

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 02 » вересня 2020 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Стасіну Сергію Богдановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка заходів щодо зниження втрат в електричній мережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Керівник роботи Куземко Наталія Анатолівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «01» вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Принципова схема головних електричних з'єднань ПС 110/10 кВ картограма електричних навантажень підстанції, технічна документація на мікропроцесорний блок захисту, паспортні дані захисного та комутуючого обладнання, значення активних та реактивних опорів мережі.

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

1. Аналітичний розділ
2. Розрахунково-дослідницький розділ
3. Проектно-конструкторський розділ
4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

- | | |
|---|------------|
| 1. Головна схема електричних з'єднань РП-110 кВ ТП 110/10 кВ | 1л. ф – А1 |
| 2. Розрахункова схема зовнішнього електропостачання ТП 110/10 кВ | 1л. ф – А1 |
| 3. Схеми заміщення та результати розрахунку струмів КЗ ТП 110/10 кВ | 1л. ф – А1 |
| 4. Карта розміщення пристроїв РЗА ТП 110/10 кВ | 1л. ф – А1 |
| 5. Структурна схема автоматизації ТП 110/10 кВ | 1л. ф – А1 |
| 6. Схема грозозахисту та заземлення ТП 110/10 кВ | 1л. ф – А1 |

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання

02 вересня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.09.2020	
2	Аналітичний розділ	20.10.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.12.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2020	
6	Висновки	10.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2020	

Студент

(підпис)

Стасін С. Б.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Куземко Н. А.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Стасін С. Б. Розробка заходів щодо зниження втрат в електричній мережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ. 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, 2020.

Стор.– 76; рис. - 10; табл. - 32; креслень - 6; джерел - 23; додатків - .

У кваліфікаційній роботі магістра здійснено розробку заходів зниження втрат в електричній мережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Здійснений розрахунок електричних навантажень і величин струмів трифазного і однофазного короткого замикання, вибір основного високовольтного обладнання. На підставі отриманих даних про величини струмів короткого замикання проведена перевірка вибраного електрообладнання на термічну і електродинамічну стійкість, а також на комутаційну здатність. Здійснений розрахунок уставок пристроїв захисту та автоматики і вибір системи оперативного струму.

Розглядається питання автоматизації підстанції за допомогою SCADA-системи і мікропроцесорних терміналів захисту, автоматики, керування і вимірювання.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ТЕРМІНАЛ ЗАХИСТУ, РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, СПОЖИВАЧІ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ЗАЗЕМЛЕННЯ, ГРОМОЗАХИСТ, SCADA.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Аналіз трансформаторної підстанції	8
1.2 Вимоги до підстанції, кліматичні умови	10
1.3 Характеристики виробничих приміщень	11
1.4 Принципова електрична схема підстанції	12
1.5 Режим роботи підстанції і категорії споживачів	15
1.6 Висновки до розділу 1	16
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Аналіз електричних навантажень	18
2.2 Оцінка оптимальності місця розташування підстанції	22
2.3 Вибір головної схеми підстанції	28
2.4 Вибір елементів головної схеми підстанції	28
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання	31
2.6 Висновки до розділу 2	50
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	52
3.1 Електричний розрахунок струмопровідних елементів і струмопровідної апаратури	52
3.2 Механічний розрахунок повітряних ліній	55
3.3 Вибір і розрахунок пристроїв РЗА	62
3.6 Висновки до розділу 3	73
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	74
4.1 Безпека праці електромонтера по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів	74
4.2 Принципи і заходи підвищення стійкості функціонування об'єктів економіки	78
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	81
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	82

ВСТУП

Актуальність проблеми.

Актуальність теми обумовлена тим, що погіршення технічного стану силового обладнання підстанції (ПС) є однією з основних причин зростання пошкоджуваності. Необхідність реконструкції ПС виникає і за умовами морального зносу: необхідність зміни схеми, заміни трансформаторів; при цьому має змінюватися зношене обладнання. Проблема переобладнання та реконструкції ПС у зв'язку зі старінням основних фондів і моральним зносом є в сучасних умовах вирішальною для забезпечення живучості та надійності електроенергетики. Реконструкція підстанції дозволить підвищити надійність електропостачання та якість електроенергії у споживачів, а також знизити втрати електроенергії і як наслідок витрати на експлуатацію. [1]

Стратегія проведення робіт із технічного переобладнання і реконструкції ПС повинна враховувати фінансове становище виробництва і будуватися в найближчі роки в напрямку продовження ресурсу обладнання, застосування відновлювальних технологій. Продовження ресурсу обладнання неминуче позначиться на збільшенні обсягу робіт по усуненню фізичного і морального зносу об'єктів електричних мереж в майбутньому.

Подолання дефіциту фінансових і матеріальних ресурсів для проведення реконструкції неможливо без залучення великомасштабних інвестицій.

При заміні обладнання на ПС рекомендується орієнтуватися на кращі зразки обладнання, що випускається вітчизняними заводами. Використання обладнання виробництва іноземних фірм має ставитися до «пріоритетних» об'єктів у випадках відсутності аналогів в номенклатурі вітчизняних заводів. Вирішення питання порядку модернізації полягає в тому, щоб після реконструкції підстанція мала найкращі техніко-економічні показники, тобто при мінімальних витратах коштів, обладнання і матеріалів вона забезпечувала необхідну надійність електропостачання та якість електроенергії. Крім того, при проектуванні завдання з електропостачання вирішується комплексно, з

урахуванням перспективи розвитку споживачів. Проектування проводилося згідно і з загальними директивними та нормативними документами [2-6] (ПУЕ, ПТЕ і т.д.), так і зі спеціально розробленими для ПС матеріалами.

Мета і завдання дослідження.

Основною метою роботи є розробка заходів зниження втрат в електричній мережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ, шляхом модернізації електричної частини.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

- аналіз режимів роботи обладнання трансформаторної в найближчій перспективі розвитку прилеглої енергосистеми;
- забезпечення надійного і безперебійного електропостачання споживачів електроенергією за рахунок автоматизації підстанції;
- зниження втрат при передачі електроенергії;
- підвищення якості електроенергії;
- вибір нового високовольтного обладнання підстанції і електрообладнання, що реалізовує функції керування, вимірювання і захисту
- впровадження багатофункціональних сучасних РЗА;
- зниження ймовірності виникнення інцидентів на підстанції;
- побудова автоматизованої системи управління технологічними процесами.

Об'єкт дослідження – електричні мережі розподільних трансформаторних підстанцій.

Предмет дослідження – розробка заходів зниження втрат в електричній мережі трансформаторної підстанції.

Наукова новизна отриманих результатів.

- Дістало подальший розвиток розробка та впровадження заходів зниження втрат в електричній мережі трансформаторної підстанції, шляхом побудови автоматизованої системи керування підстанції дозволяє понизити експлуатаційні витрати і продовжити термін служби обладнання за рахунок автоматизації контролю його ресурсу, понизити ризик пошкодження обладнання

і травматизму персоналу за рахунок автоматизації контролю стану обладнання і диспетчерського керування, а також здійснювати раціональніше використання енергоресурсів за рахунок автоматичного контролю, обліку, аналізу енергоспоживання і використання оптимальних стратегій управління.

Практичне значення отриманих результатів.

Застосування нових якісніших комірок КРПЕ підвищує надійність електропостачання підприємства, а також значно зменшує експлуатаційні витрати.

Впровадження мікропроцесорних пристроїв захисту дає можливість підвищити чутливість захистів і значно зменшити час їх спрацьовування, що в сукупності з високою надійністю дозволяє істотно понизити величину збитку від перерв в електропостачанні.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на ІХ Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (2020), на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (23 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 76 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз трансформаторної підстанції

Трансформаторна підстанція ТП-110 кВ побудована в 1985 році. Основним призначенням ТП є живлення асфальтно-бетонного заводу.

Споживачами електричної енергії, що живляться від ТП «Миронівка», є головні понижувальні підстанції (ГПП) № 2, 8, 12, 20, 21 – дванадцять трансформаторів з розщепленою обмоткою нижчої напруги потужністю 63 МВА. На ГПП-2 живлять з ТП «Миронівка» два трансформатори, які резервують споживачів ГПП-3 і ГПП-1. На ГПП-8 встановлено чотири трансформатори, які забезпечують живлення сушильного барабана і частини електроустановок конвеєрів. На ГПП-12 встановлено два трансформатори, які живлять електрообладнання допоміжних виробництв і забезпечують живлення власних потреб підстанції. На ГПП-20 і ГПП-21 встановлені по два трансформатори, що забезпечують живлення споживачів асфальтно-бетонного заводу: змішувальна вежа, пилосос-вентилятор, підігрівач масла і так далі

Основним силовим обладнанням є комплектний розподільчий пристрій з елегазовою ізоляцією полюсів і шин (ЗРПЕ-110 кВ. На ТП встановлено 20 лінійних комірок типу "ЯЭ-110Л-11", 2 секційні комірочки типу "ЯЭ-110С-11", 2 шиноз'єднувальних комірочки типу "ЯЭ-110Ш-11" і чотири 2 комірочки трансформаторів напруги типу "ЯЭ-110Т-11". Головна схема підстанції – подвійна секціонована система шин. Велика частина пристроїв релейного захисту і автоматики (РЗА) реалізовані на електромеханічній.

Обладнання РП-2 експлуатується близько тридцяти років і застаріло фізично і морально. Встановлені комірочки ЯЭ-110 вимагають дорогого капітального ремонту, перевищений нормативний термін експлуатації електромеханічних реле і вторинних кіл значно знижує надійність електропостачання.

ТП 110/10 кВ розташована на території Миронівського асфальтно-бетонного заводу в районі залізничної станції на проспекті Залізничників. Підстанція конструктивно виконана у вигляді окремо стоячої будівлі і поєднана з головною понижувальною підстанцією ГПП-12 (рис. 1.1).

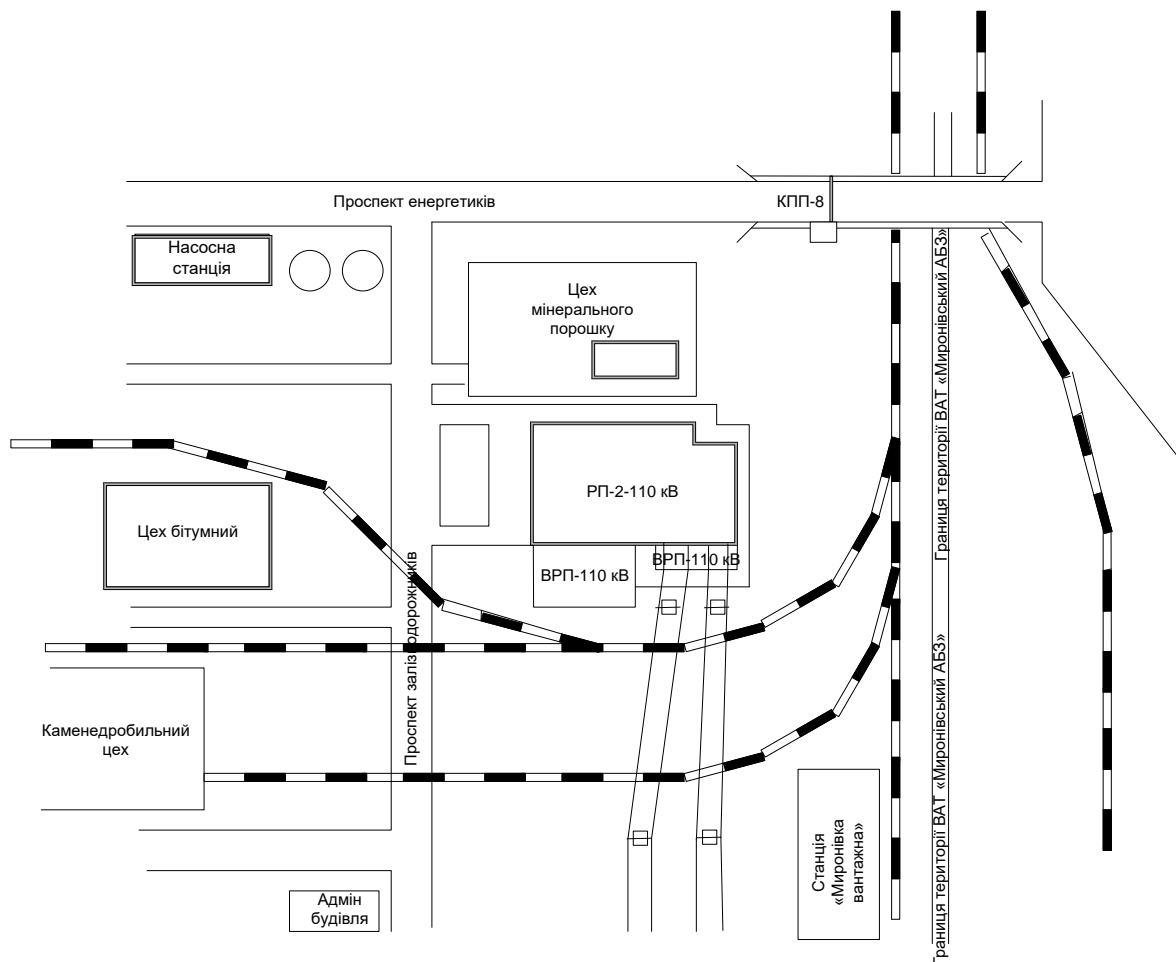


Рисунок 1.1 – План місцерозташування ТП 110/10 кВ

До складу ТП 110/10 кВ входять:

- відкритий розподільний пристрій 110 кВ №1 (ВРП №1-110 кВ) служить ввідною частиною підстанції, тут розміщено обладнання високовольтних вводів: портали, ВЧ-загороджувачі, конденсатори зв'язку, розрядники, шафи відбору напруги і прохідні введення в ЗРП-110 кВ;
- відкритий розподільний пристрій 110 кВ №2 (ВРП №2-110 кВ), що виконує потреби ГПП-12. На ВРП №2-110 кВ розміщені два силові трансформатори ТРДЦНК-63000/110/10,5/10,5, чотири струмообмежувальні реактори РБГД-100-2500-0,351 і шафи керування обдуванням трансформаторів;

- закритий розподільчий пристрій елегазовий 110 кВ (ЗРПЕ-110 кВ) призначений для розподілу електроенергії по великих споживачах асфальтно-бетонних виробництв, складається з модульного пофазного РП-110 кВ в комплекті з 28 комірок ЯЭ-110;
- комплектний розподільчий пристрій 10 кВ (КРП-10 кВ), що виконує потреби ГПП-12, служить для розподілу електроенергії по дрібних споживачах допоміжних виробництв, складається з 46 комірок ШВМЭ-10 з елементами викочувань ТН і МВ;
- приміщення з маслопідживлюючим обладнанням для відходящих кабелів 110 кВ;
- кабельний підвал, галереї і тунелі 10 кВ і 110 кВ;
- компресорна станція, складається з п'яти компресорів, що забезпечують періодичну подачу стислого повітря в систему повітреприготування для операцій комутацій елегазовими вимикачами;
- головний щит керування, складається з робочого місця оперативного персоналу, щита керування ТП 110/10 кВ (15 панелей), панелей РЗА, щита постійного струму (6 панелей), щита власних потреб (7 панелей), щита аварійного пожежогасіння (4 панелі) і трьох випрямних підзарядних агрегатів типу ВАЗП - 220/380 - 40/80;
- акумуляторна батарея, що складається з 128 свинцево-кислотних стаціонарних акумуляторів типу СК-14 відкритого виконання в скляних банках.

1.2 Вимоги до підстанції, кліматичні умови

Кліматичні вимоги до діючих і проєктованих електроустановок 0,4-330 кВ із промисловим будівлям і спорудами визначені [2-6]. Ці документи також визначають кліматичні і охоронно-природні умови експлуатації промислових будівель, споруд і електрообладнання для Київської області:

- середньомісячна температура повітря: -10,3°C (січень), +20,2°C (липень);
- рівень сонячної радіації : 126 МДж/м² (січень), 882 МДж/м² (липень);

- середньомісячна вологість повітря : 51 % (січень), 79 % (липень);
- переважаючий напрям і швидкість вітру: З-ПЗ зі швидкістю 4,1 м/с (січень), З-ПЗ із швидкістю 5,9 м/с (липень);
- середньомісячний рівень опадів: 248 мм (січень), 342 мм (липень);
- тиск водяної пари: 2,9 гПа (січень), 15,0 гПа (липень);
- кліматичне район: У, ХЛ, УХЛ;
- кліматичне виконання: 3, 4, 5 (за умовами експлуатації);
- умови за вітром: II район (до 500 Па);
- умови ожеледі: II район (до 20 мм);
- умови по числу грозового годинника в році: V район (від 60 до 80 годин);
- умови по частоті повторюваності та інтенсивності гойдання проводів і тросів : I район (помірне розгойдування);
- міра забрудненості атмосфери і довкілля: III клас по довжині витоку ізоляції.

1.3 Характеристики виробничих приміщень

Класифікація приміщень підстанції приведена в табл. 1.1. Усі виробничі приміщення класифікуються:

- по об'ємно-планувальних і конструктивних рішеннях вибухопожежно і пожежонебезпеці
- по вогнестійкості перекриттів;
- конструктивній пожежній небезпеці будівлі у залежності передбачених заходів по попередженню і поширенню пожежі;
- по наявності пожежонебезпечних зон залежно від протипожежних вимог до технологічного процесу;
- по наявності вибухонебезпечних зон в залежності від вибору рівня вибухозахисту і забезпечення безпеки експлуатації обладнання.

Таблиця 1.1 – Характеристики приміщень РП-2-110 кВ

Приміщення з розміщеним електрообладнанням підстанції	Будівельна категорія	Міра вогнестійкості	Клас конструктивної пожежної безпеки будівлі	Категорія по наявності зон пожежної безпеки	Категорія по вибухобезпечності по ПУЕ
Акумуляторна, кислотна	А	V	C2	П-I	В - I
ГЩК	Б, В	IV	C0	П-II	В - Iб
КРП – 10 кВ	Г	IV	C1	П-II	В - Ia
ВРП – 110 кВ	В	III	C0	П-III	В - Iб
Кабельні підвали, галереї, тунелі	Д	V	C2	П-I	В - I
ЗРПЕ-110кВ	Г	IV	C1	П-II	В - Ia
Майстерні, душові, кабінети	А	II	C0	П-IIIв	В - Iб

1.4 Принципова електрична схема підстанції

Силова схема ТП 110/10 кВ – подвійна секціонована система шин з фіксованим приєднанням елементів. Підстанція живиться по двох двохколових повітряних лініях електропередачі (чотири введення 110 кВ), що знаходяться на балансі ВАТ "Миронівський АБЗ". Для введів ПЛ-110 кВ в підстанцію виконаний відкритий розподільний пристрій ВРП-№1-110 кВ.

Живлення споживачів здійснюється по кабельних лініях електропередачі. Споживачі електроенергії ТП 110/10 кВ – дванадцять трансформаторів головних понижувальних підстанцій цехів комбінату типу ТРДЦНК-110/10/10-63МВА. У нормальному режимі навантаження трансформаторів не перевищує 40 %. Це продиктовано необхідністю наявності резерву потужності для забезпечення ремонтних режимів живильних підстанцій. Характер навантаження – індуктивний, середній коефіцієнт потужності – 0,85. Принципова однолінійна схема підстанції приведена на рис. 1.2.

