Заклад вищої освіти «Подільський державний університет»
Факультет енергетики та інформаційних технологій
Кафедра енергозберігаючих технологій та енергетичного менеджменту

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

Проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ. «Дунаївці" акціонерного товариства «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»

Виконав:
здобувач вищої освіти денної форми навчання освітнього ступеня «Бакалавр», освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

_____ **Ігор ІПАТОВ**

Керівник: кандидат технічних наук, доцент

_____**Віктор ДУБІК**

Оцінка захисту:
Національна шкала_____
Кількість балів _____Шкала ECTS_____

Допускається до захисту:
«____» _____2026 р.
Керівник проектної групи
(гарант освітньої програми)
«Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
кандидат технічних наук, доцент _____**Ігор ГАРАСИМЧУК**

					177.23.КР.387с.26.03.27.1.1.2.4.ПЗ		
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	м.Кам'янець-Подільський, 2026		
Розробив		*Іпатов*			**ВСТУП**	Літера	Лист 1 / Листів 75
Перевірив		*Дубік В.М.*					
Н.контроль		*Дубік В.М.*				ЗВО ПДУ	
Затвердив		*Печенюк А.В.*					

РЕФЕРАТ

ІПАТОВ Ігор Олександрович: Проект реконструкції районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ. «Дунаївці» акціонерного товариства «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»

Дипломний проект виконаний на 72 сторінках машинописного тексту, містить 6 розділів 26 таблиць, 6 рисунків, додатки. Графічна частина виконана на 6 листах формату А4. Список літературних джерел нараховує 24 найменування.

У дипломному проєкті розглянуто реконструкцію РТП 110/35/10 кВ «Дунаївці». Проведено аналіз її технічного стану, визначено напрями підвищення надійності та ефективності роботи. Виконано розрахунок електричних навантажень і струмів короткого замикання, здійснено вибір основного обладнання, розроблено та розраховано систему релейного захисту й автоматики силових трансформаторів. Проведено налаштування максимального струмового та диференційного захистів із застосуванням сучасних мікропроцесорних пристроїв типу БМП РУ ОЛ. Розроблено схему керування, захисту та диспетчеризації підстанції. Виконано розрахунок заземлення та блискавкозахисту відповідно до чинних нормативних вимог. В економічній частині проведено оцінку ефективності реконструкції.

У розділі охорони праці розглянуто питання електробезпеки, організаційні та технічні заходи безпеки під час експлуатації електроустановок і виконання робіт на підстанції.

Ключові слова: *районна трансформаторна підстанція, реконструкція, силовий трансформатор, релейний захист, автоматика, струми короткого замикання, мікропроцесорний захист, заземлення, блискавкозахист, економічна ефективність.*

ЗМІСТ

ВСТУП..... 5

РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ..... 7

1.1 Загальна характеристика..... 7

1.2 Схема головних з'єднань..... 10

РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РОЗРАХУНКИ..... 14

2.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 35 кВ..... 14

2.2 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ..... 16

2.3 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів..... 23

РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РТП..... 25

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання..... 25

3.2 Вибір електротехнічного обладнання..... 34

3.2.1 Вибір вимикачів сторони 10 кВ. 35

3.2.2 Вибір вимикачів сторони 35 кВ..... 36

3.2.3 Вибір вимикачів сторони 110 кВ. 37

3.2.4 Вибір трансформаторів струму..... 38

3.2.5 Вибір ОПН сторони 110 кВ..... 41

3.2.6 Вибір ОПН сторони 35 кВ..... 41

3.2.7 Вибір ОПН сторони 10 кВ..... 42

РОЗДІЛ 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ 43
4.1 Мікропроцесорні засоби захисту силового трансформатора 43
4.2 Розрахунок диференційного захисту 46
4.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 110 кВ 52
4.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ 53
4.5 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ 54
4.6 Заходи по забезпеченню надійної експлуатації РТП 57
4.7 Технічне обслуговування силових трансформаторів 58
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ 60
5.1. Кошторис реконструкції 60
5.2. Основні показники інвестиційного проекту 61
5.3. Оцінка ефективності проекту 62
5.5. Розрахунок періоду окупності – РВР 63
РОЗДІЛ 6 БЕЗПЕКА ПРАЦІ 65
6.1. Заходи з правил безпеки на РТП 65
6.3 Розрахунок захисного заземлення 67
6.4 Блискавкозахист 69
ВИСНОВКИ 71
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ 72
ДОДАТКИ 75

ВСТУП

У сучасних умовах розвитку енергетичної галузі особливого значення набувають питання підвищення надійності, безпеки та ефективності роботи електричних мереж і підстанцій, значна частина обладнання яких експлуатується понад нормативний термін служби.

