поля, біохімічну активність білкових молекул і склад крові. Порушуються функції серцево-судинної системи. Спостерігаються зміни вуглеводного, білкового і мінерального обміну речовин. Однак ці зміни носять функціональний, оборотний характер досить припинити опромінення неприпустимого рівня — і хворобливі явища зникають.

Гранично допустимі значення густини потоку енергії ЕМП у діапазоні частот 300 МГц ... 300 ГГц на робочих місцях персоналу визначають, виходячи з припустимого енергетичного навантаження на організм з урахуванням часу впливу по формулі:

$$ПЩП_{ГДР} = EN_{ГДР} / T,$$

де $ПЩП_{ГДР}$ — гранично допустиме значення густини потоку енергії, Вт/м²;

$EN_{ГДР}$ — нормативна величина енергетичного навантаження за робочий день, рівна 2 Вт·год/м² для усіх випадків опромінення, крім опромінення від обертових і скануючи антен; 20 Вт·год/м² для випадків опромінення від обертових і скануючи антен з частотою обертання чи сканування не більше 1 Гц і шпаруватістю не менше 50. Максимальне значення $ПЩП$ не повинне перевищувати 10 Вт/м²;

T — час перебування в зоні обслуговування чи сканування антен, год.

7.5 Виникнення ЕМІ- обстановки та її вплив на роботу складних розгалужених електротехнічних систем

По природі електромагнітний імпульс (ЕМІ) в першому наближенні можна порівняти з електромагнітним полем близької блискавиці, що створює перешкоди для радіоприймачів. Виникає ЕМІ в основному в результаті взаємодії гама-випромінювання, яке створюється в момент вибуху, з атомами навколишнього середовища.

Район, де гама-випромінювання взаємодіє з атмосферою, називається районом джерела ЕМІ. Густа атмосфера поблизу земної поверхні обмежує область поширення гама-квантів (середня довжина вільного пробігу складає

сотні метрів). Тому при наземному вибуху район джерела займає площу всього в декілька квадратних кілометрів і приблизно співпадає з районом де діють інші уражаючі фактори ядерного вибуху. При висотному ядерному вибуху гама-кванти можуть пройти сотні кілометрів до взаємодії з молекулами повітря і в результаті його розрідженості проникнути глибоко в атмосферу. Тому розміри району джерела ЕМІ отримуються великими. При висотному вибуху потужного боєприпасу може утворитися район джерела ЕМІ діаметром 1600 км і товщиною близько 20 км, нижня межа якого може пройти на висоті близько 18 км.

ЕМІ наземного ядерного вибуху на відстані до декількох кілометрів від центру вибуху являє собою одиничний сигнал з крутим переднім фронтом і з довжиною в декілька десятків мілісекунд. Енергія ЕМІ розподілена в широкому діапазоні частот від десятків герц до мегагерц. Однак високочастотна частина спектру має незначну долю енергії імпульсу, основна ж частина його енергії приходить на частоти до 30 кГц.

Амплітуда ЕМІ у вказаній зоні може досягати дуже великих значень – в повітрі тисячі вольт на метр при вибуху боєприпасів малої потужності і десятки тисяч вольт на метр при вибухах боєприпасів великої потужності. В ґрунті амплітуда ЕМІ може досягати відповідно до сотень і тисяч вольт на метр. Постільки амплітуда ЕМІ швидко зменшується із збільшенням відстані, ЕМІ наземного ядерного вибуху уражає тільки на відстані декількох кілометрів від центру вибуху; на великих відстанях він дає тільки короткочасну негативну дію на роботу радіотехнічного обладнання.

Основними параметрами ЕМІ, що визначають уражаючу дію, є характер зміни напруженості електричного і магнітного полів в часі (форма імпульсу) і максимальна напруженість поля (амплітуда імпульсу).

На створення ЕМІ йде невелика частина ядерної енергії, але він здатний викликати високі імпульси струмів і напруг в проводах повітряних і підземних ліній зв'язку, сигналізації, керування, електропередачі, в антенах радіостанцій і т.д.