Кожне приєднання (відходяче або живляче) підключається до систем шин через один з шинних роз'єднувачів (ШР1 або ШР2), елегазовий вимикач і лінійний роз'єднувач (ЛР). В цілях забезпечення вибіркової (селективної) захисту шин кожне приєднання зафіксоване за "свою" системою шин. Наявність двох роз'єднувачів дозволяє виводити в ремонт систему шин без відключення приєднань. Для здійснення ремонтних перемикачів служать шиноз'єднувальні вимикачі (ШСВ1 і ШСВ2) – в цих режимах порушується фіксація приєднань і вибірковість захисту шин. Кожна система шин розділена на дві секції. Секції пов'язані між собою через шинні роз'єднувачі і секційні елегазові вимикачі (СВ1 і СВ2). Кожна секція системи шин обладнана трансформатором напруги, що підключається через шинний роз'єднувач. Для безпечного виконання ремонтних робіт усі приєднання (у тому числі і системи шин) обладнані заземлюючими ножами з ручним приводом. Пристрої заземлення і кінематична схема вимикачів і роз'єднувачів пов'язані між собою схемою оперативного електромагнітного блокування, що перешкоджає помилковим діям оперативного персоналу.

Живлення ЗРПЕ-110 кВ здійснюється по чотирьох ПЛ-110 кВ:

- "РП-2-права": ТЕЦ (ком.20) - РП-2-110 кВ (ком.28);
- "РП-2-ліва": ТЕЦ (ком.19) - РП-2-110 кВ (ком.18);
- "Прокат - права": п/ст "Поляна" (ком.9) - РП-2-110 кВ (ком.15);
- "Прокат - ліва": "Поляна" (ком.10) - РП-2 (ком.29).

Відходящі кабельні лінії 110 кВ:

- РП-2 - ГПП-8: 1Т (ком.11); 2Т (ком.12); 3Т (ком.13); 4Т (ком.20);
- РП-2 - ГПП-2: 1Т (ком.5); 2Т (ком.4);
- РП-2 - ГПП-12: 1Т (ком.23); 2Т (ком.24);
- РП-2 - ГПП-20: 1Т (ком.21); 2Т (ком.22);
- РП-2 - ГПП-21: 1Т (ком.27); 2Т (ком.26);
- Проектовані лінії РП-2 - ГПП-18: 1с.ш. (ком.3); 2 с.ш. (ком.6);
- Резервна лінія (ком.7).

Розставлення фіксації приєднань елементів по системах шин виконане таким чином:

1 секція I система шин (ком.13, 15, 23, 27);

1 секція II система шин (ком.3, 5, 11, 21, 29);

2 секція I система шин (ком.6, 20, 26, 28);

2 секція II система шин (ком.4, 12, 18, 22, 24).

Для об'єднання систем шин перших секцій служить 1ШСВ (ком.9), для систем шин других секцій – 2ШСВ (ком.10). Секціонування здійснюється через 1СВ (ком.1) і 2СВ (ком.1).

Трансформатори напруги перших секцій (ком.1) і других секцій (ком.8) служать для контролю напруги, захисту ліній і вимірювання.

Головна понижуюча підстанція ГПП-12 географічно поєднана з підстанцією ТП 110/10 кВ і в цьому проекті не розглядається. Частина обладнання ГПП-12 поєднано з обладнанням ТП 110/10 кВ. Мнемонічна схема ГПП-12 виконана також на загальному щиті керування. Через спільне розташування ГПП-12 входить в зону повного ближнього резервування і ДЗШТ РП-2-110 кВ, що істотно спрощує захисту і автоматику ГПП-12. Обслуговування ГПП-12 здійснюється оперативним персоналом підстанції ТП 110/10 кВ (бригада з 2-х електромонтерів).

1.5 Режими роботи підстанції і категорії споживачів

Підстанція ТП 110/10 кВ експлуатується в 10 режимних схемах. Режими роботи ТП 110/10 кВ приведені в табл. 1.2. Режими № 9 і 10 мають на увазі вивід в ремонт трансформатори ГПП-12 і не приводяться в табл. 1.2.

Режими роботи ЗРПЕ-110 кВ вибираються з конкретних умов роботи, з урахуванням стану обладнання, стану схеми електропостачання комбінату, виробничої необхідності, керуючись режимними схемами і окремими вказівками вищестоящого оперативного персоналу. При будь-яких режимах роботи не мають бути порушені номінальні параметри обладнання і понижена надійність електропостачання споживачів.

Трансформаторна підстанція ТП 110/10 кВ і ГПП, що живиться від неї, є електроприймачами 1-ої категорії.

Таблиця 1.2 – Режими роботи ТП 110/10 кВ

№ режиму	Назва режиму	1СВ	2СВ	1ШСВ	2ШСВ	Фіксація живлячих ВЛ			
						ПЛ "РП - 2 права"	ПЛ "РП - 2 ліва"	ПЛ "Прокат права"	ПЛ "Прокат ліва"
1	Нормальний	О	О	В	В	1с.ш. 2 сек	2с.ш. 2 сек	1с.ш. 1 сек	2с.ш. 1 сек
2	Без однієї живлячої лінії	В	О	В	В	О	2с.ш. 2 сек	1с.ш. 1 сек	2с.ш. 1 сек
3	Без двох живлячих ліній одного джерела	В	В	В	В	О	О	1с.ш. 1сек	2с.ш. 1сек
4	Без двох живлячих ліній різних джерел	В	В	В	В	1с.ш. 2 сек	О	О	2с.ш. 1 сек
5	Без одного ШСВ (максимальний)	В	В	О	В	1с.ш. 2 сек	2с.ш. 2 сек	1с.ш. 1 сек	2с.ш. 1 сек
6	Без однієї с.ш. однієї секції	О	О	В	О	1с.ш. 2 сек	1с.ш. 2 сек	1с.ш. 1 сек	2с.ш. 1 сек
7	Без двох с.ш. однієї секції	О	О	В	О	О	О	1с.ш. 1 сек	2с.ш. 1 сек
8	Без однієї с.ш. секції і ПЛ	В	О	В	О	1с.ш. 2 сек	1с.ш. 2 сек	1с.ш. 1 сек	О

1.6 Висновки до розділу 1

Згідно з планом розвитку енергосистеми у зв'язку з будівництвом на ВАТ "Миронівський АБЗ" млина-подрібнювача до РП-2 будуть підключені додаткові генеруючі потужності проектованої УТЕЦ, зміняться режими роботи підстанції і рівні струмів КЗ. Для можливості здійснення цих режимів роботи необхідно зробити перевірку існуючого обладнання за умовами експлуатації.

З урахуванням приведеної інформації в дипломному проекті пропонується варіант модернізації обладнання підстанції. Модернізація здійснюється в наступних цілях:

- забезпечення надійного і безперебійного електропостачання споживачів електроенергією за рахунок автоматизації підстанції;
- зниження втрат при передачі електроенергії;
- підвищення якості електроенергії;
- застосування багатофункціональних сучасних РЗА, що дозволяють підвищити економічні показники обладнання;
- зниження ймовірності виникнення інцидентів на підстанції.

Цілями даної роботи є: розгляд режимів роботи обладнання ТП в найближчій перспективі розвитку прилеглої енергосистеми, вибір нового високовольтного обладнання підстанції і електрообладнання, що реалізовує функції керування, вимірювання і захисту, а також побудову системи автоматизованого керування підстанції.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Аналіз електричних навантажень

Для визначення розрахункових навантажень на вищих ступенях системи електропостачання рекомендується метод, заснований на використанні величин середнього навантаження і коефіцієнта форми [12], оскільки для обчислень на основі інших методів потрібно дані про кількість і потужність споживачів.

Враховуючи тривалість роботи підстанції в нормальному режимі, будуються тимчасові діаграми навантажень підстанції для живлячих ліній ПЛ "РП-2 – Права", "РП-2 – Ліва", "Прокат – Права" і "Прокат – Ліва" для найбільш навантаженої доби (01.10.2019). Як інтервал часу прийнятий період тривалістю 5 хвилин. Графіки навантажень для активної і реактивної потужностей приведені на рис. 2.1, 2.2.

Визначаємо середні значення активною і реактивною потужностей. При використанні вказаного методу розрахунку середні навантаження розраховуються по формулах (дані представлені в табл.2.1) :

$$P_c = \frac{\sum(P_i \cdot \Delta T_i)}{T}, \text{ МВт}; \quad (2.1)$$

$$Q_c = \frac{\sum(Q_i \cdot \Delta T_i)}{T}, \text{ МВАр}; \quad (2.2)$$

де P_c – середня активна потужність, МВт;

Q_c – середня реактивна потужність, МВА;

P_i – активна потужність на проміжку часу ΔT_i , МВт;

Q_i – реактивна потужність на проміжку часу ΔT_i , МВА;

T – період спостереження, год.

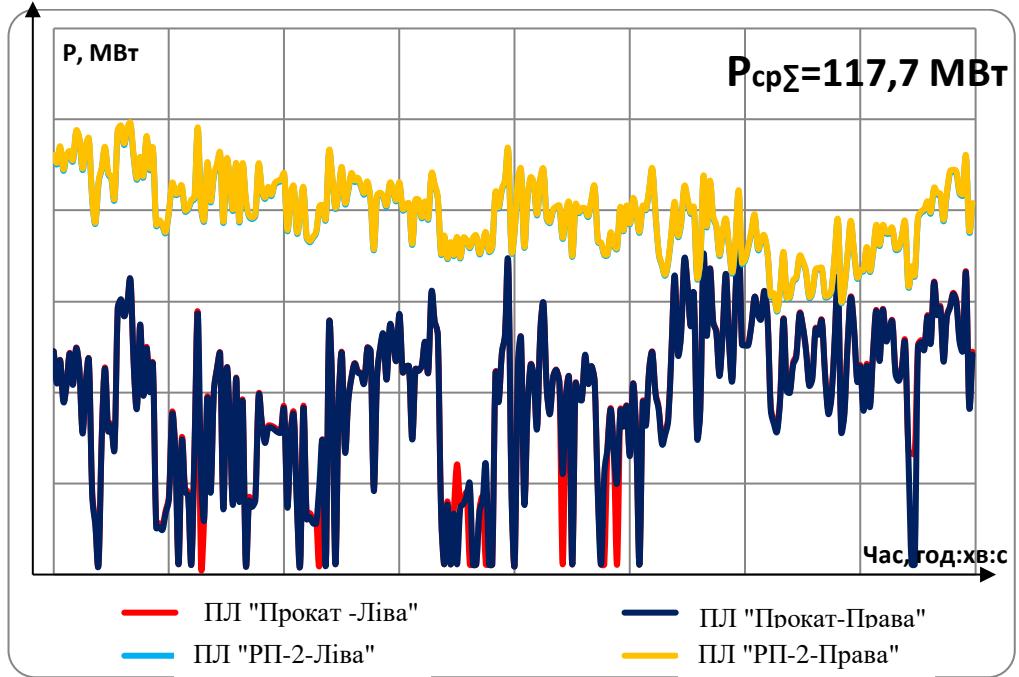


Рисунок 2.1 – Діаграма навантажень активної потужності

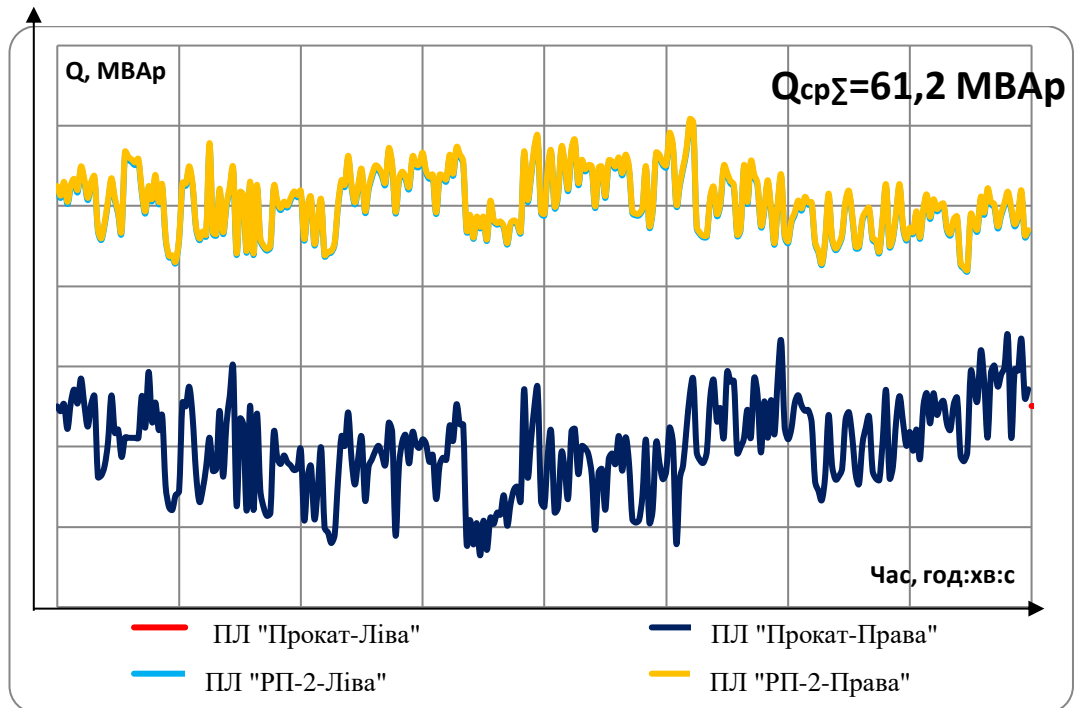


Рисунок 2.2 – Діаграма навантажень реактивної потужності.

Таблиця 2.1 – Середні навантаження по живлячих лініях

Живляча лінія	P_c , МВт	Q_c , МВАр
РП-2 – Права	19.2	0
РП-2 – Ліва	19.2	0
Прокат – Права	39.6	30.5
Прокат – Ліва	39.7	30.7

Аналогічно визначаються середні навантаження за той же інтервал часу по відходящих кабельних лініях (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Середні навантаження по відходящих кабельних лініях

Відходяща лінія	P_c , МВт	Q_c , МВАр
ГПП8 - 1Т	6.2	5.3
ГПП8 - 2Т	6.7	5.7
ГПП8 - 3Т (СТАН-2000)	28.1	21.5
ГПП8 - 4Т (СТАН-2000)	18.2	14.7
ГПП-2 1Т	15.2	11.9
ГПП-2 2Т	1.5	1.0
ГПП-12 1Т	5.2	2.4
ГПП-12 2Т	1.1	0.7
ГПП-20 1Т (СТАН-1400)	9.5	8.2
ГПП-20 2Т (СТАН-1400)	5.4	3.7
ГПП-21 1Т	15.1	11.3
ГПП-21 2Т	5.2	4.3

Розрахункові навантаження живлячих ліній визначається по формулах [14]:

$$P_p = k_\phi \cdot P_c, \text{ МВт}; \quad (2.3)$$

$$Q_p = k_\phi \cdot Q_c, \text{ МВАр}; \quad (2.4)$$

де P_p – розрахункова активна потужність, МВт;

Q_p – розрахункова реактивна потужність, МВАр;

$k_\phi = 1,1$ – коефіцієнт форми.

Розрахункові навантаження по живлячих лініях приведені в табл.2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахункові навантаження по живлячих лініях

Живляча лінія	P_p , МВт	Q_p , МВАр
РП-2 – Права	21.1	0
РП-2 – Ліва	21.1	0
Прокат – Права	43.6	33.6
Прокат – Ліва	43.8	33.8

Аналогічно визначаються розрахункові навантаження по відходящих кабельних лініях (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Розрахункові навантаження по відходящих кабельних лініях

Відходяща лінія	P_p , МВт	Q_p , МВАр
ГПП8 - 1Т	6.8	5.8
ГПП8 - 2Т	7.4	6.3
ГПП8 - 3Т (СТАН-2000)	30.9	23.7
ГПП8 - 4Т (СТАН-2000)	20	16.2
ГПП-2 1Т	16.7	13.1
ГПП-2 2Т	1.7	1.1
ГПП-12 1Т	5.7	2.6
ГПП-12 2Т	1.2	0.8
ГПП-20 1Т (СТАН-1400)	10.4	9
ГПП-20 2Т (СТАН-1400)	5.9	4.1
ГПП-21 1Т	16.5	12.4
ГПП-21 2Т	5.7	4.7

Річна витрата електроенергії визначається по формулі:

$$W_a = P_p \cdot T_m \cdot K_o, \text{ МВт} \cdot \text{год}; \quad (2.5)$$

де $T_m = 8500$ – річне число годин використання максимуму активної потужності [14];

P_p – розрахункове активне навантаження, МВт;

$K_o = 0,8$ – коефіцієнт одночасності. По [14] при коефіцієнті використання K_o , згідно [13] для прокатних станів рівному 0,35.

Визначаємо величина розрахункового активного струму :

$$I_{p.a} = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 10^3, \text{ А}; \quad (2.6)$$

де $U_{ном} = 110$ кВ – номінальна лінійна напруга на шинах ТП .

Визначаємо величина повного розрахункового струму:

$$I_p = \frac{I_{p.a}}{\cos \varphi}, \text{ А}; \quad (2.7)$$

де $\cos \varphi = 0,83$ – середньозважений коефіцієнт потужності для прокатних виробництв [13].

Значення величин, розраховані по формулах (2.5) – (2.7), зведені в табл.2.5.

Таблиця 2.5 – Значення розрахункових навантажень для РП-2-110 кВ

Лінія	$I_{p.a.}, \text{ А}$	$I_p, \text{ А}$	$W_a, \text{ МВт}\cdot\text{год}$
РП-2 - права	110.7	133.4	143480
РП-2 - ліва	110.7	133.4	143480
Прокат - права	228.8	275.7	296480
Прокат - ліва	229.9	277.0	297840
ГПП8 - 1Т	35.7	43.0	46240
ГПП8 - 2Т	38.8	46.8	50320
ГПП8 - 3Т (СТАН-2000)	162.2	195.4	210120
ГПП8 - 4Т (СТАН-2000)	105.0	126.5	136000
ГПП-2 1Т	87.7	105.6	113560
ГПП-2 2Т	8.9	10.8	11560
ГПП-12 1Т	29.9	36.0	38760
ГПП-12 2Т	6.3	7.6	8160
ГПП-20 1Т (СТАН-1400)	54.6	65.8	70720
ГПП-20 2Т (СТАН-1400)	31.0	37.3	40120
ГПП-21 1Т	86.6	104.3	112200
ГПП-21 2Т	29.9	36.0	38760

2.2 Оцінка оптимальності місця розташування підстанції

Картограма електричних навантажень дозволить наочно показати розподіл електричних навантажень на території цеху. Розрахункова потужність

навантаження пропорційна географічній площі кола. Радіуси кіл, пропорційні потужностям, визначаються по формулах [15]:

$$r_{Pi} = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}},$$

$$r_{Qi} = \sqrt{\frac{Q_{Pi}}{\pi \cdot m}},$$
(2.8)

де P_i – розрахункові значення потужностей навантаження, кВт;

$m = 40$ МВт/км²(МВАр/км²) – умовний масштаб для визначення площі кола.