Районні трансформаторні підстанції напругою 110/35/10 кВ є важливими вузлами електроенергетичної системи, які забезпечують приймання, трансформацію та розподіл електричної енергії між споживачами різних категорій. Від технічного стану та пропускної спроможності таких підстанцій залежить якість електропостачання, рівень втрат електроенергії та можливість подальшого розвитку електричних мереж регіону.

Підстанція 110/35/10 кВ Дунаївці АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО» є важливим елементом системи електропостачання Дунаєвецької територіальної громади та прилеглих районів. Тривала експлуатація окремих елементів обладнання, зростання навантажень споживачів, а також сучасні вимоги до надійності електропостачання обумовлюють необхідність проведення її реконструкції.

Метою дипломного проєкту є розроблення технічних рішень щодо реконструкції районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ Дунаївці АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО» з урахуванням сучасних вимог нормативних документів, забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання та підвищення ефективності роботи енергетичного обладнання.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішуються такі завдання:
– аналіз існуючого технічного стану підстанції та режимів її роботи;

– визначення перспективних навантажень і необхідності заміни або модернізації обладнання;
– вибір силових трансформаторів, комутаційних апаратів та іншого електротехнічного обладнання;
– розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраного обладнання;
– розроблення схем електричних з’єднань після реконструкції;
– оцінка надійності та економічної ефективності запропонованих технічних рішень;
– розроблення заходів з охорони праці, електробезпеки та захисту навколишнього середовища.

Модернізація підстанції дозволить підвищити рівень експлуатаційної надійності, забезпечити резервування живлення споживачів, зменшити експлуатаційні витрати та створити умови для подальшого розвитку електричних мереж.

РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ

1.1 Загальна характеристика

Електропостачання районної трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ м. Дунаївці здійснюється від мережі Південно-Західної енергосистеми двома паралельними повітряними лініями напругою 110 кВ. Підстанція перебуває в експлуатації АТ «Хмельницькобленерго» та забезпечує електричною енергією споживачів Дунаєвецького району Хмельницької області.

На підстанції встановлено два силові трансформатори типу ТДНТ-25000/110/35/10, через які здійснюється трансформація та подальший розподіл електроенергії споживачам різних категорій.

У штатному режимі роботи від розподільчого пристрою 35 кВ отримують живлення населені пункти Дунаївці, Смотрич, Нігин, Балинівка, Миньківці та Мушкутинці. Від розподільчого пристрою 10 кВ електроенергія подається до споживачів м. Дунаївці та населених пунктів Січенці, Воробіївка, Панасівна і Кравчик (рисунок 1.1).

Кліматичні умови району електропостачання наведені в табл. 1.1. [1-3]:

Таблиця 1.1-Кліматичні умови району електропостачання

№ п/п	Назва параметру	Величина
1	Район по ожеледі	II
2	Товщина стінки ожеледі, мм.	10
3	Район по вітру	II
4	Швидкість вітру по ожеледі, м/с.	13
5	Середня температура, °С.	+10
6	Максимальна температура, °С.	+35