Дія ЕМІ може привести до згоряння чутливих електронних та електричних елементів, що зв'язані з відкритими проводами (електромережа), а також до серйозних порушень в цифрових та контрольних пристроях, без незворотніх змін. Відповідно вплив ЕМІ необхідно враховувати для всіх електричних та електронних систем. Для найбільш важливих пристроїв потрібно приймати міри захисту і підвищувати їхню стійкість до ЕМІ.

Особливістю ЕМІ як уражаючого фактору є його властивість розповсюджуватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різноманітних комунікаціях (мережам водо- та електропостачання, проводовому зв'язку і т.д.). Тому ЕМІ може діяти на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як уражаючі фактори.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Енергетика й екологія

Виробництво енергії й тепла на базі використання мінерального палива є унікальним за масштабами матеріального та енергетичного обміну з довкіллям. Споживаючи величезну кількість природних первинних ресурсів у вигляді твердого, рідкого і газоподібного палива, річна витрата якого наблизилася до 14 млрд т н.е. і кисню повітря – 87.5 млрд т, енергетичне виробництво видає товарний продукт у вигляді газоподібних і твердих продуктів згорання, а також стічної води.

Екологія й економіка природокористування досі не в змозі повною мірою оцінити збитки природі і народному господарству, завдані цими викидами.

Традиційні способи вироблення теплової й електричної енергії в котельнях і ТЕС пов'язані з негативним глобальним і локальним впливом на довкілля, спричиненим:

- викидом в атмосферу таких шкідливих речовин, як оксиди сірки й азоту, монооксиди вуглецю, тверді частинки золи, концентровані органічні речовини, зокрема банз(а)пірен та ін.;
- викидом величезних кількостей діоксиду вуглецю, що є основним чинником виникнення “парникового ефекту”;
- тепловим забрудненням довкілля;
- скиданням мінералізованих і нагрітих вод;
- споживанням у великих об'ємах кисню і води.

Під час спалювання вугілля в атмосферу виділяється зола із частинками неспаленого палива, сірчистий і сірчаний ангідриди, оксиди азоту, певна кількість фтористих сполук, а також газоподібні продукти неповного згорання. Летка зола інколи містить, окрім нетоксичних складових, шкідливі домішки (арсен, вільний діоксид кремнію, вільний діоксид кальцію та ін.).

У процесі спалювання мазуту в атмосферне повітря з димом і газами надходять: сірчистий і сірчаний ангідриди, оксиди азоту, газоподібні і тверді продукти неповного згорання палива, сполуки ванадію, солей натрію, а також речовин, які видаляють з поверхні котлів під час їх очищення.

Природний газ в екологічному плані є найчистішим видом палива. Однак і за умов добре організованого спалювання природного газу утворюються шкідливі речовини: оксиди азоту, в незначних кількостях оксиди сірки.

Попри надзвичайно негативний характер впливу продуктів згорання вугілля на довкілля, електроенергію виробляють переважно на твердому паливі. Якщо 1974 р. частка твердого палива в ПЕР становила 50 %, то до кінця 90-х рр. вона збільшилася до 60 %. Споживання нафти, навпаки, досягнувши пікового рівня в 1980 році, набуло стабільної тенденції до падіння (з темпом близько 2.6 % на рік). Застосування газу для генерування енергії постійно зростає, що, безумовно, є досить позитивним фактом.

Перевага, яку віддають вугіллю у виробництві електроенергії, зумовлена тим, що нині світові розвідані запаси кам'яного вугілля становлять 87 % усіх горючих викопних джерел енергії на планеті. Його енергетичні можливості більш аніж у 6 разів перевершують такі самі можливості нафтових пластів. Загальні світові запаси кам'яного вугілля, включно з прогнозованими родовищами, мають енергетичний потенціал, що в 25 разів перевершує нафтовий. Коли припустити, що людство відмовиться від усіх інших джерел енергії і використовуватиме тільки кам'яне вугілля, то з урахуванням щорічного зростання споживання енергії, а також неминучих енергетичних утрат його вистачить приблизно на 200 років. Утім негативні екологічні наслідки при цьому неunikні. До того ж сучасне вугілля – вже аж ніяк не те паливо, що ним були наповнені підземні комори декілька десятиків років тому. Потрібна абсолютно нова технологія його спалювання в котельних агрегатах.