Радіуси кіл узагальнених навантажень для п'яти живлених ГПП приведені в табл.2.6.

Таблиця 2.6 – Радіуси кіл узагальнених навантажень

Живляча підстанція	P_p , МВт	r_{Pi} , км	Q_p , МВАр	r_{Qi} , км
ГПП8	65,1	0,51	52,0	0,45
ГПП-2	18,4	0,37	14,2	0,24
ГПП-12	6,9	0,17	3,4	0,12
ГПП-20	16,3	0,25	13,1	0,23
ГПП-21	22,2	0,3	17,1	0,26

На наступному етапі будується генеральний план виробництва з координатною сіткою, розміщуються технологічні агрегати і будуються кола навантажень. Для визначення координат центру кіл необхідно зафіксувати координати центру кожного кола (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Умовні координати центрів кіл живлених ГПП

Живлена підстанція	x_i , км	y_i , км
ГПП8	0,22	0,15
ГПП-2	0,4	0,57
ГПП-12	1,2	0,25
ГПП-20	0,5	0,45
ГПП-21	1,05	0,45

Визначасмо координати центрів електричних навантажень (ЦЕН) :

$$\begin{aligned}
 x_{P0} &= \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot x_i)}{\sum_{i=1}^n P_i}; & y_{P0} &= \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot y_i)}{\sum_{i=1}^n P_i}; \\
 x_{Q0} &= \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i \cdot x_i)}{\sum_{i=1}^n Q_i}; & y_{Q0} &= \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i \cdot y_i)}{\sum_{i=1}^n Q_i};
 \end{aligned}
 \tag{2.9}$$

де x_i, y_i – координати центрів i -ї ГПП, м;

P_{Pi}, Q_{Pi} – розрахункові значення потужностей навантаження, кВт;

$n = 5$ – кількість ГПП.

Координати ЦЕН наносяться на картограму. Згідно (2.9) :

$$\sum_{i=1}^5 P = 128,9 \text{ МВт};$$

$$\sum_{i=1}^5 Q = 99,8 \text{ МВАр};$$

$$x_{P0} = 0,467 \text{ км}; \quad y_{P0} = 0,305 \text{ км};$$

$$x_{Q0} = 0,458 \text{ км}; \quad y_{Q0} = 0,304 \text{ км}.$$

Розрахункові місця розташування ЦЕН і реальне місце розташування підстанції наносяться на картограму навантажень.

Для побудови зони розсіяння ЦЕН залежно від необхідної точності розрахунків використовується та або інша формула визначення умовного центру електричних навантажень. Розрахунок зони розсіяння проводиться за методикою, приведеною в [15]. Для знаходження зони розсіяння визначають в першу чергу питомих середньозважене значення потужності кожного споживача (табл. 2.8):

$$P_{i.num.} = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \tag{2.10}$$

Розподіл випадкових координат ЦЕН відповідає закон розподілу Гауса-Лапласа [15]:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_x \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x_i - \bar{X})^2}{2\sigma_x^2}} ;$$

$$f(y) = \frac{1}{\sigma_y \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(y_i - \bar{Y})^2}{2\sigma_y^2}} ;$$
(2.11)

де x_i, y_i – координата i -ого споживача, км;

x_0, y_0 – координата розрахункового центру електричних навантажень, км;

σ_x^2, σ_y^2 – дисперсія випадкових координат;

σ_x, σ_y – середньоквадратичне відхилення.

Таблиця 2.8 – Питомі значення потужностей живлених ГПП

Живляча підстанція	Питоме середньозважене значення потужності	
	$P_{i \text{ num.}} \cdot \text{в.о.}$	$Q_{i \text{ num.}} \cdot \text{в.о.}$
ГПП8	0.505	0.521
ГПП-2	0.143	0.142
ГПП-12	0.054	0.034
ГПП-20	0.126	0.131
ГПП-21	0.172	0.171

Визначаємо дисперсію для координат x_i, y_i :

$$\sigma_x^2 = \sum_{i=1}^n (P_i \cdot (x_i - x_0)^2);$$

$$\sigma_y^2 = \sum_{i=1}^n (P_i \cdot (y_i - y_0)^2).$$
(2.12)

Визначаємо середньоквадратичне відхилення для координат x_i, y_i :

$$\sigma_x = \sqrt{\sigma_x^2};$$

$$\sigma_y = \sqrt{\sigma_y^2}.$$
(2.13)

Визначаємо точність випадкових величин :

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x \cdot \sqrt{2}};$$

$$h_y = \frac{1}{\sigma_y \cdot \sqrt{2}}.$$
(2.14)

З урахуванням (2.14) вираз (2.11) набере вигляду:

$$f(x) = \frac{h_x}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-h_x^2 X^2};$$

$$f(y) = \frac{h_y}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-h_y^2 Y^2}.$$
(2.15)

Щільність розподілу ймовірності випадкових координат зображається в прямокутній системі координат у вигляді кривої нормального розподілу. Функція $f(x, y)$ відображає поверхню нормального розподілу. Двовимірною поверхню розподілу ймовірності випадкових незалежних координат виражається залежністю:

$$f(x, y) = \frac{h_x \cdot h_y}{\pi} \cdot e^{-(h_x^2 X^2 + h_y^2 Y^2)}.$$
(2.16)

Зона розсіяння ЦЕН промислового підприємства є еліпсом. Для побудови зони розсіяння ЦЕН промислового об'єкту досить здійснити паралельне перенесення осей координат, так щоб початок нової системи співпав з геометричним центром x_0, y_0 . Радіуси еліпса визначаються:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x};$$

$$R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y}.$$
(2.17)

Форма еліпса залежить від співвідношення величин h_x і h_y , якщо прийняти точність рівною:

$$h = \frac{h_x + h_y}{2}, \text{ м}^{-1};$$
(2.18)

то еліпс перетворюється на довірче коло, радіус якого визначається виразом:

$$R = \frac{\sqrt{3}}{h}, \text{ км.}$$
(2.19)

Отримана зона розсіяння ЦЕН є колом і при визначенні економічної ефективності розташування обладнання необхідно враховувати приведені економічні витрати на розміщення електрообладнання. Вираз (2.21) з урахуванням приведених витрат прийме вигляд:

$$R = \frac{(1 - \Delta) \cdot \Delta_i \cdot \sqrt{3}}{(1 - \Delta_i) \cdot \Delta \cdot h}, \text{ км}; \quad (2.20)$$

де $\Delta = 0,05$ – максимальні питомі річні витрати при розташуванні підстанції в зоні ЦЕН;

Δ_i – приріст приведених річних витрат при віддаленні підстанції від зони ЦЕН, що приймається з кроком 0,05.

Коло радіусу R_1 розміщений довкола розсіяння координат ЦЕН і для нього виконується нерівність $0 \leq \Delta \leq 0,05$. Для наступної зони, обмеженої колами з радіусами R_1 і R_2 , виконується нерівність $0,05 \leq \Delta \leq 0,10$, тобто збільшення розрахункових витрат в цій зоні не перевищує 10 % і так далі

Згідно (2.12) :

$$\sigma_{PX}^2 = 0,118 \text{ км}^2; \sigma_{PY}^2 = 0,029 \text{ км}^2; \sigma_{QX}^2 = 0,109 \text{ км}^2; \sigma_{QY}^2 = 0,029 \text{ км}^2.$$

Згідно (2.13) :

$$\sigma_{PX} = 0,345 \text{ км}; \sigma_{PY} = 0,17 \text{ км}; \sigma_{QX} = 0,33 \text{ км}; \sigma_{QY} = 0,17 \text{ км}.$$

Згідно (2.14) :

$$h_{PX} = 2,05 \text{ км}^{-1}; h_{PY} = 4,18 \text{ км}^{-1}; h_{QX} = 2,14 \text{ км}^{-1}; h_{QY} = 4,18 \text{ км}^{-1}.$$

Згідно (2.18) :

$$h_p = \frac{2,05 + 4,18}{2} = 3,12 \text{ км}^{-1}; h_q = \frac{2,14 + 4,18}{2} = 3,15 \text{ км}^{-1}.$$

Згідно (2.20) :

$$R_{P1} = \frac{(1 - 0,05) \cdot 0,05 \cdot \sqrt{3}}{(1 - 0,05) \cdot 0,05 \cdot 3,12} = 0,56 \text{ км}; R_{Q1} = \frac{(1 - 0,05) \cdot 0,05 \cdot \sqrt{3}}{(1 - 0,05) \cdot 0,05 \cdot 3,15} = 0,55 \text{ км}.$$

$$R_{P2} = \frac{(1 - 0,05) \cdot 0,1 \cdot \sqrt{3}}{(1 - 0,1) \cdot 0,05 \cdot 3,12} = 0,69 \text{ км}; R_{Q2} = \frac{(1 - 0,05) \cdot 0,1 \cdot \sqrt{3}}{(1 - 0,1) \cdot 0,05 \cdot 3,15} = 0,68 \text{ км}.$$

$$R_{P3} = \frac{(1 - 0,05) \cdot 0,1 \cdot \sqrt{3}}{(1 - 0,15) \cdot 0,05 \cdot 3,12} = 0,82 \text{ км}; R_{Q3} = \frac{(1 - 0,05) \cdot 0,1 \cdot \sqrt{3}}{(1 - 0,15) \cdot 0,05 \cdot 3,15} = 0,81 \text{ км}.$$

Розраховані радіуси наносяться на картограму навантажень.

2.3 Вибір головної схеми підстанції

Для живлення ТП вибрана напруга 110 кВ. Напруга цього класу є основною для живлення цехових підстанцій асфальтно-бетонного заводу. Головним аргументом для застосування напруги 110 кВ є можливість реалізації повного ближнього резервування використанням електроенергії Білоцерківська ТЕЦ і енергосистеми від підстанції "Поляна". Економічно обгрунтованим є попередній вибір найвигідної напруги живлення підстанції, визначуваного по формулі Іларіонова [14]:

$$U_{EK} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{МАКС}} + \frac{2500}{P_{\Sigma CP.}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{6} + \frac{2500}{117,7}}} = 97,8 \text{ кВ}; \quad (2.21)$$

де $L_{МАКС}$ – максимальна довжина живлячої ПЛ " РП-2 – Ліва ";

$P_{\Sigma CP.} = 117,7$ – середня активна потужність навантаження.

По пропускній спроможності і прийнятній дальності електропередачі розглядаються найближчі стандартні варіанти напруги. В даному випадку при дальності ПЛ до 80 км і середній потужності передачі ПЛ – 30 МВт доцільне застосування напруги 110 кВ [14].

Щільна забудова району прокатних виробництв і обмеженість вільного місця диктують свої умови по вибору головної схеми. Виходячи з цих умов оптимальним рішенням є застосування закритого РП з елегазовою ізоляцією – типової схеми №110-18 "подвійна секціонована система шин 110 кВ з фіксованим приєднанням елементів".

2.4 Вибір елементів головної схеми підстанції

Марка проводу, що використовується на живлячій ТП від Білоцерківська ТЕЦ і енергосистеми повітряних ліній – АС-500/64 [17]. Ці проводи приведені в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Розрахункові дані провода АС-500/64

Марка	Переріз S , мм ²		Розривне зусилля, Н	Діаметр, мм	
	алюміній	сталь		провода	сердечника
АС- 500/64	490	63.5	143451	30.6	10.2

Перерізи провідників згідно [18] повинні вибиратися по економічній щільності струму. Фактична економічна щільність струму розраховується по формулі:

$$j_e = \frac{I_p}{S}; \quad (2.22)$$

$$j_e = \frac{277}{490} = 0,57 \text{ А/мм}^2$$

Виходячи з можливого збільшення потужності і, отже, збільшення розрахункових струмів, переріз цих повітряних ліній можна вважати за доцільний.

Вибір кабелів робиться на прикладі КЛ «ГПП-8 ЗТ», оскільки ця лінія найбільш завантажена з усіх відходящих ліній. Вибір економічно доцільного перерізу кабельної лінії $S_{e.каб.}$, мм², кабелю здійснюється по формулі:

$$S_{e.каб.} = \frac{I_{p.каб.}}{j_{e.каб.}}, \text{ мм}^2; \quad (2.23)$$

де $j_e = 1,6 \text{ А/мм}^2$ – економічна щільність струму для кабелю з алюмінієвою жилою;

$$S_{e.каб.} = \frac{155}{1,6} = 96,8 \text{ мм}^2.$$

Отже, для відходящих КЛ згідно [18] приймається кабель типу АПвВнг-2г-3 з ізоляцією із зшитого поліетилену (СПЕ) на напругу 110 кВ і алюмінієвою жилою перерізом $S = 185 \text{ мм}^2$. Аналогічно розраховуються кабельні вставки для живлячих ліній довжиною 50 м від ВРП №1 і кабельні лінії до ГПП-18. Робочий струм навантаження для ліній до ГПП-18 складає $I_p = 324,6 \text{ А}$. У табл. 2.10 приведені необхідні для подальших розрахунків відомості про живлячі ПЛ і КЛ, що відходять. Для живлячих КЛ переріз кабелю приймається більшим

розрахункового з метою задоволення вимог по нагріву тривало протікаючим струмом в режимі без двох живлячих ліній.

Вибір типу комірок КРПЕ здійснюється по рівню ізоляції і по умові нагріву в тривалих режимах.

$$U_{ном.} \geq U_{с.ном.}; \quad (2.24)$$

$$I_{ном.} \geq I_p; \quad (2.25)$$

де $U_{ном.} = 110$ кВ – номінальна напруга комірок КРПЕ, кВ;

$I_{ном.}$ – номінальний струм комірок КРПЕ, кВ

Таблиця 2.10 – Типи, довжини і перерізи жил вибраних КЛ

Назва КЛ	I_p , А	Тип і переріз	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
Прокат – Права	277	АПВВнг–2Г–3. 800 мм ²	0.05	0.11
Прокат – Ліва	277	АПВВнг–2Г–3. 800 мм ²	0.05	0.11
РП–2 – Права	277	АПВВнг–2Г–3. 800 мм ²	0.05	0.11
РП–2 ліва	277	АПВВнг–2Г–3. 800 мм ²	0.05	0.11
ГПП–2 1Т	105.6	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–2 2Т	10.8	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–8 1Т	43.0	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–8 2Т	46.8	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–8 3Т	195.4	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–8 4Т	126.5	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–12 1Т	36.0	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–12 2Т	7.6	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–20 1Т	65.8	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–20 2Т	37.3	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–21 1Т	104.3	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–21 2Т	36.0	АПВВнг–2Г–3. 185 мм ²	0.164	0.157
ГПП–18 I с.ш.	324.6	АПВВнг–2Г–3. 800 мм ²	0.05	0.11
ГПП–18 II с.ш.	324.6	АПВВнг–2Г–3. 800 мм ²	0.05	0.11

Значення розрахункового струму для фідера складає половину сумарного розрахункового струму, що протікає по живлячих лініях в режимах № 3 і 4 (див. табл. 1.2) і дорівнює подвійному струму лінії $I_p = 554$ А. Значення розрахункового струму для збірних шин набуває значення рівного сумарному

розрахунковому струму усіх живлячих ліній $I_p = 1108$ А (табл. 2.5). По каталогу [19] вибирається обладнання і перевіряється за умовами (2.24, 2.25). В якості основного обладнання ТП приймається КРПЕ - 110 кВ типу 8DN8 фірм "Siemens". Паспортні дані вибраного обладнання приведені в табл. 2.11. Перевірка виконання умови (2.24): $110 < 145$. Умова виконується. Перевірка виконання умови (2.25): для фідерів $3150 \text{ А} \geq 525 \text{ А}$, для збірних шин $3150 \text{ А} \geq 1050 \text{ А}$. Умова виконується.

Таблиця 2.11 – Паспортні дані комірок КРПЕ-110 кВ 8DN8

Номинальна напруга, кВ	$U_{ном}$	145
Номинальний струм збірних шин і фідерів, А	$I_{ном}$	3150
Діюче значення струму включення, кА	$I_{вкл.ном}$	40
Миттєве значення струму включення, кА	$i_{вкл.ном}$	108
Діюче значення граничного наскрізного струму, кА	$I_{гр.наск.}$	40
Миттєве значення граничного наскрізного струму, кА	$i_{гр.наск.}$	108
Струм термічної стійкості, кА	$I_{терм.ном}$	40
Час протікання струму термічної стійкості, с	$t_{терм.ном}$	3
Номинальний струм відключення, кА	$I_{відкл.ном}$	40
Власний час відключення, с	$t_{відкл.}$	$0,035 \pm$
Власний час включення, с	$t_{вкл.}$	$0,08 \pm 0,02$

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахункова схема для визначення величин струмів КЗ приведена на рис.2.3. Розрахункові схеми для максимального і мінімального режимів приведені на рис. 2.4. і рис. 2.5 відповідно.