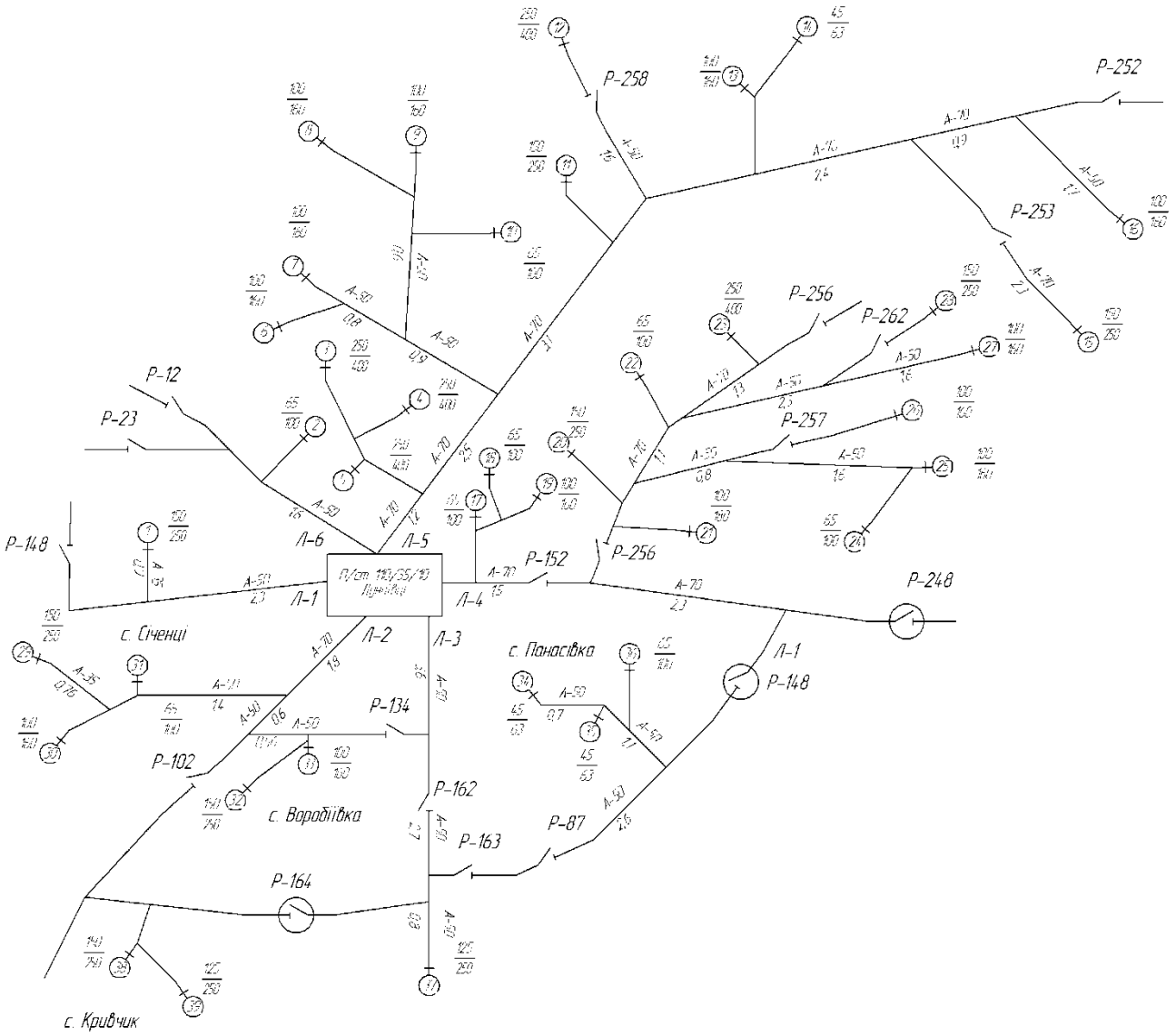


Рис.1.1- Схема ліній 10 кВ РТП 110/35/10 кВ Дунаївці.

					177.23.КР.387с.26.03.27.1.1.2.4.ПЗ			
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		*Іпатов*			**РОЗДІЛ** 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ	Літера	Лист	Листів
Перевірив		*Дубік В.М.*					8	75
Н.контроль		*Дубік В.М.*				ЗВО ПДУ		
Затвердив		*Печенюк А.В.*						

Технічні дані трансформаторів занесемо в таблицю 1.2:

Таблиця 1.2- Технічні дані трансформаторів

Тр-р	Марка	Межі регулювання, кВ	$U_{К.ВН-НН}$	$U_{К.ВН-СН}$	$U_{К.СН-НН}$
Т1	ТДТН-25000/110 – 67У1	115± 9×1,78% /38,5±2×2,5% / 11 кВ.	18,1 %	10,6 %	6,8 %
Т2	ТДТН-25000/110 – 67У1	115± 9×1,78% / 38,5±2×2,5% / 11 кВ.	17,9 %	10,6 %	6,72 %

Ввод в експлуатацію трансформаторів Т1та Т2 1976 та 1977р. відповідно.

Таблиця 1.3- Навантаження РТП сторони 35кВ.