Роль енергетичних ресурсів у життєдіяльності суспільства особливо виразно було продемонстровано під час нафтової кризи 1973-1974 рр. Ці роки були справжньою революцією в підходах до енергоспоживання в

індустріальних країнах, що зуміли, практично не збільшуючи споживання енергоресурсів, нарощувати ВВП. Докорінної перебудови зазнала їхня економіка як зі структурного, так і з технологічного боку. Енергоємність ВВП стала одним з найважливіших і визначальних показників макроекономічного й науково-технічного стану тієї або тієї країни.

Відтак, рівень розвитку ПЕК суттєвою мірою визначає темпи зростання і технічний рівень виробництва, стан економіки й добробут суспільства навзагал, причому проблеми енергетики набувають не тільки яскраво вираженого технічного, а й екологічного та соціального характеру.

8.2. Енергетичні аспекти екологічної безпеки

Одним із пріоритетних напрямів розвитку України, забезпечення її екологічної безпеки є охорона довкілля. Коріння екологічної кризи заглиблене в Чорнобильській катастрофі й непомірному техногенному навантаженні, що спричинило, зрештою, якісних характеристик природного довкілля.

Територія України є техногенно перенасиченою небезпечними об'єктами. Масштаби забруднення довкілля в низці регіонів України досягли критичного рівня. Головними забруднювачами повітря є підприємства енергетики, металургії і транспорту. Досить важливим є питання, які джерела екологічної небезпеки найбільш істотні. Проте ще раз відзначмо внесок основних виробництв у погіршення екологічної ситуації.

Шкідливі викиди в усіх країнах СНД на початок ХХІ ст. розподілилися в середньому таким чином: ТЕС – 30,7 %, автотранспорт – 22,8 %, чорна металургія – 15,7 %, промисловість будівельних матеріалів – 30,3 %, кольорова металургія – 7,4 %, нафтова промисловість – 6,3 %, хімічна промисловість – 3,8 %.

Загалом у різних країнах на електроенергетику припадає від 25 % до 35 % загальних викидів CO₂, причому ця частина зростає зі збільшенням валового національного продукту. Усі ТЕС світу, виробляючи 80 % загальних обсягів

енергії, поставляють в атмосферу 50 % промислових забруднюючих викидів. Тільки у процесі підземного видобутку вугілля на кожен тону видобутого твердого палива в атмосферу викидається 0,42 кг пилу, 0,6 кг оксидів сірки, 0,11 оксидів азоту, 1 кг оксидів вуглецю та інших інгредієнтів. Під час переробки 1 т нафти – 3,44 кг вуглеводнів, 0,89 кг оксидів сірки, 0,4 оксидів вуглецю, 0,09 кг оксидів азоту, 0,03 кг сірководня. У зв'язку з тим, що використання природного газу в енергетиці скорочуватиметься, а споживання низькосортного високосольного та сірчистого вугілля буде зростати, можна чекати збільшення кількості викидів і погіршення екологічної обстановки. Слід також не забувати, що на кожен мільйон видобутого вугілля руйнується 414 га землі.

Нині ТЕС на території України викидають в атмосферу 76 % оксидів сірки, 53 % оксидів азоту і 26 % твердих частинок від загальних об'ємів викидів стаціонарних енергетичних установок. На 1 млн кВт електричної потужності АЕС у довкілля потрапляє не менше 2 млн кВт теплових потужностей, що в 1,5–2 рази більше, ніж для ТЕС. Для будівництва кожного блока – мільйонника АЕС потрібно 600 га земельних ресурсів, безповоротні втрати води під час експлуатації такого блока становлять 30 млн м³/рік, а утворені рідкі відходи – до 100 тис. м³/рік. Уважається, що для нормальної роботи АЕС необхідне водосховище, розміри якого забезпечують 8...12 м² поверхні на кожен кВт установленної потужності (для ТЕС – 5...8 м²).