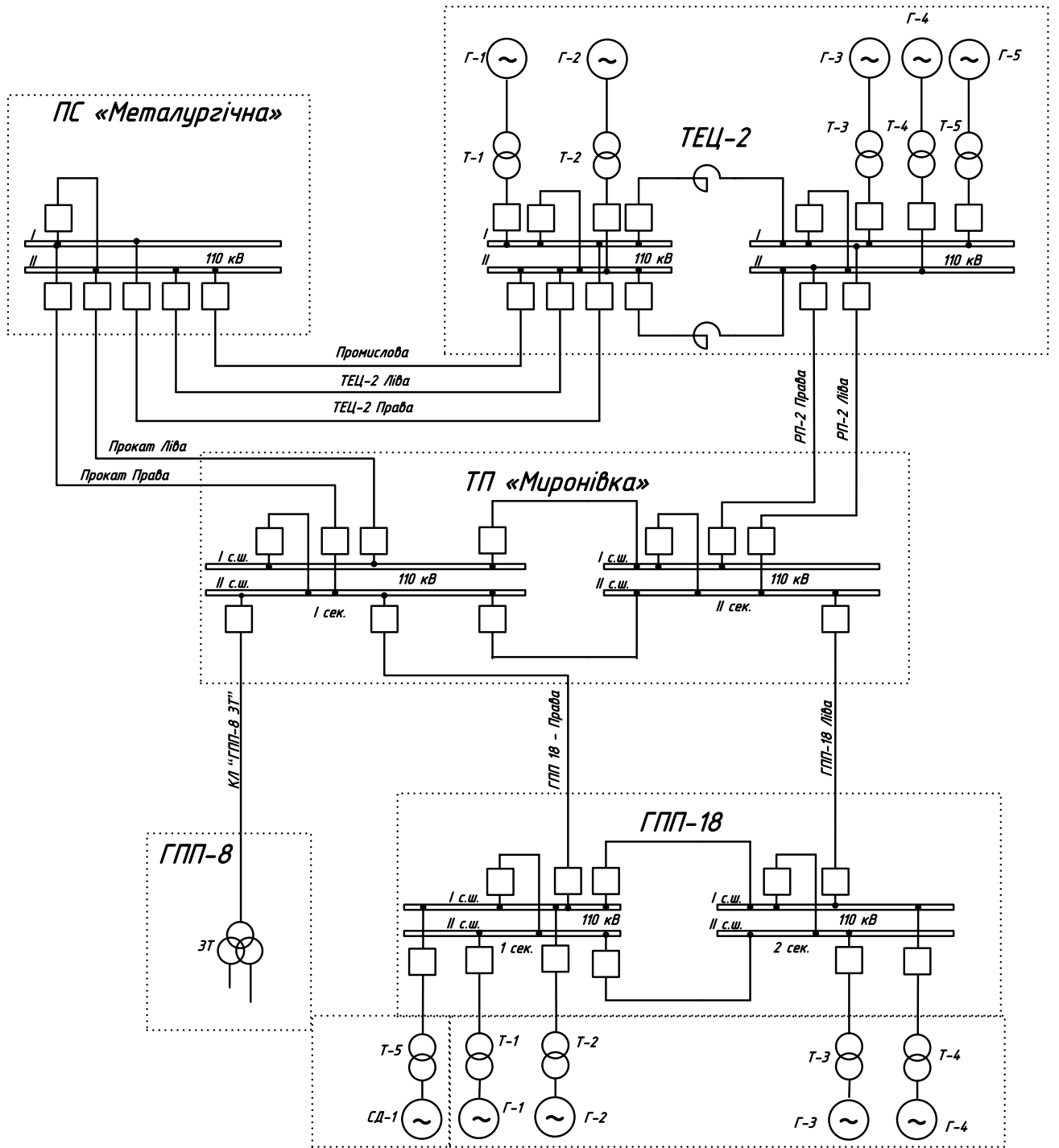


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема для визначення величин струмів КЗ

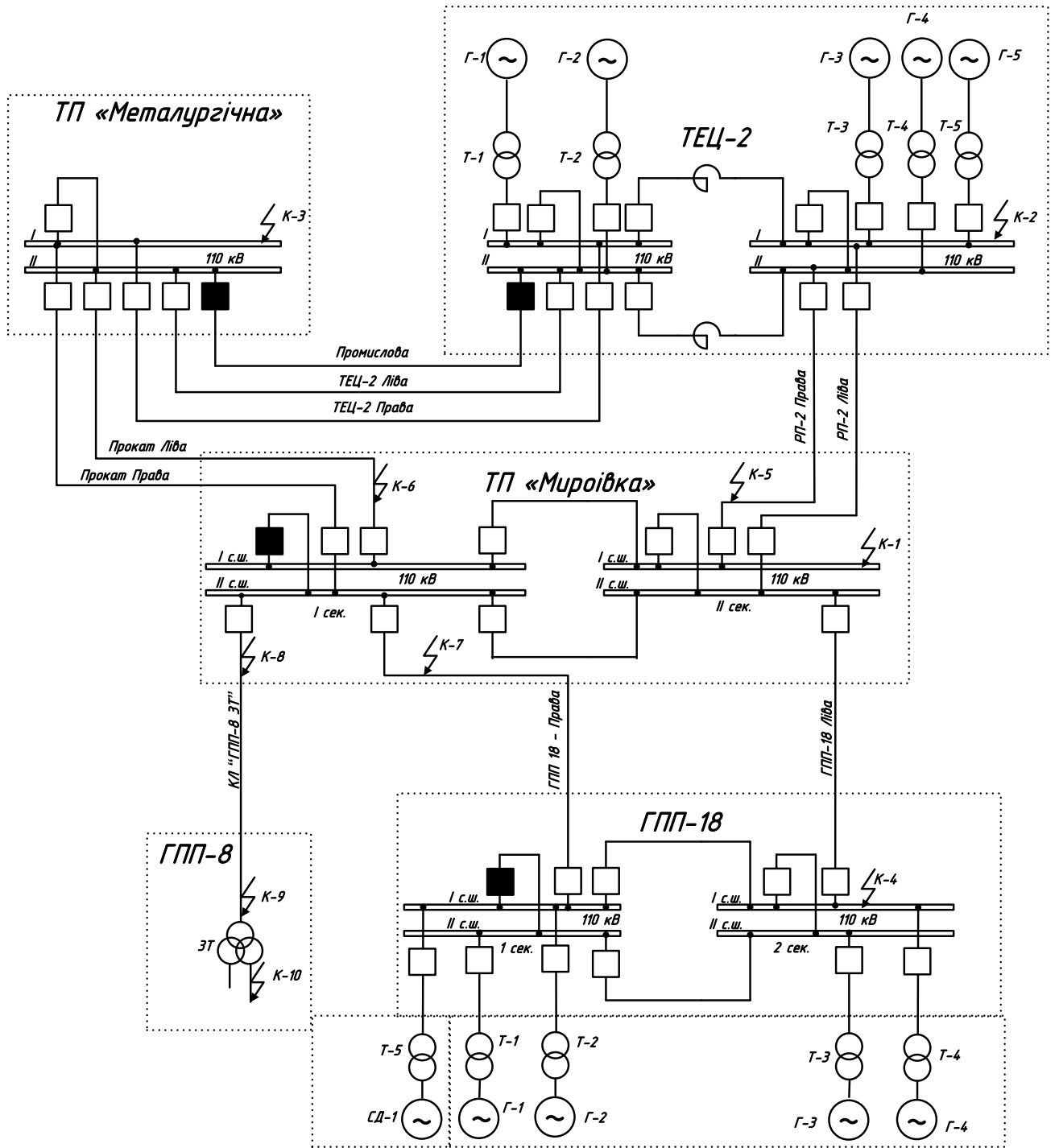


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема для визначення величин струмів К3 (режим № 5 ТП – максимальний)

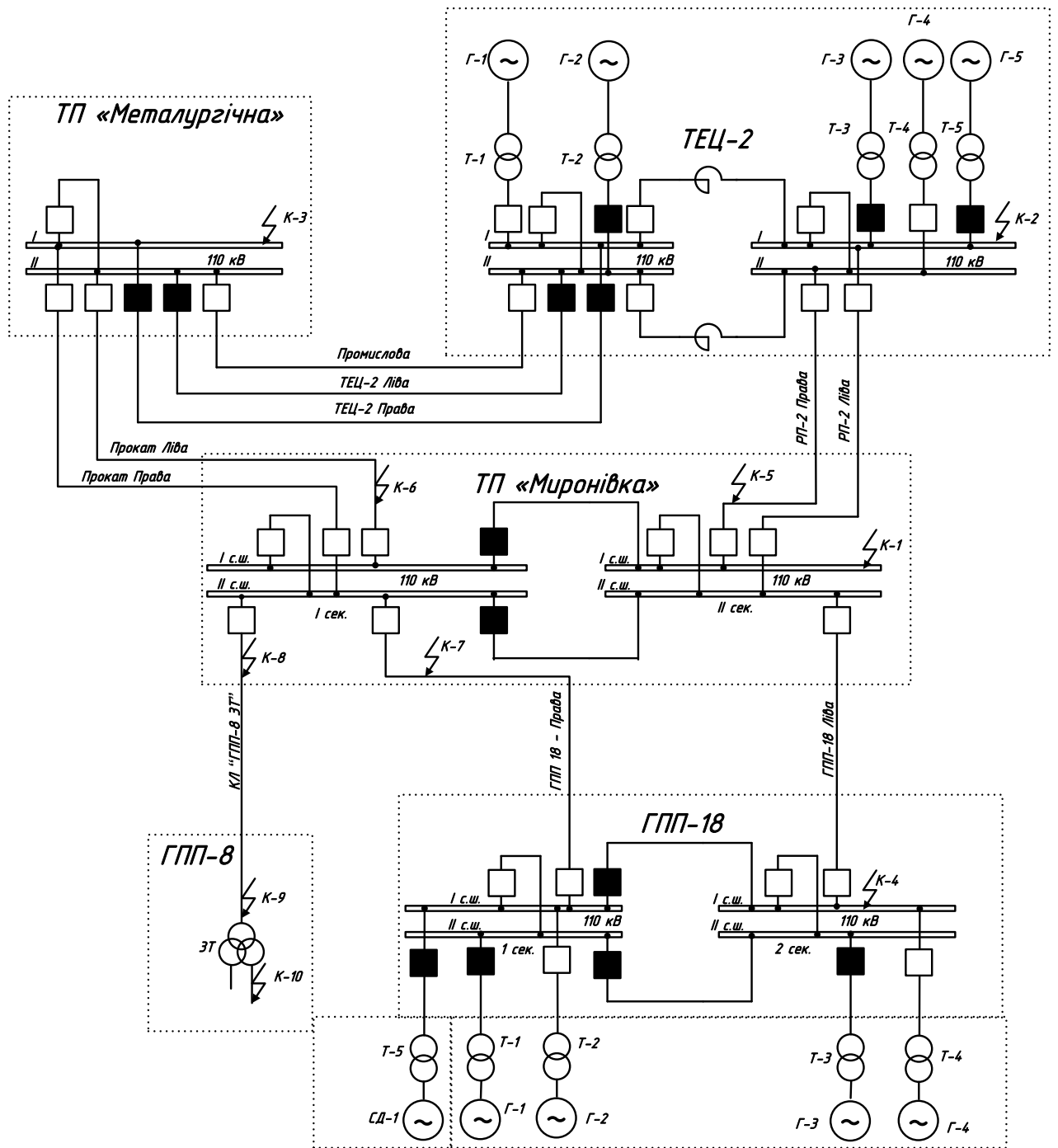


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема для визначення величин струмів КЗ (режим № 1 ТП – мінімальний)

Розрахункова точка КЗ згідно [12] знаходиться безпосередньо з однією або з іншого боку від даного елемента електроустановки залежно від того, коли для нього створюються найбільш важкі умови в режимі КЗ. Виходячи з [12], при перевірці КЛ на термічну стійкість вихідною розрахунковою точкою КЗ є точка КЗ на початку КЛ, тобто на шинах ТП. Розрахункові точки КЗ для перевірки

високовольтного обладнання, проводів і кабелів відповідно до вищесказаного, а також для обґрунтування принципів і вибору уставок пристроїв РЗА приведені в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Розрахункові точки КЗ

Точка	Призначення
Максимальний режим	
K1(3)	Перевірка обладнання ТП на електродинамічну і термічну стійкість; перевірка проводів і кабелів 110 кВ на термічну стійкість; перевірка відключаючої здатності вимикачів
K1(2)	Перевірка проводів повітряних ліній по умові їх допустимого зближення під час КЗ
K1(1)	Перевірка обладнання ТП на термічну стійкість; перевірка проводів і кабелів 110 кВ на термічну стійкість; перевірка відключаючої здатності вимикачів
K2(3)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K2(1)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K3(3)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K3(1)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K4(3)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K4(1)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K5(3)	Перевірка збереження стійкості енергосистеми
K6(3)	Перевірка збереження стійкості енергосистеми
K7(3)	Перевірка збереження стійкості енергосистеми
K8(3)	Перевірка збереження стійкості енергосистеми
K9(3)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K10(3)	Вибір і перевірка уставок РЗА
Мінімальний режим	
K11(3)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K11(1)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K12(3)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K12(1)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K13(3)	Вибір і перевірка уставок РЗА
K13(1)	Вибір і перевірка уставок РЗА

Далі необхідно для складання схеми заміщення визначити параметри елементів розрахункової схеми. Параметри реакторів приведені в табл. 2.13, ліній електропередач – в таблиці 2.14, трансформаторів в таблиці 2.15, генераторів і синхронних двигунів – в таблиці 2.16.

Таблиця 2.13 – Параметри реакторів

Тип	Місце	Напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальна потужність, МВА	Реактивний опір, Ом
ТОРМТ-110-1350-	ТЕЦ-2	63,5	1350	43,3	7,4

Таблиця 2.14 – Повітряні і кабельні лінії

Назва	Напруга, кВ	Довжина l , км	Марка провода	Питомий активний опір r_0 , Ом/км	Питомий реактивний x_0 , Ом/км	Переріз жили S , мм ²
ПЛ "Прокат" (права і ліва)	110	3.57	АС-500	0.060	0.413	490
ПЛ "РП-2" (права і ліва)	110	5.9	АС-500	0.060	0.413	490
ПЛ "ТЕЦ" (права і ліва)	110	2.90	АС-300	0.098	0.429	290
ПЛ "Промислова"	110	3.44	АС-185	0.162	0.413	180
КЛ "Прокат" (права і ліва) КЛ "РП-2" (права і ліва)	110	0.1	АПВНГ	0.05	0.11	800
ПЛ "ГПП-18" (права і ліва)	110	3.1	АС-500	0.060	0.413	490
КЛ "ГПП-18" (права і ліва)	110	2.82	АПВНГ	0.05	0.11	800
ГПП-2 1Т	110	0.86	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-2 2Т	110	0.1	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-8 1Т	110	0.17	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-8 2Т	110	0.1730	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-8 3Т	110	0.1770	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-8 4Т	110	1.72	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-12 1Т	110	1.89	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-12 2Т	110	1.73	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-20 1Т	110	1.7	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-20 2Т	110	1.48	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-21 1Т	110	0.01	АПВНГ	0.164	0.157	185
ГПП-21 2Т	110	0.83	АПВНГ	0.164	0.157	185

Для розрахунків базисна потужність приймається рівною $S_{\delta} = 10000$ МВА, базисна напруга – середній номінальній напрузі підстанції ТП $U_{\delta} = 115$ кВ. В цьому випадку базисний трифазний струм I_{δ} рівний:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}; \quad (2.26)$$

$$I_{\delta} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ кА.}$$

Таблиця 2.15 – Параметри автотрансформаторів і трансформаторів

Тип	№	Місце	Напруга обмоток, кВ		Напруга короткого замикання u_k , %	
			ВН	НН	В-Н	НН1-НН2
ТДЦ-200000/110	Т1	ТЕЦ	121	18	10,5	-
ТДЦ-125000/110	Т2.Т5	ТЕЦ	121	10,5	10,5	-
ТДЦ-80000/110	Т1.Т3	УТЕЦ	121	10,5	10,5	-
ТРДН-40000/110	Т4	ГПП-18	115	6,3	10,5	14,5
ТРДН-80000/110	Т5	ЕВС	115	10,5	10,5	14,5
ТРДЦНК-63000/110/10	Т1, Т2 Т1.Т4 Т1, Т2 Т1, Т2 Т1, Т2	ГПП2 ГПП-8, ГПП-12, ГПП-20 ГПП-21	115	10,5	9,84... ...11,6	17,5

Величини опорів елементів схеми заміщення у відносних одиницях \underline{Z}_{δ} визначаються по формулах:

$$\underline{Z}_{\delta} = \underline{Z} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.N}^2}; \quad (2.27)$$

$$\underline{Z}_{\delta} = \underline{Z}_{ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}; \quad (2.28)$$

де \underline{Z} – повний опір в іменованих одиницях, Ом;

$\underline{Z}_{ном}$ – номінальний опір, в.о.;

$S_{ном}$ – номінальна потужність, МВА.

Для розрахунку допускається, що в передуванні аварії режимі генератори працювали з номінальним струмом, напругою і коефіцієнтом потужності. Для турбогенераторів згідно [20] визначаються надперехідні ЕРС $E''_{|0|}$ в режимі, що передує КЗ:

$$E''_{|0|} = \sqrt{(U_{|0|} + I_{|0|} \cdot X''_d \cdot \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} \cdot X''_d \cdot \cos \varphi_{|0|})^2}, \text{ в.о.}; \quad (2.29)$$

де $U_{|0|}$ – напруга генератора в попередньому режимі, в.о.;

$I_{|0|}$ – струм статора генератора в попередньому режимі, в.о.;

$\varphi_{|0|}$ – кут навантаження в попередньому режимі;

X''_d – надперехідний опір генератора, в.о.

Таблиця 2.16 – Параметри генераторів і синхронних двигунів

Тип	№	Місце	Номінальна активна потужність P_n , МВт	Номінальна напруга U_n , кВ	Надперехідний опір обмотки статора x_d	Опір обмотки статора зворотної послідовності x_2	Номінальний струм статора I_n , А
ТВФ-110-2Е	Г4, Г5	ТЕЦ	110	10.5	0.189	0.269	7560
ТВФ-100-2У3	Г2, Г3	ТЕЦ	100	10.5	0.183	0.269	6875
ТВВ-165-2Н3	Г1	ТЕЦ	160	18	0.21	0.249	6040
ТВФ-63-2У	Г1.Г3	УТЕЦ	63	10.5	0.18	0.29	4332
ТВФ-16-2У	Г4	УТЕЦ	16	6.3	0.18	0.29	1903
SDT - 45	Д1	ЕВС	45	10.5	0.2	0.28	2600

Як приклад розраховується $E''_{|0|}$ генератора №1 ТЕЦ:

$$E''_{|0|} = \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,21 \cdot 0,53)^2 + (1 \cdot 0,21 \cdot 0,85)^2} = 1,1 \text{ в.о.}$$

Значення надперехідних ЕРС інших генераторів і двигуна, розрахованих по формулі (2.29), також складає 1,1.

Шини підстанції «Поляна» вибираються в якості джерела нескінченної потужності, тому необхідними даними для розрахунку струмів короткого

замикання ϵ : значення струмів КЗ на шинах, реактанси прямої і нульової послідовностей і значення надперехідних ЕПС цього джерела в режимах №6 (максимальний) і №15 (мінімальний). Необхідні параметри зведені в табл. 2.17. Позначення елементів на схемі заміщення прямої послідовності і їх опору у відносних одиницях приведені в табл. 2.18.

Таблиця 2.17 – Значення параметрів КЗ підстанції «Поляна».

Режим	Трифазне КЗ		Однофазне КЗ		E , кВ
	$I_{КЗ}^{(3)}$, кА	Z_1 , Ом	$3I_0^{(1)}$, кА	Z_0 , Ом	
Максимальний	33,04 4	0,128 + i2, 075	36,732	0,134 + i1, 447	118,9 9
Мінімальний	12,46 2	0,300 + i5, 549	14,329	0,199 + i3, 381	118,9 0

Таблиця 2.18 – Елементи схеми заміщення прямої послідовності

Елемент	Найменування об'єкту	Z_0 , в.о.
1	Турбогенератор ТВВ-165-2НЗ на ТЕЦ	11,16i
2, 3	Турбогенератори ТВФ-100-2УЗ на ТЕЦ	14,64i
4, 5	Турбогенератори ТВФ-110-2Е на ТЕЦ	13,75i
6	Трансформатор Т1 на ТЕЦ	5,25i
7, 8, 9, 10	Трансформатори Т2,Т5 на ТЕЦ	8,4i
11, 12, 13	Турбогенератори ТВФ-63-2У на УТЕЦ	28,6i
14	Турбогенератор ТВФ-16-2У на УТЕЦ	112i
15	Синхронний двигун SDT - 45 на ЕВС	44i
16, 17, 18	Трансформатори Т1.Т3 на ГПП-18	13,12i
19	Трансформатор Т4 на ГПП-18	26,2i
20	Трансформатор Т5 на ГПП-18	13,12i
21, 22	Реактор на ТЕЦ - 2	5,34i
23, 24	ПЛ «ТЕЦ», права і ліва	0,44 + 1,12i
25	ПЛ «Промислова»	0,42 + 1,1i
26, 27	ПЛ+КЛ «РП-2», права і ліва	0,27 + 1,86i
28, 29	ПЛ+КЛ «Прокат», права і ліва	0,177 + 1,15i
30,31	ПЛ+КЛ «ГПП-18», права і ліва	0,56 + 1,54i
34	КЛ «ГПП-8 3Т»	0,21 + 0,21i

Трансформатори Т4 і Т5 на ГПП-18 розглядаються як двохобвиткові згідно схеми включення. Струм короткого замикання на введеннях нижчої напруги

(НН) трансформаторів, що живляться від ТП, розраховується за умови короткого замикання на виводах однієї з розщеплених обмоток і опір трансформатора мінімальний. Напряга короткого замикання при зміні положення РПН змінюється в межах від 9,84 до 11,16. Коефіцієнт розщеплення приймається рівним $k_p=3,25$.