Номер підстанції	Місце знаходження т-рів ТР-35/10 кВ	Встановленна потужність т-рів ТП, кВА.	Характеристика навантаження	Максимальне розрахункове навантаження кВт.
1	Дунаївці	2х1000	Змішане	860
2	Мушкутинці	2х2500	Змішане	1500
3	Миньківці	2х2500	Змішане	1500
4	Нігин	2х4000	Змішане	2000
5	Смотрич	2х2500	Змішане	1500

1.2 Схема головних з'єднань

На рисунку 1.2 наведено схему головних електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ Дунаївці, яка підключена до мережі 110 кВ за схемою проходження лінії з паралельним включенням.

На підстанції встановлені силові трансформатори розподільчої мережі напругою 110 кВ, обладнані пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН). Застосування РПН забезпечує автоматичне підтримання необхідного рівня напруги на шинах нижчої напруги трансформатора при зміні напруги на стороні вищої напруги. Для коректного аналізу режимів роботи таких трансформаторів необхідно враховувати межі регулювання напруги та значення напруги короткого замикання (U_{к}%), що відповідають крайнім положенням перемикача РПН. При зменшенні коефіцієнта трансформації реактивний опір трансформатора зменшується порівняно з його середнім значенням, а при збільшенні коефіцієнта трансформації – зростає. Основні параметри трансформаторів наведені в таблиці 1.2. [4,9].

З боку 110 кВ підстанція обладнана роз'єднувачами типу РТ-110, відокремлювачами ОД-110 та короткозамикачами КЗ-110. На стороні 35 кВ встановлено роз'єднувачі РТ-35, відокремлювачі ОД-35, короткозамикачі КЗ-35 та силовий вимикач.

На стороні 10 кВ кожен силовий трансформатор підключений до секції шин через ввідний вимикач. До секцій шин 10 кВ приєднані вимикачі відхідних ліній, через які здійснюється електропостачання споживачів. Для контролю параметрів режиму роботи до шин 10 кВ через високовольтні запобіжники підключено вимірювальний трансформатор напруги ТН-10 кВ.

До шинного моста 10 кВ через запобіжники під'єднано трансформатор власних потреб ТВП-10 кВ, призначений для живлення допоміжного обладнання підстанції. У випадку, якщо трансформатор власних потреб знаходиться в зоні дії

диференціального захисту силового трансформатора, встановлення запобіжників може не передбачатися.

Трансформатори струму на стороні 110 кВ типу ТВ-110 вбудовані безпосередньо у вводи силового трансформатора. Крім того, залежно від конструктивного виконання підстанції можуть застосовуватися виносні трансформатори струму, які встановлюються між силовим трансформатором та відокремлювачем і використовуються для роботи релейного захисту, автоматики та систем обліку електроенергії.

Трансформатори струму відходящих ліній 10 кВ встановлені в комірках 10 кВ в сторону відходящих ліній.

Вимикачі 10 кВ, трансформатор напруги та його запобіжники встановлені на візках, що мають ролики (за допомогою яких ці візки можна викотити з робочого в контрольне положення або на коридор закритого розподільчого устаткування 10 кВ) або встановлені стаціонарно і виділяються із схеми роз'єднувачами.

Трансформатори розподільних мереж напругою 110 кВ мають автоматичні регулятори напруга (РПН), які підтримувати на шинах нижчої напруги (НН) трансформатора номінальну напругу при експлуатаційних змінах напруги на стороні вищої напруги (ВН). Для таких трансформаторів додатково необхідно мати значення діапазону регулювання напруги і напруги короткого замикання Uк%, відповідні крайнім положенням РПН. При зменшенні коефіцієнта трансформації опір X_{Tp} зменшується в порівнянні з середнім його значенням; при збільшенні коефіцієнта трансформації – збільшується (таблиця 1.2).

Трансформатори струму на стороні 10 кВ силового трансформатора розміщені в комірках вводу 10 кВ з боку підключення до силового трансформатора. Трансформатори струму відхідних ліній 10 кВ встановлені у відповідних комірках з боку приєднання відхідних ліній і призначені для забезпечення роботи пристроїв релейного захисту, автоматики та обліку електроенергії. [4,9].