Усе сказане наочно підтверджується тим, що без розв'язання складних екологічних проблем і забезпечення конче необхідного рівня захисту атмосфери й водоймищ від забруднення димовими газами і рідинними стоками ТЕС у нинішніх умовах не може бути реалізована стратегія подальшого розвитку енергетики. Слід також відмітити, що нині треба активно підіймати культуру гідробудівництва. Вплив енергетики на природне середовище полягає не тільки у значних об'ємах викидів шкідливих речовин, а й у виведенні з природокористування значних територій, у дії на клімат, у складуванні величезних обсягів вторинної сировини.

Таким чином, досягти екологічної безпеки країни можна лише за умови підвищення безпеки енергетичної в усіх аспектах і складових ефективності виробництва, перетворення, передачі й використання ПЕР.

В Україні, як і в інших розвинених країнах, необхідна система екологічної безпеки, що враховує особливості вітчизняної економіки й ПЕК. Ця система має передбачати підтримку такого стану економіки і соціальних відносин у суспільстві, за яких діяльність держави й особи свідомо спрямовані на попередження та відвернення виниклих екологічних загроз (ризиків); на всебічний екологічний захист населення і природних умов його ефективного соціального й економічного розвитку.

Комплексна оцінка екологічної безпеки ґрунтується на оцінці ризику, який виникає внаслідок тієї чи іншої діяльності, зокрема, в паливно-енергетичному комплексі. У цьому разі під терміном “ризик” у його широкому значенні мають на увазі розмір можливих збитків від тих чи інших подій (дій, явищ). “Ризик” – це також небезпека від можливих подій.

Дослідження й аналіз ризику техногенних систем (промислових об’єктів) включають у себе широкий спектр навзаєм пов’язаних проблем різних етапів: ідентифікацію чинників та оцінку ризику, управління ризиком. Оцінка техногенного ризику – це процедура знаходження індивідуального ризику для конкретного виробництва (промислового підприємства).

Світовий досвід показує, що зменшення і регулювання техногенного навантаження доволі ефективно досягається за допомогою підтримки певних об’ємів викидів для додержання національних стандартів якості повітря; методу “торгівлі викидами”, пов’язаного з угодами між підприємствами (в межах установлених норм на викиди); принципу “солідарної відповідальності”, коли підприємства несуть загальну відповідальність за екологічний збиток, та ін.

Передові країни світу усе більше уваги приділяють природоохоронним заходам, випуску екологічно чистої продукції; упровадженню орієнтованої стратегії економічного зростання як єдиного перспективного напрямку досягнення стійкого розвитку. Істотно зросла роль державної фінансово-

економічної політики стимулювання природоохоронної діяльності. Економіка розвинених країн дедалі більше стає ресурсощадною, у них високими темпами розвивається екоіндустрія. Лише за п'ять років (1990–1994 рр.) щорічні темпи зростання світового екобізнесу піднялися до 9 %.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

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

Отримано результати:

1. Проведена характеристика мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бучацького району.
2. Проведено розрахунок навантажень ПС «Сновидів», яке складає 1,8 МВт, що дало змогу проводити подальший розвитку ЕМ 35 кВ.
3. Запропоновані варіанти розвитку ЕМ 35 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» Бучацького району та обґрунтовано вибір ПС тупікового типу, що дало зменшити витрати на побудову нової ЛЕП.
4. Обґрунтовано встановлення двохтрансформаторної ПС потужністю 3,2 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи проводу АС-70/11 на основі розрахунків навантажень.
5. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ Бучацького 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.

18. ДСТУ 3440-96. Системи енергетичні. Терміни та визначення: Видання офіційне.–Київ: Держстандарт України, 1997. –46 с.