Опір обмотки ВН (елемент 32) :

$$x_g = u_{k\%} \cdot \left(1 - \frac{k_p}{4}\right) \quad (2.30)$$

$$x_g = 9,84 \cdot \left(1 - \frac{3,25}{4}\right) = 1,85i \text{ в.о.}$$

Опір обмотки НН (елемент 33) :

$$x_n = u_{k\%} \cdot \left(\frac{k_p}{2}\right); \quad (2.31)$$

$$x_n = 9,84 \cdot \left(\frac{3,25}{2}\right) = 16i \text{ в.о.}$$

Номінальний опір шляху "обмотка ВН + обмотка НН" (32 + 33) у відносних одиницях складає $1,85 + 16 = 17,85$ в.о.

Розрахунок струмів трифазного КЗ робиться на прикладі КЗ на шинах 110кВ ТП і 10 кВ ГПП-8 в максимальному режимі роботи системи зовнішнього електропостачання АБЗ.

Розрахункова схема заміщення і послідовність її перетворення для точок К-1, К-9 і К-10 приведена на рис.2.6 – 2.8. У табл. 2.20 приведена послідовність розрахунку початкового діючого значення струму КЗ для перетворень. Струми через генератори ТЕЦ і УТЕЦ і підживлення від двигунів I_{ki} , кА, при КЗ на шинах ТП в максимальному режимі приведені в табл. 2.19. У табл. 2.19 номінальний струм генератора (двигуна) $I_{н.з.110i}$, А, приведений до сторони 115 кВ, визначається по формулі:

$$I_{н.з.110i} = I_n \cdot U_n / 115. \quad (2.32)$$

Таблиця 2.19 – Струми при КЗ на шинах 110 кВ ТП

Тип генератора	Позначення на схемі	I_{ki} , кА	$I_{ki} / I_{н.г.110 i}$
ТВФ-110-2Е	(Е5, Z4) (Е6, Z5)	2,46	3,4
ТВФ-100-2У3	Е4, Z3	2,36	3,6
ТВФ-100-2У3	Е3, Z2	2,35	3,58
ТВВ-165-2Н3	Е2, Z1	3,25	3,29
ТВФ-63-2У	(Е8, Z11) (Е9, Z12) (Е10, Z13)	1,26	3,19
ТВФ-16-2У	(Е11, Z14)	0,41	2,36
SDT - 45	(Е12, Z15)	0,84	3,54

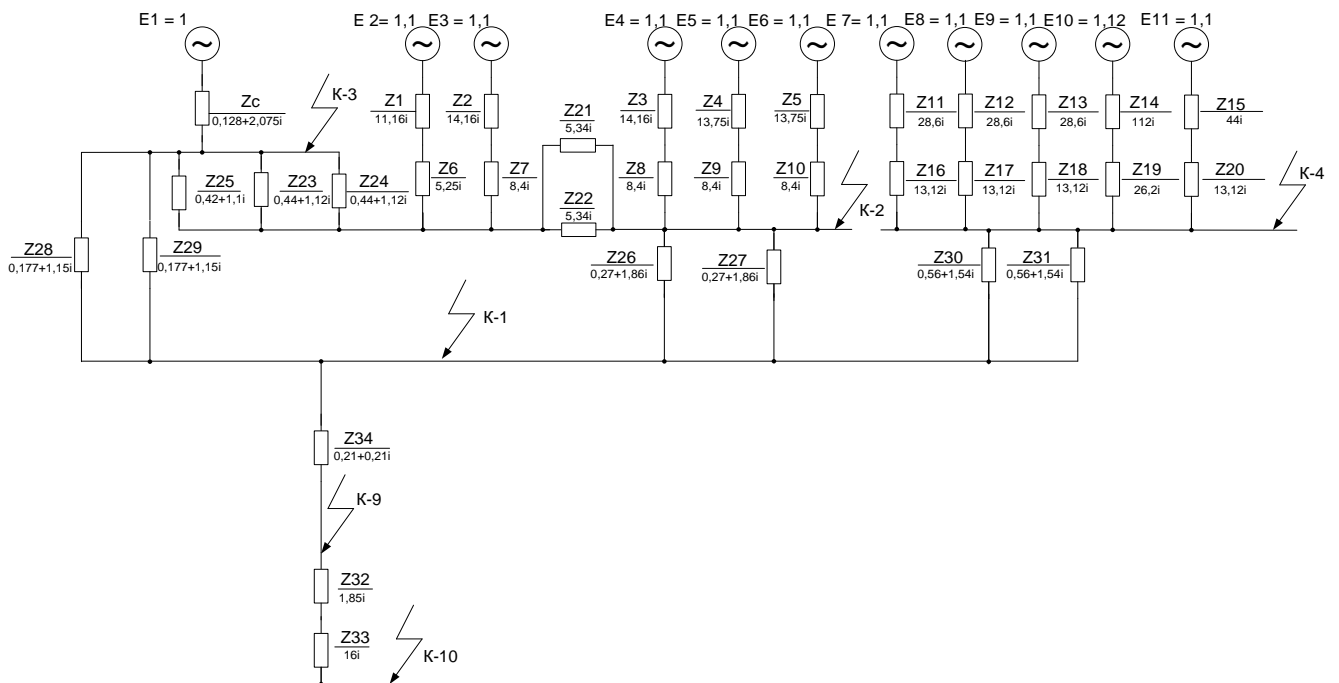


Рисунок 2.6 – Вихідна схема заміщення в максимальному режимі

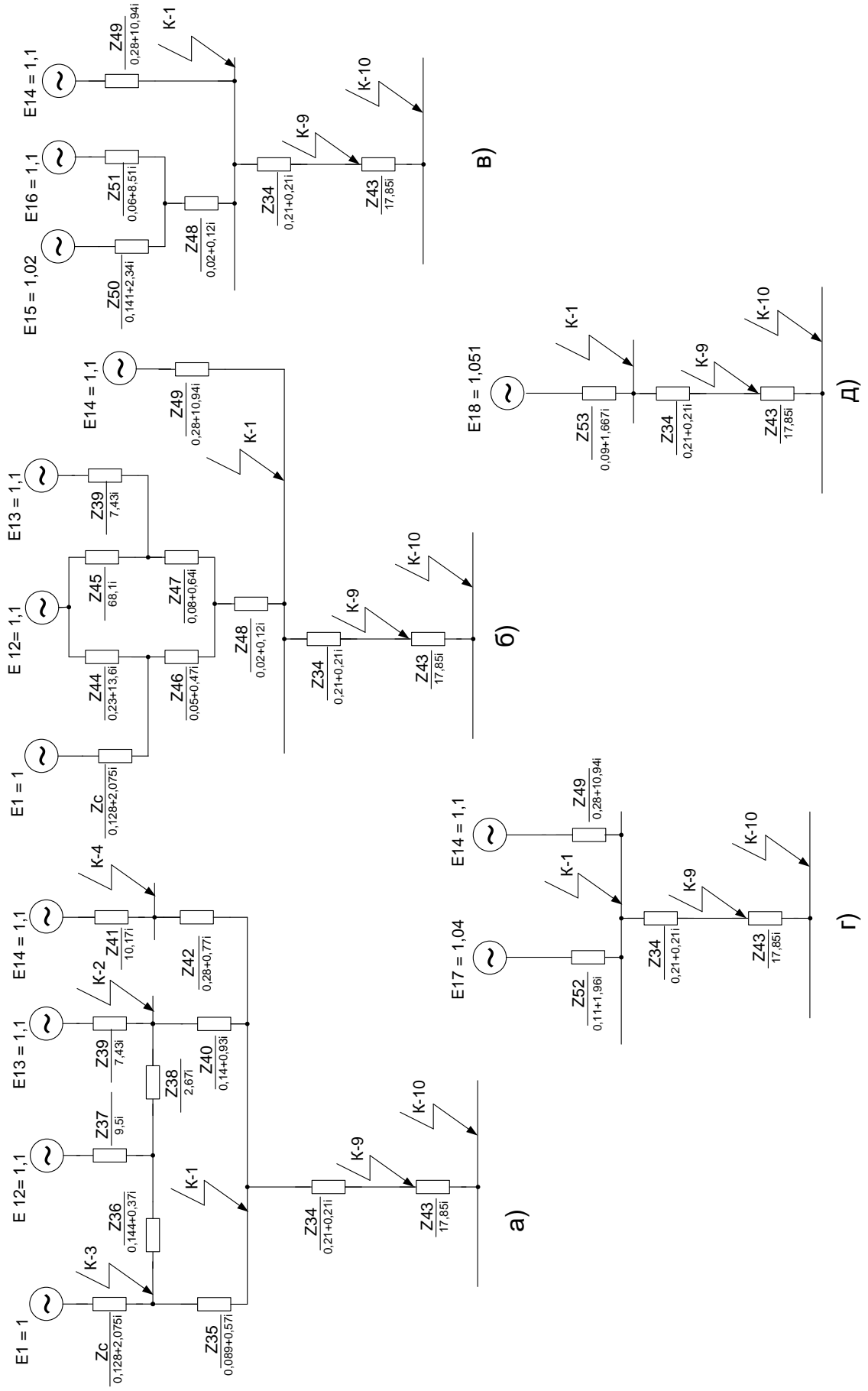


Рисунок 2.7 - Перетворення схеми заміщення в максимальном режимі

Таблиця 2.20 – Послідовність розрахунку початкового діючого значення трифазного струму КЗ на шинах ТП в максимальному режимі роботи

Позначення	Формула розрахунку	Значення
Розрахунок відносних опорів, в.о.		
\underline{Z}_{35}	$\underline{Z}_{28} \cdot \underline{Z}_{29} / (\underline{Z}_{28} + \underline{Z}_{29})$	0,089+0,57i
\underline{Z}_{36}	$(\underline{Z}_{25} \cdot \underline{Z}_{23} \cdot \underline{Z}_{24} \cdot (\underline{Z}_{25} + \underline{Z}_{23} \cdot \underline{Z}_{24} / (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{24})))$	0,144+0,37i
\underline{Z}_{37}	$(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_6 \cdot (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_6 + \underline{Z}_7))$	9,5i
\underline{Z}_{38}	$\underline{Z}_{21} \cdot \underline{Z}_{22} / (\underline{Z}_{21} + \underline{Z}_{22})$	2,67i
\underline{Z}_{39}	$((\underline{Z}_3 + \underline{Z}_8(\underline{Z}_3 + \underline{Z}_8(\underline{Z}_4 + \underline{Z}_5 + \underline{Z}_9 + \underline{Z}_{10})))$	7,43i
\underline{Z}_{40}	$\underline{Z}_{26} \cdot \underline{Z}_{27} / (\underline{Z}_{26} + \underline{Z}_{27})$	0,14+0,93i
\underline{Z}_{41}	$((((\underline{Z}_{11} + \underline{Z}_{16})/3(\underline{Z}_{15} + \underline{Z}_{20})/(\underline{Z}_{14} + \underline{Z}_{15} + \underline{Z}_{19} + \underline{Z}_{20}))/((\underline{Z}_{11} + \underline{Z}_{16})/3 + (\underline{Z}_{14} + \underline{Z}_{19}) \cdot (\underline{Z}_{15} + \underline{Z}_{20}) / (\underline{Z}_{14} + \underline{Z}_{15} + \underline{Z}_{19} + \underline{Z}_{20})))$	10,17i
\underline{Z}_{42}	$\underline{Z}_{30} \cdot \underline{Z}_{31} / (\underline{Z}_{30} + \underline{Z}_{31})$	0,28+0,773i
\underline{Z}_{43}	$\underline{Z}_{32} + \underline{Z}_{33}$	17,85i
\underline{Z}_{44}	$\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{37} + (\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{37}) / \underline{Z}_{38}$	0,23+13,6i
\underline{Z}_{45}	$\underline{Z}_{38} + \underline{Z}_{37} + (\underline{Z}_{38} + \underline{Z}_{37}) / \underline{Z}_{36}$	68,1i
\underline{Z}_{46}	$(\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38} + (\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38}) / \underline{Z}_{37}) \cdot \underline{Z}_{35} / ((\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38} + (\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38}) / \underline{Z}_{37}) + \underline{Z}_{35})$	0,05 + 0,47i
\underline{Z}_{47}	$(\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38} + (\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38}) / \underline{Z}_{37}) \cdot \underline{Z}_{40} / ((\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38} + (\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38}) / \underline{Z}_{37}) + \underline{Z}_{40})$	0,08 + 0,64i
\underline{Z}_{48}	$\underline{Z}_{35} \cdot \underline{Z}_{40} / ((\underline{Z}_{35} + \underline{Z}_{40} + \underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38} + (\underline{Z}_{36} + \underline{Z}_{38}) / \underline{Z}_{37})$	0,02 + 0,12i
\underline{Z}_{49}	$\underline{Z}_{41} + \underline{Z}_{42}$	0,28 +
\underline{Z}_{50}	$\underline{Z}_C \cdot \underline{Z}_{44} / (\underline{Z}_C + \underline{Z}_{44})$	0,141 +
\underline{Z}_{51}	$\underline{Z}_{45} \cdot \underline{Z}_{39} / (\underline{Z}_{39} + \underline{Z}_{45})$	0,06 + 8,51i
\underline{Z}_{52}	$\underline{Z}_{50} \cdot \underline{Z}_{51} / (\underline{Z}_{50} + \underline{Z}_{51}) + \underline{Z}_{48}$	0,11 + 1,96i
\underline{Z}_{53}	$\underline{Z}_{49} \cdot \underline{Z}_{52} / (\underline{Z}_{52} + \underline{Z}_{49})$	0,09 +
Розрахунок еквівалентних ЕРС, в.о.		
$E_{12}, E_{13}, E_{14}, E_{16}$	$E_2 \cdot E_{11}$	1,1
E_{15}	$(E_1 \cdot \underline{Z}_{44} + E_{12} \cdot \underline{Z}_C) / (\underline{Z}_{44} + \underline{Z}_C)$	1,02
E_{17}	$(E_{15} \cdot \underline{Z}_{51} + E_{16} \cdot \underline{Z}_{50}) / (\underline{Z}_{50} + \underline{Z}_{51})$	1,04
E_{18}	$(E_{17} \cdot \underline{Z}_{49} + E_{14} \cdot \underline{Z}_{52}) / (\underline{Z}_{49} + \underline{Z}_{52})$	1,051
Розрахунок модулів струму короткого замикання, кА		
$ I_{k-1} $	$ I_6 \cdot E_{18} / \underline{Z}_{53} $	31,65
$ I_{k-9} $	$ I_6 \cdot E_{18} / (\underline{Z}_{53} + \underline{Z}_{34}) $	28,1
$ I_{k-10} ^*$	$ I_6 \cdot E_{18} / (\underline{Z}_{53} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{43}) $	2,68
приведення модуля струму в точці До-10 до істинного рівня напруги, кА		
$ I_{k-10} $	$ I_{k-10} \cdot U_6 / U_{ном}$	29,29

Розрахунок значення аперіодичної складової струму к.з. проведемо згідно [12]. Визначається для точки К-1 найбільше початкове значення аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$i_{a0} = \sqrt{2} I_{\kappa}; \quad (2.33)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 31,65 = 44,8 \text{ кА.}$$

Для розрахунку аперіодичної складової згідно [20] необхідно скласти схему заміщення зворотної послідовності, яка аналогічна схемі (рис .2.6) з тією різницею, що генератори враховуються опором зворотної послідовності. Опір отриманої схеми $\underline{Z}_{ек}$ у відносних одиницях дорівнює $0,18 + 1,77i$.

Величина аперіодичної складової струму короткого замикання в довільний момент часу t згідно [20] визначається по формулі:

$$i_{at} = i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \text{ кА}; \quad (2.34)$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_a = \frac{Jm(\underline{Z})}{\omega_c \cdot Re(\underline{Z})}, \text{ с.}; \quad (2.35)$$

де $\omega_c = 314$ рад/с – синхронна кутова частота напруги мережі;

$Jm(\underline{Z})$ – уявна складова комплексного результуючого опору джерела, в.о.;

$Re(\underline{Z})$ – дійсна складова комплексного опору джерела, в.о.

$$T_a = \frac{1,77}{314 \cdot 0,18} = 0,031 \text{ с.}$$

Величина ударного струму визначається згідно [20]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa} \cdot k_{y\partial}, \text{ кА}; \quad (2.36)$$

де $k_{y\partial}$ – ударний коефіцієнт.

Згідно (2.36) для точки К-1:

$$k_{y\partial} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3 \cdot R_{ек}}{x_{ек}}} \quad (2.37)$$

$$k_{y\partial} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3 \cdot 0,18}{1,77}} = 1,742;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 31,65 \cdot 1,742 = 77,9 \text{ кА.}$$

Розраховані величини струму КЗ в точці К-1 в максимальному режимі енергосистеми зведені в табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Параметри струму КЗ для точки К-1 в максимальному режимі

I_k , кА	i_{a0} , кА	T_a , с	i_{y0} , кА
31.65	44.8	0.031	77.9

Таблиця 2.22 – Величини струмів КЗ для розрахункових точок

Точка	Ікз. кА	Підживлення по гілках. кА		
		∑ПЛ «Прокат»	∑ПЛ «РП-2»	∑ВЛ «ГПП-18»
Максимальний режим				
К1(3)	31.65	19.4	8.8	3.46
К2(3)*	29.9	12.8	15.2	2.4
К3(3)*	36.9	3.2	0.4	2.8
К4(3)**	28.8	17.4	7.5	24.9**
К5(3)*	30.3	-	8.7	-
К6(3)*	32.7	19.8	-	-
К7(3)*	29.4	-	-	3.46
К8(3)*	30.6	-	-	-
К9(3)	28.1	-	-	-
К10(3)**	29.3	-	-	-
Мінімальний режим				
К11(3)*	12.8	11.1	-	1.7
К12(3)*	9.3	-	8.4	0.9
К13(3)*	12.4	10.9	-	1.5

Питомий індуктивний опір нульової послідовності $X_0^{(T)}$, Ом/км, одному з двох однакових паралельних кіл, що мають заземлені троси і сполучені по кінцях, при зовнішньому КЗ:

$$X_0^{(T)} = X_0 + X_{I-II0} - 2 \frac{X_{III0}^2}{X_{T0}}; \quad (2.38)$$

де X_0 – питомий індуктивний опір нульової послідовності для одноколових повітряної лінії без заземлюючих тросів, Ом/км;

X_{I-II0} – питомий індуктивний опір взаємоіндукції нульовій послідовності одного кола від іншого за відсутності у обох кіл заземлюючих тросів, Ом/км;

X_{III0} – питомий індуктивний опір взаємоіндукції нульової послідовності між системою тросів і дротами кожної з ланцюгів, Ом/км;

X_{T0} – питомий індуктивний опір нульової послідовності системи тросів, Ом/км.

$$X_0 = 0,435 \cdot \lg \left(\frac{D_3}{R_{cp}} \right); \quad (2.39)$$

де D_3 - еквівалентна глибина повернення струму через землю – 935 м;

R_{cp} – середній геометричний радіус системи трьох проводів лінії, м.

$$R_{cp} = \sqrt[3]{R_{ек} \cdot D_{cp}^2}; \quad (2.40)$$

де $R_{ек}$ – еквівалентний радіус провoda, що враховує наявність в реальному проводі внутрішнього магнітного поля, м.