Вимикачі 10 кВ, вимірювальні трансформатори напруги та їх запобіжники можуть встановлюватися на викатних візках, обладнаних роликовими

механізмами. Така конструкція забезпечує можливість переміщення обладнання з робочого положення в контрольне або ремонтне положення безпосередньо в коридор комплектного розподільчого устаткування. У деяких випадках зазначене обладнання монтується стаціонарно та відокремлюється від схеми за допомогою роз'єднувачів.

Силові трансформатори, що застосовуються в мережах напругою 110 кВ, обладнані пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН). Ці пристрої автоматично підтримують необхідний рівень напруги на шинах нижчої напруги трансформатора при зміні напруги на стороні вищої напруги. Для аналізу режимів роботи трансформатора необхідно враховувати діапазон регулювання РПН, а також значення напруги короткого замикання $\left(U_к\%\right)$, що відповідають крайнім положенням перемикача відгалужень.

Зі зміною коефіцієнта трансформації змінюється і реактивний опір трансформатора. При зменшенні коефіцієнта трансформації значення реактивного опору $\left(X_{тр}\right)$ зменшується відносно його середнього значення, а при збільшенні коефіцієнта трансформації — зростає. Основні параметри трансформатора для різних положень РПН наведені в таблиці 1.2.

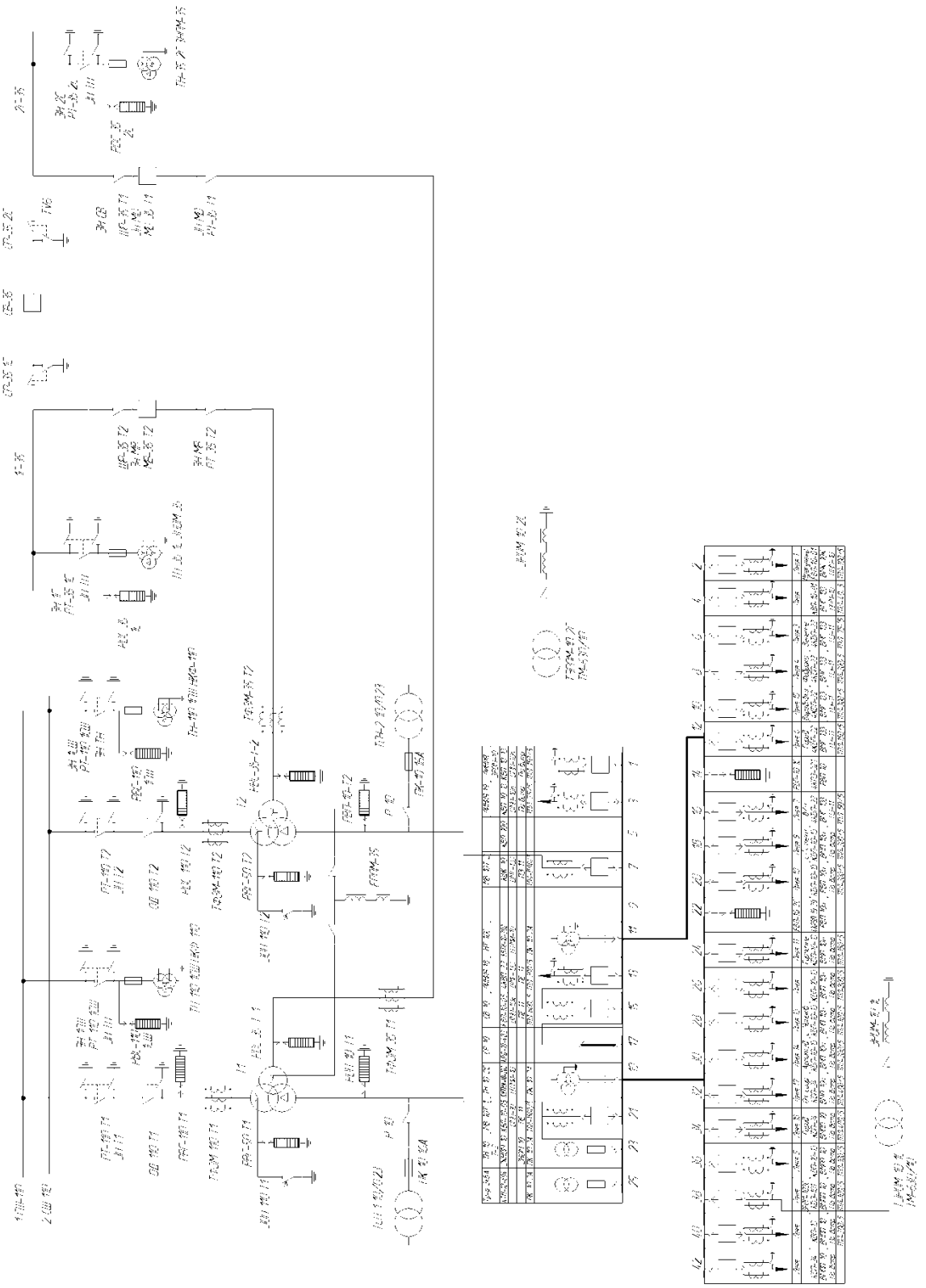


Рис. 1.2 - Схема головних з'єднань підстанції РТП 110/35/10 кВ. Дунаївці.

					177.23.КР.387с.26.03.27.1.1.2.4.ПЗ			
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		*Іпатов*			**РОЗДІЛ** 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ПРОЕКТУВАННЯ	Літера	Лист	Листів
Перевірив		*Дубік В.М.*					13	75
Н.контроль		*Дубік В.М.*				ЗВО ПДУ		
Затвердив		*Печенюк А.В.*						

РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РОЗРАХУНКИ

.

Equation Chapter 1 Section 2

2.1 Розрахункові навантаження мережі напругою 35 кВ