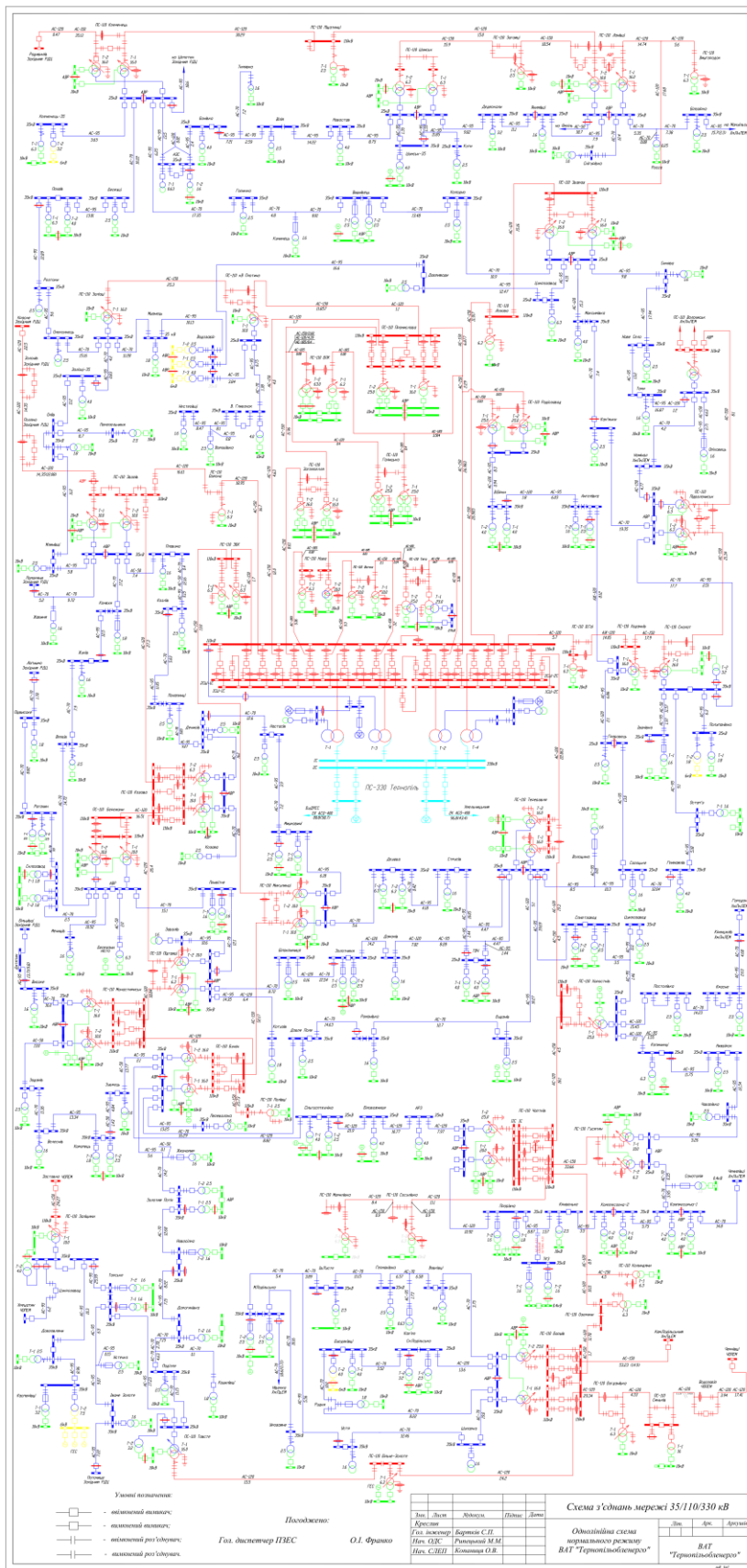
19. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с.