D_{cp} – середнє геометричне відстань між проводами фаз, м.

Для сталєалюмінієвих проводів з двома-трьома повивами величина $R_{ек}$ складає 82 % від фактичного радіусу провoda, а відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}; \quad (2.41)$$

де D_{AB} – відстань між проводами фаз А і В, м;

D_{BC} – відстань між проводами фаз В і С, м;

D_{CA} – відстань між проводами фаз С і А, м.

Відстані між проводами фаз, а також між проводом фази і грозозахисним тросом визначаються по [20] і [21].

$$X_{I-II0} = 0,435 \cdot \lg \frac{D_3}{D_{I-II}}; \quad (2.42)$$

де D_{I-II} – середнє геометричне відстань між колами, м.

Середнє геометричне відстань між колами визначається відстанню між кожним проводом (А, В, С) кола I і кожним проводом (А, В', С') кола II :

$$D_{I-II} = \sqrt[9]{D_{AA'} \cdot D_{AB'} \cdot D_{AC'} \cdot D_{BA'} \cdot D_{BB'} \cdot D_{BC'} \cdot D_{CA'} \cdot D_{CB'} \cdot D_{CC'}}; \quad (2.43)$$

$$X_{IT0} = 0,435 \cdot \lg \frac{D_3}{D_{IT}}, \quad (2.44)$$

де D_{IT} – середнє геометричне відстань між проводами лінії і тросом, м.

При одному тросі, що знаходиться від фазних проводів на відстанях відповідно до D_{AT} , D_{BT} і D_{CT} , ця відстань рівна:

$$D_{IT} = \sqrt[3]{D_{AT} \cdot D_{BT} \cdot D_{CT}}; \quad (2.45)$$

$$X_{T0} = 0,435 \cdot \lg \frac{D_3}{R_{ек.т}}, \quad (2.46)$$

де $R_{ек.т}$ – еквівалентний радіус троса, м.

Як приклад розраховуємо питомий індуктивний опір нульової послідовності лінії «Прокат – Права».

Згідно (2.41) D_{cp} складає 5,47 м. Згідно (2.40) і (2.39) :

$$R_{cp} = \sqrt[3]{0,82 \cdot 15,3 \cdot 10^{-3} \cdot 5,47^2} = 0,721 \text{ м};$$

$$X_0 = 0,435 \cdot \lg \frac{935}{0,721} = 1,35 \text{ м.}$$

Згідно (2.43) D_{I-II} складає 6,94 м. Згідно (2.42) :

$$X_{I-II0} = 0,435 \cdot \lg \frac{935}{6,94} = 0,926 \text{ Ом/км.}$$

Згідно (2.45) D_{IT} складає 7,93 м. Згідно (2.44) :

$$X_{IT0} = 0,435 \cdot \lg \frac{935}{7,93} = 0,9 \text{ Ом/км.}$$

Згідно (2.46) :

$$X_{T0} = 0,435 \cdot \lg \frac{935}{13,1 \cdot 10^{-3}} = 2,11 \text{ Ом/км.}$$

Згідно (2.38) :

$$X'_0{}^{(T)} = 1,35 + 0,926 - 2 \frac{0,9^2}{2,11} = 1,51 \text{ Ом/км.}$$

Опір нульової послідовності кабелів [20] залежить від характеру їх прокладення, наявності або відсутності провідної оболонки і опору заземлень провідної оболонки. Питомі індуктивні опори нульової послідовності ПЛ приведені в табл. 2.23, КЛ приведені в табл. 2.24. При наближених розрахунках струмів несиметричних КЗ допустимо приймати:

$$X_0 = (3,5 \div 4,5) \cdot X_1; \quad (2.47)$$

де X_1 – опір прямої послідовності (табл. 2.13).

Таблиця 2.23 – Питомі опори нульової послідовності ПЛ

Назва	Марка проводу	$X'_{0(T)}$, Ом/км
«ТЕЦ», права і ліва	АС–185	1.54
«Промислова»	АС–185	1.54
«Прокат», права і ліва	АС–500	1.51
«РП-2», права і ліва	АС–500	1.51
«ГПП-18», права і ліва	АС–500	1.51

Таблиця 2.24 – Опори нульової послідовності КЛ

Назва	Марка проводу	X_1 , Ом	X_0 , Ом
КЛ «Прокат», права і ліва	АПВВнг	0.011	0.044
КЛ «РП-2», права і ліва	АПВВнг	0.011	0.044
КЛ «ГПП-18», права і ліва	АПВВнг	0.31	1.24

Позначення елементів на схемі заміщення нульової послідовності і їх опори у відносних одиницях Z_0 , розраховані по формулі (2.27), приведені в табл. 2.25. Схема заміщення для розрахунку струмів нульової послідовності приведена на рис. 2.8.

За результатами розрахунків еквівалентний опір зворотної і нульової послідовності схеми заміщення у відносних одиницях при КЗ на шинах ТП склали відповідно: $X_{2\Sigma} = 1,77i$ і $X_{0\Sigma} = 2,17i$.

Таблиця 2.25 – Елементи схеми заміщення нульової послідовності

Елемент	Найменування об'єкту	$Z_{\bar{00}}$
1	Шини 110 кВ підстанції «Поляна»	1.447i
2	Трансформатор зв'язку 200 МВА на ТЕЦ	5.25i
3, 4, 5, 6	Трансформатор зв'язку 125 МВА на ТЕЦ	8.4i
7, 8	ПЛ «ТЕЦ», права і ліва	4.19i
9, 10	Реактор на ТЕЦ	5.34i
11, 12	КЛ + ПЛ «Прокат», права і ліва	4.23i
13, 14	КЛ + ПЛ «РП-2», права і ліва	6.89i
15, 16, 17	трансформатор зв'язку 80 МВА на ГПП-18	13.12i
18, 19	КЛ + ПЛ «ГПП-18», права і ліва	5.5i

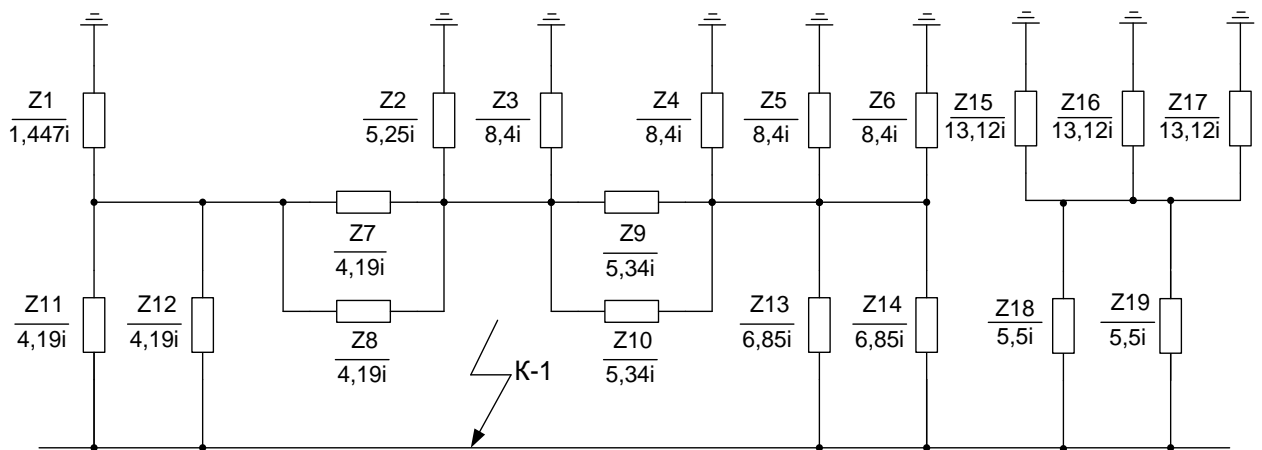


Рисунок 2.8 – Схема заміщення для розрахунку струмів нульової послідовності

Згідно [20] визначається струм прямої послідовності особливої фази $\dot{I}_{\kappa A1}^{(n)}$, кА, в місці несиметричного КЗ :

$$\dot{I}_{\kappa A1}^{(n)} = I_{\bar{0}} \cdot \frac{\dot{E}_{ек}}{j(X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)})} \quad (2.48)$$

де $\dot{E}_{ек}$ – результуюча еквівалентна ЕРС усіх джерел енергії, що враховуються, в.о.;

$X_{1\Sigma}$ – результуючий еквівалентний опір схеми заміщення прямої послідовності відносно точки несиметричного КЗ, в.о.;

$\Delta X^{(n)}$ – додатковий індуктивний опір, в.о.

Для однофазного КЗ згідно [20]:

$$\Delta X^{(n)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}; \quad (2.49)$$

$$\Delta X^{(n)} = 1,77i + 2,17i = 3,94i;$$

$$\dot{I}_{\kappa A1}^{(n)} = 50,2 \cdot \frac{1,051}{i \cdot (1,667i + 3,94i)} = -9,41i \text{ кА.}$$

Згідно [20] розраховується модуль повного струму пошкодженої фази :

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot |I_{\kappa 1}^{(n)}|, \text{ кА}; \quad (2.50)$$

де $m^{(n)}$ – коефіцієнт, що показує, в скільки разів модуль повного струму пошкодженої фази при n -му виді несиметричного КЗ в розрахунковій точці КЗ перевищує струм прямої послідовності при цьому ж виді КЗ і в тій же точці.

Для однофазного КЗ згідно [20] $m^{(n)} = 3$. Згідно (50) :

$$I_{\kappa}^{(n)} = 3 \cdot |-9,41i| = 28,2 \text{ кА.}$$

Результати обчислень струмів однофазних КЗ приведені в табл. 2.26.

Таблиця 2.26 – Результати обчислень струмів однофазних КЗ

Точка	$I_{\kappa 3}$, кА	Підживлення по гілках, кА		
		\sum ПЛ «Прокат»	\sum ПЛ «РП-2»	\sum ПЛ «ГПП-18»
$K_1^{(1)}$	28,2	16,7	8,36	3,14
$K2(1)^*$	32,5**	6,34	6,34	1,1
$K3(1)^*$	37,9	2,78	2,78	1,3
$K4(1)^*$	28,7	8,3	3,8	12,1
$K11(1)^*$	12,1	11,1	-	1,6
$K12(1)^*$	9,1	-	8,2	0,9
$K13(1)^*$	11,1	10,4	-	1,3

2.6 Висновки до розділу 2

В даному розділі здійснено аналіз електричних навантажень на вищих ступенях системи електропостачання методом, який заснований на використанні величин середнього навантаження і коефіцієнта форми.

Проведено оцінку оптимальності місця розташування підстанції, та побудовано картограму електричних навантажень, яка дозволила наочно показати розподіл електричних навантажень на території цеху.

Представлено розрахункову схему зовнішнього електропостачання в мінімальному та максимальному режимі. На основі даних схем було складено схеми заміщення для розрахунку струмів КЗ. Здійснений розрахунок електричних навантажень і величин струмів трифазного і однофазного короткого замикання

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Електричний розрахунок струмопровідних елементів і струмопровідної апаратури

Електрична перевірка проводів ПЛ [21] полягає в перевірці по умові нагріву від тривалого виділення тепла робочим струмом, за умовами корони і рівнем радіоперешкод. Максимальною по завантаженню є ПЛ "ГПП-18" в режимі зв'язку з ГПП-18 по одній ПЛ в максимальному режимі роботи. Перевіряється виконання умови нагріву від тривалого виділення тепла максимальним робочим струмом в режимі без однієї лінії, що складає 649,2 А:

$$I_{р.л.мах} \leq I_{дон}, \text{ А}; \quad (3.1)$$

де $I_{дон}$ – допустимий тривалий струм для цієї марки проводу, А.

Допустимий тривалий струм для проводів марки АС-500 згідно [21] складає 945 А (при $t = +25^\circ\text{C}$). Згідно (51) :

$$649,2 \text{ А} < 945 \text{ А}.$$

Отже, проводи усіх ПЛ, що живлять ТП задовольняють умові нагріву від тривалого виділення тепла робочим струмом.

Виходячи з графіків навантажень (табл. 2.5), розрахунковий струм для КЛ «ГПП-8 3Т» складає 195,4 А. Тривалий допустимий струм для кабелю типу АПВВнг з поліетиленовою ізоляцією класу напруги 110 кВ і алюмінієвою жилою перерізом 185 мм² складає 361 А.

Згідно (3.1) :

$$195,4 \text{ А} < 361 \text{ А}.$$

Отже, вищезгаданий та інші вибрані кабелі задовольняють умові нагріву від тривалого виділення тепла робочим струмом.

Провідник задовольняє умові термічної стійкості, якщо температура нагріву провідника до моменту відключення КЗ ϑ_k не перевищує гранично допустиму температуру нагріву відповідного провідника при КЗ $\vartheta_{к доп.}$, тобто якщо виконується умова:

$$\mathcal{G}_k \leq \mathcal{G}_{k \text{ доп.}} \quad (3.2)$$

Кількісну оцінку міри термічної дії струму КЗ на провідники і електричні апарати рекомендується виконувати за допомогою значення інтеграла Джоуля :

$$B_k = I_{n.c}^2 \cdot \left[t_{\text{відкл.}} + T_{a.ек} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{відкл.}}}{T_{a.ек}}} \right) \right], \text{ A}^2 \cdot \text{c}; \quad (3.3)$$

де $t_{\text{відкл.}}$ – розрахункова тривалість КЗ, с;

$I_{n.з}$ - діюче значення періодичної складової струму КЗ від еквівалентного джерела енергії (системи), А;

$T_{a.ек}$ – еквівалентна стала часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, с.

З розрахованої вище для КЛ «ГПП-8 3Т» величина $I_{n.з} = 30600$ А, а $T_{a.ек} = 0,031$ с. Орієнтовно час дії основного релейного захисту приймається рівним 0,05 с. і повний час відключення вимикача з урахуванням можливої похибки 0,05 с. Разом максимальне значення $t_{\text{відкл.}} = 0,1$ с.

Згідно (3.3) :

$$B_k = 30600^2 \cdot \left[0,1 + 0,031 \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,1}{0,031}} \right) \right] = 1,25 \cdot 10^8 \text{ A}^2 \cdot \text{c}.$$

Визначаємо початкову температура кабелю \mathcal{G}_n .

$$\mathcal{G}_n = \left(\frac{I_{\text{норм.роз.}}}{I_{\text{доп.тр.}}} \right)^2 \cdot (\mathcal{G}_{\text{доп.тр.}} - \mathcal{G}_{\text{довк.ном}}) + \mathcal{G}_{\text{довк.}}, \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (3.4)$$

де $I_{\text{норм.роз.}}$ – розрахунковий струм при нормальному режимі роботи, А;

$I_{\text{доп.тр.}}$ – тривало допустимий струм, А;

$\mathcal{G}_{\text{доп.тр.}}$ – допустима температура провідника в тривалому режимі, $^\circ\text{C}$;

$\mathcal{G}_{\text{довк.ном.}}$ – нормована температура довкілля, $^\circ\text{C}$;

$\mathcal{G}_{\text{довк.}}$ – температура довкілля, $^\circ\text{C}$.

Величина $I_{\text{норм.роз.}} = 195,4$ А, величина $I_{\text{доп.тр.}} = 361$ А. Для вибраного типу кабелю згідно [21] величина $\mathcal{G}_{\text{доп.тр.}}$ складає 90 $^\circ\text{C}$. Величини $\mathcal{G}_{\text{довк.ном.}}$ і $\mathcal{G}_{\text{довк.}}$ згідно [21] приймаються рівними 25 $^\circ\text{C}$.

Згідно (3.4) :

$$\vartheta_n = \left(\frac{195,4}{361} \right)^2 \cdot (90 - 25) + 25 = 44,1^\circ\text{C}.$$

Величина A_{ϑ_n} при температурі ϑ_n по [20] складає $0,32 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$.

Визначаємо значення величини A_{ϑ_k} , що відповідає кінцевій температурі нагріву провідника :

$$A_{\vartheta_k} = A_{\vartheta_n} + \left(\frac{B_{\kappa}}{S^2} \right); \quad (3.5)$$

$$A_{\vartheta_k} = 0,32 \cdot 10^4 + \left(\frac{1,25 \cdot 10^8}{185^2} \right) = 0,685 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4.$$

Температура ϑ_k при A_{ϑ_k} по [20] складає 80°C . Згідно [21] для вибраного типу кабелю $\vartheta_{\kappa.дон.} = 130^\circ\text{C}$. Умова (3.2) виконано, отже, відходящі кабелі КЛ задовольняють умові термічної стійкості.

Умови перевірки вимикача на електродинамічну стійкість:

$$\begin{aligned} I_{\text{вкл.ном}} &\geq I_{n0}; \\ i_{\text{вкл.ном}} &\geq i_{\text{уд}}; \\ I_{\text{пр.скв}} &\geq I_{n0}; \\ i_{\text{пр.скв}} &\geq i_{\text{уд}}. \end{aligned} \quad (3.6)$$

Значення ударного струму КЗ $i_{\text{уд}} = 77,9 \text{ кА}$ (табл. 2.21). Початкове значення періодичної складової розрахункового струму КЗ $I_{n0} = 31,65 \text{ кА}$ (табл. 2.21).

Згідно (3.6) :

$$\begin{aligned} 40 &\geq 31,65; \\ 108 &\geq 77,9,6; \\ 40 &\geq 31,65; \\ 108 &\geq 77,9. \end{aligned}$$

Умови електродинамічної стійкості виконані.

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість:

$$B_{\text{терм}} \geq B_{\kappa}; \quad (3.7)$$

де $B_{\text{терм}}$ – нормоване значення інтеграла Джоуля для умов КЗ, $\text{A}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{\text{терм}} = I_{\text{терм.ном}}^2 \cdot t_{\text{відкл.}} \quad (3.8)$$

$$B_{терм} = 40000^2 \cdot 0,1 = 1,6 \cdot 10^8 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Згідно (3.3) величина B_k склала $1,27 \cdot 10^8 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$

Згідно (3.7) :

$$1,6 \cdot 10^8 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \geq 1,25 \cdot 10^8 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Умова термічної стійкості виконана.