Розрахункові навантаження електричних мереж напругою 110/35кВ визначаються на основі фактичних навантажень розподільчих мереж 10 кВ або за даними існуючих навантажень трансформаторних підстанцій 110/35/10 кВ з урахуванням прогнозованого приросту споживання електроенергії. При цьому враховуються коефіцієнти перспективного зростання навантаження, а також підключення нових потужних споживачів, що можуть впливати на режим роботи електричної мережі. [4-10].

Таблиця 2.1- Навантаження РТП сторони 35кВ.

Номер підстанції	Місце знаходження т-рів ТР-35/10 кВ	Встановленна потужність т-рів ТП, кВА.	Характеристика навантаження	Максимальне розрахункове навантаження кВт.
1	Дунаївці	2х1000	Змішане	860
2	Мушкутинці	2х2500	Змішане	1500
3	Миньківці	2х2500	Змішане	1500
4	Нігин	2х4000	Змішане	2000
5	Смотрич	2х2500	Змішане	1500

На шинах ТП двічі на добу виникають максимальні навантаження — денний і вечірній максимуми ($P_д$ *і* $P_в$).

Сума розрахункових навантажень на вводах до споживачів або на шинах трансформаторних підстанцій проводиться із врахуванням коефіцієнта одночасності. Для трансформаторних підстанцій напругою 35..100 кВ $k_o = 0.9$ [9,10].

Розрахункове навантаження визначаємо по формулах:

$$P_д = P_м \times K_р \times K_д \quad (2.1)$$

$$P_в = P_м \times K_р \times K_в \quad (2.2)$$

де $P_м$ — максимальне навантаження, кВт (табл. 2.1);

$K_р$ — коефіцієнт росту навантаження;

$K_д, K_в$ — коефіцієнт участі відповідно в денному і вечірньому максимумах, які дорівнюють:

а) для виробничих споживачів — $K_д = 1,0;\ K_в = 0,6$.

б) для змішаного навантаження — $K_д = K_в = 1.0$.

в) для комунально-побутових споживачів — $Kд = 0.4,\ Kв = 1.0$.[6,11]

Коефіцієнт росту навантаження $K_р$ на сьомий розрахунковий рік, відповідно до виду споживача [6,11]:

1. Комунально – побутові - $K_р = 1,3$;
2. Виробничі - $K_р = 1,4$;
3. Змішані - $K_р = 1,4$.

Розрахункові дані денних та вечірніх навантажень заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2- Розрахункові дані денних та вечірніх навантажень.