20. ДСТУ 2860-94. Надійність техніки. Терміни та визначення: Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1995. – 92 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

Однолінійна схема нормального режиму ВАТ “Тернопільобленерго”



Додаток В

Карта населених пунктів Бучацького району



Додаток Д

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-1000 і ТМ-1600

Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням повної потужності силових споживачів

$$S_p := 2110 \text{ кВА}$$

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:

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr1}} = 1.055$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} = 1.507$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr2}} = 0.659$$

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} = 0.942$$

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:

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

Визначасмо приведені втрати електроенергії:

Перший варіант:

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

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

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

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

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 23.692 \text{ кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 47.384 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{vk1} = 415081.124 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

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:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 929781.719 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

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

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

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

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

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 16.574 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 33.147 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 290368.675 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 650425.831 \text{ грн}$$

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:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 990381.719 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 722425.831 \text{ грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} \right| = 0.425 \text{ роки}$$

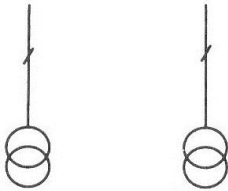
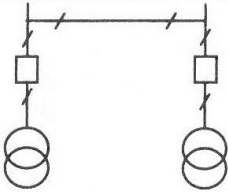
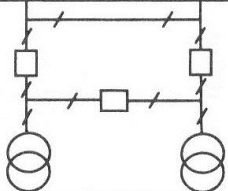
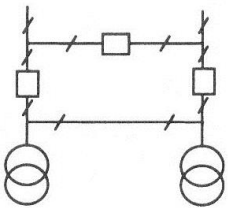
Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ – 1600, оскільки має менші сумарні затрати.

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

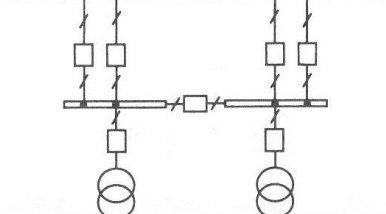
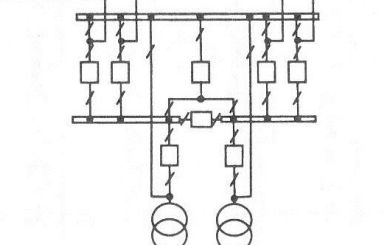
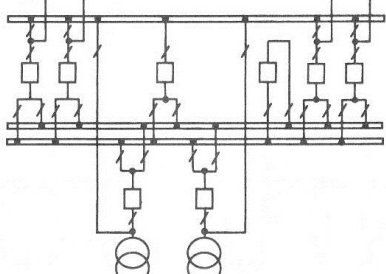
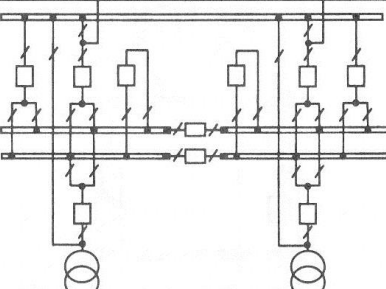
$$E := C_1 - C_2 = 267955.887 \text{ грн}$$

Додаток Е

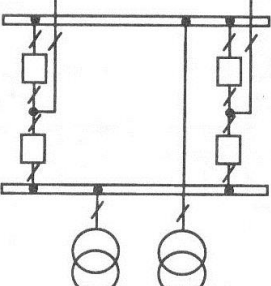
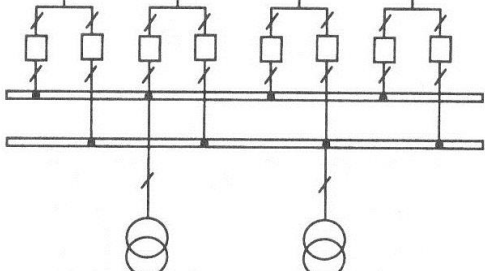
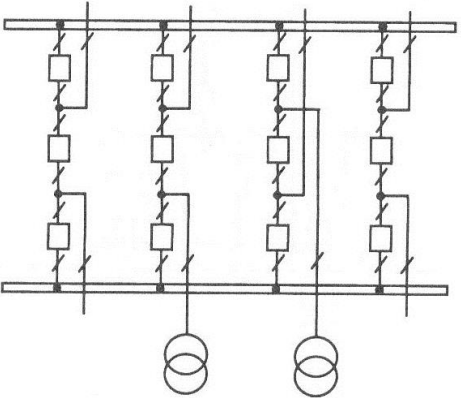
Перелік і сфера застосування схем 35 – 750 кВ

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 не- обхідне секціонування лі- ній і збереження транзиту 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 кожену 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 кожену 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