Умови перевірки вимикача по відключаючій здатності:

$$I_{відкл.ном.} > I_{п0}; \quad (3.9)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{відкл.ном} \geq i_{at}; \quad (3.10)$$

де $i_{a.ном}$ – нормоване значення аперіодичної складової струму відключення, кА;

$\beta_{ном}$ – нормований зміст аперіодичної складової в струмі короткого замикання;

i_{at} – розрахункове значення аперіодичної складової струму КЗ в колі у момент τ початку розходження контактів вимикача, кА (час τ приймається рівним сумі мінімального часу спрацьовування захисту і мінімального власного часу відключення вимикача, тобто $0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с}$) :

Аперіодична складова визначається по формулі (2.34) :

$$i_{at} = 44,8 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,031}} = 17 \text{ кА.}$$

Згідно [20] для $\tau = 0,03$ величина $\beta_{ном}$ дорівнює 0,34. Згідно (3.9, 3.10) :

$$40 \text{ кА} > 31,65 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot 0,34 \cdot 40 = 19,2 \text{ кА} \geq 17 \text{ кА.}$$

Отже, умови перевірки вимикача по відключаючій здатності виконуються.

3.2 Вибір і розрахунок пристроїв РЗА

Вибір типу захисту ліній 110 кВ згідно [6] визначається виконанням вимоги збереження стійкості роботи енергосистеми. Цим критерієм оцінки [20] є критерій рівня залишкової напруги на шинах живлячої підстанції при

трифазному КЗ на лінії. Умова для ліній 110 кВ: 60% від номінальної лінійної напруги:

$$U_{зал} = \sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \cdot 0,85 \cdot l_{ПЛ} \cdot \sqrt{r_0^2 + x_0^2}; \quad (3.31)$$

$$U_{зал} > 0,6 \cdot 110 = 66 \text{ кВ.}$$

Параметри ПЛ приймаються по табл. 2.13, максимальний струм трифазного КЗ згідно табл. 2.22. Оскільки для КЛ ймовірність трифазного КЗ низька, то розрахунок ведеться для ділянок ПЛ.

Згідно (3.31) для ліній «Прокат»:

$$U_{зал} = \sqrt{3} \cdot 19,4 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{0,413^2 + 0,06^2} \cdot 3,67 = 43,7 < 66 \text{ кВ.}$$

Згідно (3.31) для ліній «РП-2» :

$$U_{зал} = \sqrt{3} \cdot 15,2 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{0,413^2 + 0,06^2} \cdot 5,95 = 55,1 < 66 \text{ кВ.}$$

Згідно (3.31) для ліній «ГПП-18»:

$$U_{зал} = \sqrt{3} \cdot 24,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{0,413^2 + 0,06^2} \cdot 2,815 = 43,1 < 66 \text{ кВ.}$$

Для вибору типу основного захисту відходящої КЛ 110 кВ перевіряється виконання вимоги збереження стійкості роботи енергосистеми.

Розрахунок проводиться по формулі (3.31) і даними табл. 2.13 і табл. 2.22 для найдовшої лінії до ЗТ ГПП-8:

$$U_{зал} = \sqrt{3} \cdot 28,1 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{0,164^2 + 0,157^2} \cdot 1,7 = 17,4 < 66 \text{ кВ.}$$

Розраховуємо мінімальний опір шляху обмотка ВН – обмотка НН трансформатора в іменованих одиницях:

$$z_{m.min} = \frac{u_{k.min}}{100} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{н.т}}, \text{ Ом}; \quad (3.32)$$

де $u_{k.min} = 9,84 \%$ – мінімальне значення напруги короткого замикання;

$U_{вн} = 96,6 \text{ кВ}$ – напруга обмотки вищої напруги, що відповідає вказаному значенню напруги короткого замикання;

$S_{н.т} = 63 \text{ МВА}$ – номінальна потужність трансформатора.

Згідно (3.32) :

$$z_{m.\min} = \frac{9,84}{100} \cdot \frac{96,6^2}{63} = 14,57 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо опір КЛ "3 Т ГПП-8" за даними табл. 2.13:

$$z_{каб} = l_{каб} \cdot \sqrt{x_{0,каб}^2 + r_{0,каб}^2}, \text{ Ом;} \quad (3.33)$$

де $x_{0,каб}$ – питомий реактивний опір КЛ, Ом/км;

$r_{0,каб}$ – питомий активний опір КЛ, Ом/км;

$l_{л} = 1,73$ км – довжина цієї КЛ.

Згідно (3.33) :

$$z_{каб} = 1,73 \cdot \sqrt{0,157^2 + 0,164^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо повний мінімальний опір першої зони :

$$z_{кл-т.\min} = z_{каб} + z_{m.\min}; \quad (3.34)$$

$$z_{кл-т.\min} = 0,4 + 14,57 = 15 \text{ Ом}$$

Розраховуємо згідно [24] опір першої зони ДЗ :

$$z_{с.з.1} = k_{нал.} \cdot z_{кл-т.\min}, \text{ Ом;} \quad (3.35)$$

де $k_{нал.} = 0,9$ – коефіцієнт налагодження захисту для МП РЗА.

Згідно (3.35):

$$z_{с.з.1} = 0,9 \cdot 15 = 13,5 \text{ Ом.}$$

Час роботи першої зони ДЗ вибирається без витримки часу :

$$t_{с.з.1} = 0 \text{ с.}$$

Перевіряємо чутливість розрахованого ступеня [6]:

$$k_{ч.1} = \frac{z_{с.з.1}}{z_{каб}}; \quad (3.36)$$

$$k_{ч.1} = \frac{13,5}{0,4} = 33,75 > 1,25.$$

Друга зона ДЗ налаштовується від кидка пускового струму $I_{пуск}$, А, найпотужнішого двигуна, встановленого на стороні НН трансформатора з урахуванням сумарного навантаження інших приєднань. Вважається допустимим зниження напруги при пуску двигуна на 5% [6]. Розраховується опір спрацьовування другої зони ДЗ [24]:

$$z_{c.3.2} = k_n \cdot \left(z_{кл-м. min} + \frac{0,95 \cdot U_{НН.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (I_{пуск} + I_{нав})} \right), \text{ Ом}; \quad (3.37)$$

де $k_n = 1,15$ – коефіцієнт надійності для МП РЗА;

$I_{пуск} = 980$ А – пусковий струм синхронного двигуна потужністю 10 МВт;

$I_{нав} = 195,4$ А – розрахункове навантаження 3Т ГПП-8 (табл. 2.10).

Згідно (3.37) :

$$z_{c.3.2} = 1,15 \cdot \left(13,5 + \frac{0,95 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot (195,4 + 980)} \right) = 74,5 \text{ Ом.}$$

Витримка часу другої зони ДЗ приймається на ступінь селективності більша з умови настроювання від часу МС310КВ на стороні НН трансформатора:

$$t_{c.3.2} = 2 \text{ с.}$$

Для перевірки чутливості другої зони ДЗ розраховується максимальний опір кола при КЗ на одній з обмоток НН. Розрахунок максимального опору шляху обмотка ВН – обмотка НН трансформатора здійснюється по формулі (в цьому випадку напруга короткого замикання дорівнює 11,6 і напруга обмотки ВН дорівнює 129,3 кВ) :

$$z_{m. max} = \frac{11,6}{100} \cdot \frac{129,3^2}{63} = 30,78 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо максимальний повний опір зони (3.34):

$$z_{кл-м. max} = 0,4 + 30,72 = 31,1 \text{ Ом.}$$

Перевіряємо чутливість другої зони ДЗ :

$$k_{ч.2} = \frac{z_{c.3.2}}{z_{кл-м. max}}; \quad (3.38)$$

$$k_{ч.2} = \frac{74,5}{31,1} = 2,4 > 1,5 .$$

Розрахунок уставок органів опору здійснюється по формулі:

$$z_{c.p.i} = z_{c.3.i} \frac{k_I}{k_U}, \text{ Ом}; \quad (3.39)$$

де $k_U = 1100$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги;

$k_f = 1200$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Згідно (3.39) :

$$z_{c.p.1} = 13,5 \cdot \frac{1200}{1100} = 14,7 \text{ Ом};$$

$$z_{c.p.2} = 74,5 \cdot \frac{1200}{1100} = 81,3 \text{ Ом}.$$

Аналогічно розраховуються уставки ДЗ відходящих КЛ (табл. 3.7).

Таблиця 3.7 – Уставки зон і реле опору ДЗ відходящих КЛ

Навантаження	$z_{c.p.1}$, Ом	$z_{c.p.2}$, Ом	$z_{c.z.1}$, Ом	$z_{c.z.2}$, Ом	k_{q1}	k_{q2}	t , с
ГПП–2 1Т (2Т,3Т)	26.3	110	13.5	101	33	2.87	2
ГПП–8 1Т (2Т,3Т,4Т)	26.3	81.3	13.5	74.5	33	2.4	2
ГПП–20 1Т (2Т)	26.3	151	13.5	139	33	3.57	1
ГПП–211Т (2Т)	26.3	110	13.5	101	33	2.87	1

Вибір уставок спрацьовування СВ проводиться згідно [24]. СВ налаштовується від КЗ на одній з обмоток нижчої напруги трансформатора.

$$I_{c.z.} = k_{нал.} \cdot I_{K_{10}^{(3)}}; \quad (3.40)$$

де $I_{c.z.}$ – струм спрацьовування захисту, А;

$k_{нал.}$ – коефіцієнт налаштування, що враховує неточність розрахунків, похибки трансформатора струму і вимірювального органу, для мікропроцесорного захисту приймається рівним 1,1;

$I_{K_{10}^{(3)}}$ – величина струму трифазного КЗ в точці К - 10, рівна 2780 А.

Згідно (3.40) :

$$I_{c.z.} = 1,1 \cdot 2780 = 3058 \text{ А}.$$

Перевіримо чутливість розрахованою СВ:

$$k_q = \frac{I_{K_1^{(3)}}}{I_{c.z.}} \quad (3.41)$$

$$k_q = \frac{31650}{3058} = 10,35 > 1,2 .$$

Проведемо вибір вторинної уставки спрацьовування [24]:

$$I_{c.p.i} = \frac{k_{cx}^{(3)} \cdot I_{c.z.i}}{k_I}, \text{ А}; \quad (3.42)$$

де $k_{cx} = 1$ – коефіцієнт схеми для схеми повної зірки.

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 1870}{1200} = 1,56 \text{ А.}$$

Уставки СВ для усіх відходящих КЛ приймаються однаковими.

Налаштування від струмів замикання на землю стороні НН трансформатора не потрібно, оскільки такі в мережі з ізольованою нейтраллю не створюють струмів нульової послідовності :

$$I_{c.3.1} = (3 \dots 4) \cdot I_{н.т.}; \quad (3.43)$$

де $I_{н.т.} = 332 \text{ А}$ – номінальний струм трансформатора ТРДЦНК – 63000 МВА на стороні вищої напруги при 19-м положенні РПН.

Згідно (2.43):

$$I_{c.3.1} = 4 \cdot 332 = 1330 \text{ А.}$$

Перший ступінь СЗНП виконується без витримки часу :

$$t_{c.3.1} = 0 \text{ с.}$$

Струм спрацьовування другого ступеня СЗНП налаштовується від струму небалансу при трифазному КЗ на одній з обмоток НН трансформатора [24]:

$$I_{c.3.2} = k_{нал} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{K_{10}^{(3)}}; \quad (3.44)$$

де $k_{одн} = 0,5$ – коефіцієнт однотипності параметрів ТС;

$\varepsilon = 0,1$ – максимально допустима похибка трансформатора струму.

$k_{нал} = 1,1$ – коефіцієнт налаштування.

Згідно (3.44):

$$I_{c.3.2} = 1,1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2870 = 158 \text{ А.}$$

Час спрацьовування другого ступеня СЗНП приймається на ступінь селективності більше часу спрацьовування 1-го ступеня :

$$t_{c.3.2} = 0,5 \text{ с.}$$

Перевіряємо чутливість другого ступеня СЗНП :

$$k_{\text{ч}} = \frac{1127}{158} = 7,13 > 1,3.$$

Згідно (3.42) визначаються уставки вторинних струмів спрацьовування:

$$I_{\text{с.р.1}} = \frac{1 \cdot 1330}{1200} = 1,11 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.р.2}} = \frac{1 \cdot 158}{1200} = 0,13 \text{ А}.$$

Уставки СЗНП для усіх відхлдящих КЛ приймаються однаковими.

Струм спрацьовування ДЗШ згідно [24] вибирається виходячи з умов:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з.}} &= k_{\text{нал}} \cdot I_{\text{нав.мах}}; \\ I_{\text{с.з.}} &= k_{\text{нал}} \cdot I_{\text{нб.мах}}; \\ I_{\text{нб.мах}} &= k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{K_1^{(3)}}, \end{aligned} \quad (3.45)$$

де $I_{\text{нав.}} = 327 \text{ А}$ – максимально можливий струм, що проходить через будь-яке приєднання в нормальному режимі роботи (табл. 2.13).

$I_{\text{нб.мах}}$ – максимальний струм небалансу, що протікає при зовнішньому короткому замиканні.

$k_{\text{нал}} = 1,3$ – коефіцієнт налаштування для МП РЗА.

В даному випадку як максимальний струм зовнішнього короткого замикання приймається струм трифазного КЗ на введенні ВН самого ближнього трансформатора ГПП в мінімальному режимі роботи енергосистеми. Оскільки ГПП-12 знаходиться у безпосередній близькості від ТП (100 метрів), величина струму трифазного КЗ на введеннях ВН трансформаторів 1Т і 2Т дорівнює величині струму КЗ в точці К - 1.

Згідно (3.45) :

$$I_{\text{с.з.}} = 1,3 \cdot 260 = 338 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб.мах}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 31650 = 1583 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.}} = 1,3 \cdot 1583 = 2057 \text{ А}.$$

Визначальним чинником при виборі уставки ДЗШ є умова налаштування від струму небалансу.

Розраховуємо чутливість захисту :

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K_{12}^{(3)}}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (3.46)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{9300}{2057} = 4,5 > 2$$

Вимога по чутливості захисту виконується. Розраховуємо струм спрацьовування виконавчого органу згідно (3.42):

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1 \cdot 2057}{1200} = 1,71 \text{ А.}$$

Вибір уставок захисту ПЛ виконується на прикладі ПЛ «РП-2 – Ліва». Уставки по струму зворотної послідовності для ДЗЛ і ДФЗ визначаються по максимальному струму небалансу аналогічно ДЗШ, але коефіцієнт однотипності внаслідок значно меншої кількості трансформаторів струму приймається рівним 0,7. Величина максимального струму небалансу складає згідно (3.45):

$$I_{\text{нб.мах}} = 0,7 \cdot 0,1 \cdot 4200 = 300 \text{ А;}$$

$$I_{\text{с.з.}} = 1,3 \cdot 600 = 390 \text{ А.}$$

Згідно (3.46):

$$k_{\text{ч}} = \frac{4650}{390} = 12 > 2.$$

Згідно (3.42):

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1 \cdot 390}{1200} = 0,32 \text{ А.}$$

Уставки ДФЗ і ДЗЛ для живлячих ПЛ, їх коефіцієнти чутливості (табл. 3.8).

Таблиця 3.8 – Уставки ДФЗ і ДЗЛ живлячих ліній

Найменування лінії	$I_{\text{к.мін}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з.}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.р.}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч}}$
«Прокат», права і ліва	4950	450	0,38	10
«РП-2», права і ліва	4200	390	0,32	12
«ГПП-18», права і ліва	1500	137	0,15	34

В якості резервного захисту живлячих ліній застосовується спрямований трьохзонний ДЗ. Опір першої зони розраховується по формулі (3.45). Виконаємо

розрахунок на прикладі ПЛ "" РП-2 – Права". Опір ПЛ , Ом, визначається по аналогії з КЛ:

$$z_{nl} = \sqrt{0,06^2 + 0,413^2 \cdot 5,95} = 2,48 \text{ Ом};$$

$$z_{c.3.1} = 0,9 \cdot 2,48 = 2,23 \text{ Ом.}$$

Витримка часу першого ступеня приймається рівною 0 с.

Опір другої зони вибирається виходячи з умови настроєння від опору спрацьовування другої зони ДЗ $z_{c.3.2.зр.}$, Ом, встановленою на Білоцерківській ТЕЦ і рівною 3,4 Ом:

$$z_{c.3.2} = k_{нал} \cdot (z_{ПЛ} + k_{нал} \cdot z_{c.3.2.зр.}) \quad (3.47)$$

$$z_{c.3.2} = 0,9 \cdot (2,48 + 0,9 \cdot 3,4) = 5,0 \text{ Ом.}$$

Коефіцієнт чутливості зони :

$$k_{ч.2} = \frac{z_{c.3.2}}{z_{nl}}; \quad (3.48)$$

$$k_{ч.2} = \frac{5,0}{2,48} = 2,02 > 1,25.$$

Мінімальний коефіцієнт чутливості другої зони дистанційного захисту від багатозонних коротких замикань за відсутності третьої зони згідно [6] повинен складати не менше 1,5, а за наявності третьої зони захисту – близько 1,25, тобто використання вибраної зони доцільне. Час спрацьовування другої зони ДЗ приймається рівним часу спрацьовування другої зони дистанційного захисту, встановленого з боку Білоцерківської ТЕЦ:

$$t_{c.3.2} = 0,8 \text{ с.}$$

Третя зона ДЗ налаштовується від максимального навантаженого режиму. Максимальний тривало допустимий струм через цю лінію складає 945 А. При середній напрузі ступеня 115 кВ опір навантаження складає:

$$Z_{НАГР.} = 115000 / (\sqrt{3} \cdot 945) = 70,3 \text{ Ом.}$$

З врахуванням $k_{нал.} = 0,9$ уставка третьої зони ДЗ $z_{с.з.3}$ приймається рівною 64 Ом. Час спрацьовування приймається рівним часу спрацьовування третьої зони ДЗ, встановленого з боку Білоцерківської ТЕЦ:

$$t_{с.з.3} = 2,5 \text{ с.}$$

Перевіряємо чутливість третього ступеня при КЗ у кінці суміжної ділянки, тобто за секційним реактором Білоцерківської ТЕЦ:

$$k_{ч.3} = \frac{64}{2,48 + 7,1} = 6,68 > 1,5 .$$

Умова забезпечення необхідної чутливості дотримується.

Уставки спрацьовування реле розраховуються по формулі (3.49). Уставки ДЗ живлячих ліній приведені в табл. 3.9.

Уставки СВ ПЛ розраховуються по аналогії з СВ КЛ (табл. 3.10).