№ п. п	Максимальне навантаження кВт.	Коефіцієнт росту навантаження *Кр*	Коефіцієнт денного max *Кд*	Розрахунок денного max *Рд*, кВт.	Коефіцієнт вечірнього max *Кв*	Розрахунок вечірнього max *Рв*, кВт.
1	860	1,4	1	1204	1	1204
2	1500	1,4	1	2100	1	2100
3	1500	1,4	1	2100	1	2100
4	2000	1,4	1	2800	1	2800
5	1500	1,4	1	2100	1	2100

Визначаємо сумарне навантаження трансформаторних підстанцій 35 кВ.

$$P_д = \sum P_д \times k_o$$

$$P_в = \sum P_в \times k_o$$

$$P_з = P_д = P_в = (1204 + 2100 + 2100 + 2800 + 2100) = 10304\,кВт.$$

2.2 Розрахункові навантаження мережі напругою 10 кВ

Відомості про навантаження по діючих ТП-10/0.4 кВ, шо живляться від РТП 110/35/10 заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3- Навантаження підстанції 10/0,4 кВ

Номер підстанції	Місце знаходження ТР-10/0,4	Встановлена потужність т-рів ТП, кВА	Характеристика навантаження	Максимальне навантаження
	м Дунаївці	250	Побутове	150
	м Дунаївці	100	Побутове	65
	м Дунаївці	400	Виробниче	250
	м Дунаївці	400	Виробниче	250
	м Дунаївці	400	Побутове	250
	м Дунаївці	160	Побутове	100
	м Дунаївці	160	Побутове	100
	м Дунаївці	160	Побутове	100
	м Дунаївці	160	Побутове	100
	м Дунаївці	100	Побутове	65
	м Дунаївці	250	Виробниче	150

Номер підстанції	Місце знаходження ТР-10/0,4	Встановлена потужність т-рів ТП, кВА	Характеристика навантаження	Максимальне навантаження
	м Дунаївці	400	Виробниче	250
	м Дунаївці	160	Виробниче	100
	м Дунаївці	63	Побутове	45
	м Дунаївці	250	Побутове	150
	м Дунаївці	160	Виробниче	100
	м Дунаївці	100	Побутове	65
	м Дунаївці	100	Виробниче	65
	м Дунаївці	160	Побутове	100
	м Дунаївці	250	Побутове	150
	м Дунаївці	180	Виробниче	100
	м Дунаївці	100	Побутове	65
	м Дунаївці	400	Виробниче	250
	м Дунаївці	100	Виробниче	65
	м Дунаївці	160	Виробниче	100
	м Дунаївці	160	Виробниче	100
	м Дунаївці	160	Побутове	100
	м Дунаївці	250	Виробниче	150
	с. Січеньці	250	Побутове	150
	с. Січеньці	100	Побутове	65
	с. Січеньці	160	Виробниче	100
	с. Воробіївка	160	Виробниче	100
	с. Воробіївка	250	Побутове	150
	с. Панасівка	63	Виробниче	45
	с. Панасівка	63	Побутове	45
	с. Панасівка	100	Побутове	65
	с. Кривчик	250	Побутове	150
	с. Кривчик	250	Побутове	150
	с. Кривчик	250	Виробниче	150

На шинах ТП двічі на добу виникають максимальні навантаження — денний і вечірній максимуми ($P_д$ *і* $P_в$). [6,11].

Розрахункове навантаження визначаємо по формулах:

$$P_д = P_м \times K_р \times K_д \quad (2.3)$$

$$P_в = P_м \times K_р \times K_в \quad (2.4)$$

де $P_м$ — максимальне навантаження, кВт (табл. 2.1);

$K_р$ — коефіцієнт росту навантаження;

$K_д, K_в$ — коефіцієнт участі відповідно в денному і вечірньому максимумах, які дорівнюють:

а) для виробничих споживачів — $K_д = 1,0;\ K_в = 0,6$.

б) для змішаного навантаження — $K_д = K_в = 1.0$.

в) для комунально-побутових споживачів — $Kд = 0.4,\ Kв = 1.0$.[6,11]

Наприклад, для ТП №1. Навантаження побутове . $Kд = 0.4,\ Kв = 1.0$

Коефіцієнт росту навантаження $K_р$ на сьомий розрахунковий рік, відповідно до виду споживача [6,11]:

a) Комунально – побутові - $K_р = 1,3$;

b) Виробничі - $K_р = 1,4$;

c) Змішані - $K_р = 1,4$.

$$P_д = P_м \times K_р \times K_д = 150 \times 1,3 \times 0,4 = 78\,кВт. \quad (2.5)$$

$$P_в = P_м \times K_р \times K_в = 150 \times 1,3 \times 1,0 = 195\ кВт. \quad (2.6)$$

Аналогічно визначаємо розрахункові навантаження ТП 10/0,4 кВ. Результати заносимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4- Розрахункові денні та вечірні навантаження на ТП-10/0,4кВ.