Таблиця 3.9 – Уставки ДЗ живлячих ліній

Лінія	$z_{с.з.1}$, Ом	$z_{с.з.2}$, Ом	$z_{с.з.3}$, Ом	$t_{с.з.1}$, с	$t_{с.з.2}$, с	$t_{с.з.3}$, с
Прокат, права і ліва	1,38	3,08	63,3	0	0,8	2,5
РП-2, права і ліва	2,23	5,0	63,3	0	0,8	2,5
ГПП-18, права і ліва	3,24	7,4	63,3	0	0,8	2,5
Лінія	$z_{с.р.1}$, Ом	$z_{с.р.2}$, Ом	$z_{с.р.3}$, Ом	$k_{ч1}$	$k_{ч2}$	$k_{ч2}$
Прокат, права і ліва	1,50	3,36	68,8	-	2,01	4,52
РП-2, права і ліва	2,43	5,54	68,8	-	2,02	6,68
ГПП-18, права і ліва	3,47	8,1	68,8	-	2,6	3,73

Таблиця 3.10 – Уставки струмових відсічок ПЛ

Лінія	$I_{с.з}$, А	$I_{с.з}$, А	$k_{ч}$
Прокат, права і ліва	3320	2,77	8,97
РП-2, права і ліва	3320	6,94	3,59
ГПП-18, права і ліва	2567	4,02	6,15

Мінімальна уставка часу АПВ розраховується згідно [29]:

$$t_{АПВ} = t_{с.ДЗ.2} + t_{зан}, \text{ с} \quad (3.49)$$

де $t_{с.ДЗ.2}$ - час спрацьовування другого ступеня ДЗ ПЛ, складає 0,5 с;

$t_{зан}$ - час запасу, що приймається рівним 0,5 с.

$$t_{АПВ} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Функція ПРВВ (пристрою резервування відключення вимикача) є обов'язковою [6] для підстанцій з ближнім резервуванням і призначена для відключення усіх приєднань визначуваної ним секції і системи шин у разі, якщо КЗ на живлячій або відходящій лінії не було відключено відповідним вимикачем унаслідок його відмови.

ПРВВ ініціюється трьома доданками: командами відключення, витікаючими від захистів ліній, контролем стану вимикачів ліній і контролем наявності струму, що протікає через вимикачі. Зазвичай ПРВВ виконується з дією на виконавчі органи ДЗШ своїх секцій. Витримка часу ПРВВ повинна перевищувати повний час відключення вимикача, рівний 0,06 с. З урахуванням вищесказаного приймається витримка часу ПРВВ рівна 0,2 с.

3.3 Висновки до розділу 3

В даному розділі на підставі отриманих даних про величини струмів короткого замикання здійснено електричний розрахунок струмопровідних елементів і струмопровідної апаратури, та вибір основного високовольтного обладнання, а також проведено перевірку вибраного електрообладнання на термічну і електродинамічну стійкість, а також на комутаційну здатність. Здійснений розрахунок уставок пристроїв захисту та автоматики і вибір системи оперативного струму.

Проведено розробку схеми автоматизації підстанції. Мікропроцесорний блок захисту компанії Siemens дозволяє автоматизувати підстанцію виконавши певні підключення до серверів та налагодження їх за допомогою спеціальних програм, які дозволяють виводити інформацію на монітор чергового диспетчера оперативно-диспетчерської служби. Передача даних з нижнього рівня до верхнього рівня АСУ ТП здійснюється по каналах цифрового зв'язку.

Облік спожитої електроенергії заведено в єдину систему АСКОЕ.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Безпека праці електрика із обслуговування трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів

До робіт на трансформаторних підстанціях і в розподільних пунктах пред'являються підвищені вимоги у безпеці праці. Ще до призначення на самостійну роботу електрика необхідно пройти навчання безпечним методам праці, ввідний інструктаж по безпеці праці, первинний інструктаж на робочому місці, первинну перевірку знань ПТБ, ПТЕ, правил пожежної безпеки і інструкцій в об'ємі необхідному для цієї професії, дублювання в течії декількох змін під керівництвом досвідченого наставника. І тільки після проходження усіх східців підготовки електрик може приступити до самостійної роботи.

В процесі роботи електрик по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів повинен проходити повторні інструктажі (не рідше за 1 раз в місяць), спеціальну підготовку (не рідше за 1 раз в місяць), контрольне протиаварійне тренування (не рідше за 1 раз в 3 місяці), контрольне протипожежне тренування (не рідше за 1 раз в підлогу року), періодичну перевірку знань ПТБ, ПТЕ, правил пожежної безпеки і інструкцій (1 раз на рік), а також медичний огляд - 1 раз в 2 роки.

Велике значення надається екіпіровці. Це спеціальний одяг і взуття, захисна каска, протигаз, захисна маска або окуляри, а у разі потреби - запобіжний монтерський пояс. Особлива розмова про інструменти. Вони мають бути справні і знаходитися на своїх місцях.

Інструмент з ізолюючим руків'ям в процесі експлуатації піддається періодичним електричним випробуванням. Захисні засоби мають бути випробувані і мати штамп з вказівкою терміну придатності. Електрикаві необхідно пам'ятати, що від справності приладів і інструментів, спецодягу і пристосувань залежить його життя.

Майстерня ділянки - це постійне робоче місце електрика. Тут потрібно дотримуватися порядку, усьому має бути своє місце. Перед початком роботи необхідно прибрати зайві предмети, відрегулювати місцеве освітлення так, щоб робоча зона була досить освітлена, при цьому, світло не сліпило очі.

Основна робота, яка проводиться на трансформаторній підстанції, - це планово-запобіжні ремонти, періодичні і позачергові огляди. Більшість робіт по профілактичному обслуговуванню і ремонту трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів здійснюються з відключенням електроустаткування.

Ці роботи вимагають ретельно підготовки робочого місця, при якій мають бути виконані організаційні і технічні заходи, спрямовані на безпечне виконання робіт. Для цього майстер оформляє наряд з призначенням відповідальних осіб за безпечне виконання робіт. Залежно від групи по електробезпеці, досвіду, досвіду електроустановки і складності схеми електрик може бути призначений в якості того, яке допускає, виконавця робіт або члена бригади.

Виконавець робіт, отримавши від майстра наряд або усне розпорядження знаками бригаду зі змістом роботи, залежно від якої підбираються необхідні спецодяг, захисні засоби, інструменти, пристосування і матеріали. Підготувавши усе необхідне бригада вирушає в місце проведення робіт.

По прибуттю на місце бригада отримує розділення на підготовку робочого місця і на допуск від чергового. Ні в якому разі не можна давати таке розділення заздалегідь. Розділення на підготовку робочого місця і на допуск оформляється в наряді. Підготовку робочого місця робить той, який допускає спільно з виконавцем робіт.

Для підготовки робочого місця при роботі що вимагає зняття напруги необхідно зробити вказані в наряді перемикання в електроустановці. У електроустановках з кожного боку звідки може бути подана напруга на робоче місце має бути видимі розрив, що утворюється від'єднанням шин і дротів, відключенням комутаційних апаратів, зняттям запобіжників. Усі відключення тут виконують в діелектричних рукавичках.

Знімати і встановлювати запобіжники слідє при знятій напрузі, але якщо обставини не дозволяють зробити це, то необхідно скористатися ізолюючими кліщами, штангою із застосуванням рукавичок і захисних окулярів. Після того, як комутаційна апаратура відключена необхідно взяти заходи, які перешкоджають її мимовільному включенню, тобто вимикачі навантаження, ручні приводи у відключеному стані закриваються на замок.

Після виконаних вище дій, необхідно перевірити справність показчика напруги за допомогою спеціальних приладів або струмоведаччих частин тих, що свідомо знаходяться під напругою, а потім за допомогою його ще раз переконатися у відсутності напруги.

У електроустановках напругою більше 1000 У використати показчик напруги необхідно в діелектричних рукавичках. У електроустановках понад 1000 В перевіряти відсутність напруги дозволяється одному працівникові з чергового або оперативно-чергового персоналу з 4 групою по електробезпеці, а в електроустановках до 1000 В з 3 групою. Тут для перевірки відсутності напруги можна використати двополюсний показчик фазної і лінійної напруги.

Електроустановка заземляється шляхом включення заземляючих ножів або установкою переносних заземлень. Їх спочатку приєднують до заземляючого пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановлюють на струмоведаччі частині.

У електроустановках понад 1000 В заземлення встановлюються двома працівниками - одним з 4 групою по електробезпеці з числа оперативного персоналу, іншим з 3 групою по електробезпеці. Застосування діелектричних рукавичок і ізолюючої штанги обов'язкове! Затиски переносних заземлень слід закріплювати за допомогою штанги або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

На підготовлених робітниках місцях вивішуються плакати "Працювати тут". Що залишилися під напругою струмоведаччі частини захищаються і вивішуються плакати "Стій. Напруга".

Отже, підготовка робочого місця закінчена. Первинний допуск бригади по нарядах і розпорядженнях повинен проводитися безпосередньо тут же на робочому місці. При цьому той, який допускає зобов'язаний перевірити відповідність складу бригади вказаному в наряді по іменних посвідченнях, довести бригаді відсутність напруги, показом заземлень або перевіркою відсутністю напруги і подальшим дотиком рукою до токоведущим частин якщо заземлення не видно з робочого місця, провести цільовий інструктаж виконавцеві робіт, який спостерігає і членам бригади, яка передбачає вказівки по безпечному виконанню конкретної роботи.

Виконавець робіт зі свого боку також повинен провести цільовий інструктаж членам бригади. Без проведення цільового інструктажу і реєстрації його в наряді при первинному допуску до роботи забороняється. Допуск оформляється таким, який допускає і виконавцем робіт в наряді з вказівкою дати і часу. Після допуску нагляд за стримуванням бригадою вимог безпеки покладається на виконавця робіт. Він повинен вести контроль за бригадою, знаходиться, по можливості, на ділянці робочого місця, де ведеться найбільш небезпечна робота.

Після повного закінчення роботи по наряді виконавець робіт повинен видалити бригаду з робочого місця, спільно з тим, яке допускає зняти встановлені обгороджування, плакати, заземлення. Повне закінчення робіт оформляється в наряді. Після цього, слід повідомити працівника, який видав розділення на підготовку робочого місця і на допуск про повне закінчення роботи для можливості включення електроустановки.

Включення електроустановки виконує з числа оперативного і оперативно-ремонтного персоналу, який входить до складу бригади. Це може бути особа, яка дає допуск або виконавець робіт. Після цього необхідно прибути в диспетчерську і здати наряд, а після закінчення робочого дня привести в порядок майстерню і спецодяг.

4.2 Принципи і заходи підвищення стійкості функціонування об'єктів економіки

Доцільною межею підвищення стійкості може вважатися значення параметра вражаючого чинника, який викликає такі заходи і характер руйнувань (ушкоджень) на об'єкті, при яких його відновлення буде реальним. Наприклад, якщо основний цех об'єкту при $\Delta P_{\text{ф}} = 30$ кПа отримає руйнування, при яких випуск продукції не може бути налагоджений, то підвищення стійкості інших елементів об'єкту вище за цю межу недоцільно. Межу стійкості об'єкту необхідно підвищувати саме до межі стійкості цього цеху. Проте якщо доведеться при цьому підвищувати межі стійкості багатьох елементів, яка зажадає значних матеріальних витрат, то доцільну межу необхідно зменшити.

Перерахуємо основні принципи підвищення стійкості — функціонування промислових об'єктів.

1. Стійкість об'єкту має бути такою, щоб забезпечувалося його функціонування як у військовий, так і в мирний час в умовах НС природного і техногенного характеру з обліком можливості терористичних дій.

2. Підвищення стійкості функціонування повинне здійснюватися на усіх об'єктах незалежно від їх форми власності і профілю.

3. Усі заходи по підвищенню стійкості функціонування об'єкту повинні здійснюватися завчасно.

4. Планування і здійснення заходів по підвищенню стійкості функціонування об'єктів повинні проводитися з урахуванням економічних, природних особливостей території і міри реальної небезпеки виникнення НС.

5. Підвищення стійкості функціонування об'єктів повинне здійснюватися силами і засобами об'єктів, міністерств і відомств, органів місцевого самоврядування, органів виконавчої влади. При недоліку вказаних сил і засобів притягуються сили і засоби державного рівня.

6. Підвищення стійкості об'єкту повинне забезпечити рівностійкість усіх елементів об'єкту.

7. Підвищення стійкості об'єкту повинне здійснюватися до доцільної межі. На основі цих принципів розробляються заходи підвищення стійкості функціонування об'єкту.

Стійкість об'єкту підвищується:

- шляхом збільшення надійності системи захисту робітників і службовців об'єкту;
- підвищення стійкості інженерно-технічного комплексу об'єкту (його фізичній стійкості);
- виключення або обмеження ураження від вторинних чинників;
- забезпечення надійності управління і матеріально-технічного постачання;
- підготовки об'єкту до відновлення.

Організаційні заходи включають підтримку в постійній готовності системи сповіщення; будівництво на об'єкті притулків для укриття найбільшої працюючої зміни у військовий час і ПРУ в заміській зоні для відпочиваючої зміни і членів сімей робітників і службовців. Плануються і виконуються підготовчі роботи (створюються запаси будівельних матеріалів і конструкцій) по будівництву БВУ на об'єкті і ПРУ в заміській зоні. Виробничий персонал і членів їх сімей готують до розосередження і евакуації в заміську зону. На об'єкті накопичують, зберігають і підтримують в готовності ЗІЗ. Робітників і службовців учать діям з сигналів сповіщення, формування ЦЗ готують до проведення аварійно-рятувальних і інших невідкладних робіт.

Інженерно-технічні заходи включають себе ряд дій. У промислових будівлях масивні перекриття міняють на легші; а важкі дахи — на м'яку покрівлю з вогнетривких матеріалів. Низькі промислові будівлі обваловують землею, посилюють стіни, встановлюють додаткові опори для перекриттів. Високі споруди (колони, етажерки, вишки та ін.) встановлюють на потужніші фундаменти, закріплюють їх відтяжками, «здатними витримати швидкісний натиск ударної хвилі. Надійно кріплять трубопроводи, ув'язнені на естакадах, зміцнюють естакади урівноважувачими розтяжками. Влаштовують підземні

сховища для ємностей з отруйними і легкозаймистими речовинами, поглиблюють їх в ґрунт або обваловують, встановлюють ребра жорсткості для підвищення механічної міцності місткості. Розміщують важке устаткування на нижніх поверхах, міцно закріплюють верстати на фундаментах. Найбільш цінне і нестійке до ударів устаткування розміщують у будівлях з підвищеними характеристиками міцності або в спеціальних захисних спорудах, а менше цінне устаткування — у будівлях павільйонного типу, що окремо коштують, руйнування яких не вплине на його збереження. Комунально-енергетичні мережі і технологічні комунікації поглиблюють або розміщують на низьких естакадах і обваловують ґрунтом. У вибухонебезпечних приміщеннях встановлюють пристрої, які локалізують вибух (панелі, вибухові клапани та ін.). Легкозаймісті конструкції просочують вогнетривкими розчинами, фарбують і обмазують різними запобіжними і вапняними розчинами. Створюють дублюючі джерела електроенергії, води, пара, газу. Також здійснюються технологічні заходи. Максимально скорочують час на зупинку процесу виробництва або підготовку до переходу на понижений режим роботи. Розробляють технологічний процес, який передбачає у військовий час заміну отруйної і легкозаймистої сировини менш отруйним і менш горючим. Розробляють і будують установки по утилізації факельних скидань, які дозволяють забезпечити світломаскування і безаварійну зупинку підприємства. Проводять заходи по запобіганню розливу отруйних і горючих речовин при ушкодженні сховищ і комунікацій. 225 Скорочують запаси сировини і зберігають його поза підприємством в цистернах на спеціальних майданчиках. Видаляють склади від основних цехів на 1,5-3,0 км, використовують для зберігання і укриття сировини підземні і напівпідземні сховища. Розосереджують запаси сировини і готової продукції, окремо зберігають речовини, які утворюють вибухонебезпечні, самозаймісті суміші і шкідливі гази. Створюють запаси дегазуючих речовин поблизу сховищ небезпечних шкідливих речовин.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі здійснено розробку та спровадження заходів зниження втрат в електричній мережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ, шляхом модернізації електричної частини.

Отримані наступні результати:

1. Проведено аналіз режимів роботи обладнання трансформаторної в найближчій перспективі розвитку прилеглої енергосистеми

2. Здійснений розрахунок електричних навантажень і величин струмів трифазного і однофазного короткого замикання, вибір основного високовольтного обладнання.

3. Проведена перевірка вибраного електрообладнання на термічну і електродинамічну стійкість, а також на комутаційну здатність.

4. Здійснений розрахунок уставок пристроїв захисту та автоматики і вибір системи оперативного струму.

5. Здійснено впровадження багатофункціональних сучасних пристроїв РЗА, що дозволяють підвищити чутливість захистів і значно зменшити час їх спрацьовування, що в сукупності з високою надійністю дозволяє істотно понизити величину збитку від перерв в електропостачанні та підвищити економічні показники обладнання.

6. Проведено вибір нових якісніших комірок КРПЕ, що підвищує надійність електропостачання підприємства, а також значно зменшує експлуатаційні витрати.

7. Здійснено побудову автоматизованої системи керування підстанції дозволяє понизити експлуатаційні витрати і продовжити термін служби обладнання за рахунок автоматизації контролю його ресурсу, понизити ризик пошкодження обладнання за рахунок автоматизації контролю стану обладнання і диспетчерського керування, а також здійснювати раціональніше використання енергоресурсів за рахунок автоматичного контролю, обліку, аналізу енергоспоживання і використання оптимальних стратегій управління.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Dickert J., Schegner P. Residential load models for network planning purposes. – Dresden: Institute of Electrical Power Systems and High Voltage Engineering. Technische Universität Dresden. Germany 2010.
2. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
3. ДБН В.1.2-7-2008 Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека
4. ДСТУ 7113:2009. Вибухонебезпечні середовища. Частина 0. Електрообладнання. Загальні вимоги
5. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
6. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
7. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. «Основи електропостачання», Національний університет «Львівська політехніка», 2005.
8. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.
9. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.] ; Харківська держ. академія міського господарства. — К. : [б.в.], 1996. — 228 с.
10. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навч. посіб / В. М. Буряк. — 2-ге вид., переробл. та випр. — Х. : Тимченко, 2008.

11. Зорін В.В., Штогрін Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл.— Ніжин ТОВ “Видавництво”Аспект-поліграф”, 2011. – 248 с.
12. Бурбело М. Й. – Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків [Текст] : / М.Й.Бурбело ; Вінниц. нац. техн. ун-т. — [2-е вид., перероб. і допов.]. — Вінниця : Універсум, 2005. — 147 с.
13. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.
14. В.В. Принц, В.М. Цимбалістий Електричні мережі. Монтаж, обслуговування та ремонт Львів :Оріяна – Нова, 2003р
15. В.Є. Шестеренко. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця, 2004р.
16. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.
17. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный текст]. – Введ. впервые 2003 - 20 - 06. - М. : Минэнерго России. – НТИ ЗАО “Энергетика”. сор. 2007. – 147 с.
18. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М. А. Шабад. – 4-е издание., доп. – СПб. : ПЭИПК, 2003. – 350 с.
19. Шабад М. А. Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле [Текст] / М. А. Шабад. – 4-е издание., доп. – СПб. : ПЭИПК, 2005. – 48 с.
20. Сірій О.М., Шестеренко В.Е. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств. – К., 1993.
21. Кесельман Л.М. Основы механики воздушных линий электропередачи. – М.: Энергоатомиздат, 1992.
22. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні : Навч. посіб. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик; Вінниц. держ. техн. ун-т. - Вінниця, 2002. - 111 с.

23. Заходи зниження втрат в системі електропостачання : Матеріали ІХ Міжн. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів ["Актуальні задачі сучасних технологій "], (Тернопіль, 25-26 лист. 2020 р.) / М-во освіти і науки України, Терн. нац. техн. універ.