Номер підстанці	Максимальне навантаженн я	Ковецієнт росту навантаженн	Ковецієнт денного максимому, Кд	Розрахунок денного максимому, Рд,кВт	Коефіцієнт вечірнього максимому, Кв	Розрахунков е навантаженн я вечірнього максимому,
1.	150	1,3	0,4	78	1	195
2.	65	1,3	0,4	33,8	1	84,5
3.	250	1,4	1	350	0,6	210
4.	250	1,4	1	350	0,6	210
5.	250	1,3	0,4	130	1	325
6.	100	1,3	0,4	52	1	130
7.	100	1,3	0,4	52	1	130
8.	100	1,3	0,4	52	1	130
9.	100	1,3	0,4	52	1	130
10.	65	1,3	0,4	33,8	1	84,5
11.	150	1,4	1	210	0,6	126
12.	250	1,4	1	350	0,6	210
13.	100	1,4	1	140	0,6	84
14.	45	1,3	0,4	23,4	1	58,5
15.	150	1,3	0,4	78	1	195
16.	100	1,4	1	140	0,6	84
17.	65	1,3	0,4	33,8	1	84,5
18.	65	1,4	1	91	0,6	54,6
19.	100	1,3	0,4	52	1	130
20.	150	1,3	0,4	78	1	195
21.	100	1,4	1	140	0,6	84
22.	65	1,3	0,4	33,8	1	84,5
23.	250	1,4	1	350	0,6	210
24.	65	1,4	1	91	0,6	54,6
25.	100	1,4	1	140	0,6	84
26.	100	1,4	1	140	0,6	84
27.	100	1,3	0,4	52	1	130
28.	150	1,4	1	210	0,6	126
29.	150	1,3	0,4	78	1	195
30.	65	1,3	0,4	33,8	1	84,5
31.	100	1,4	1	140	0,6	84

32.	100	1,4	1	140	0,6	84
33.	150	1,3	0,4	78	1	195
34.	45	1,4	1	63	0,6	37,8
35.	45	1,3	0,4	23,4	1	58,5
36.	65	1,3	0,4	33,8	1	84,5
37.	150	1,3	0,4	78	1	195
38.	150	1,3	0,4	78	1	195
39.	150	1,4	1	210	0,6	126

Виконуємо підсумовування навантажень на ділянках електромережі. Для цього скористаємось коефіцієнтом одночасності. Коли навантаження відрізняються між собою більш як у чотири рази, то підрахунок здійснюємо за допомогою таблиці 29 [6-11]

Розрахуємо навантаження для лінії 1:

Для денного максимуму:

$$P^{(1)}_{д(0-1)} = 78 \times 0,85 = 66,3 \ кВт.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P^{(1)}_{в(0-1)} = 195 \times 0,75 = 146,25 \ кВт.$$

Розрахунок навантаження для лінії 2:

$$P^{(1)}_{д(0-1)} = (78 + 33,8 + 140 + 140 + 78 + 78 + 210) \times 0,82 = 615,4 \ кВт.$$

$$P^{(2)}_{д(0-1)} = 33,8 \times 0,75 = 25,35 \ кВт. \ (\Delta P = 15,7 \ кВт.)$$

Сумарне денне навантаження лінії 2 дорівнює:

$$P_{д(0-1)} = P^{(1)}_{д(0-1)} + P^{(2)}_{д(0-1)} = 615,4 + 15,7 = 631,1 \ кВт.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P^{(1)}_{в(0-1)} = (195 + 84,5 + 84 + 84 + 195 + 195 + 126) \times 0,82 = 790 \ кВт.$$

Розрахунок навантаження для лінії 3:

$$P^{(1)}_{д(0-1)} = (63 + 23,4 + 33,8 + 78) \times 0,82 = 162,5 \ кВт.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P^{(1)}_{в(0-1)} = (37,8 + 58,5 + 84,5 + 195) \times 0,82 = 308,16 \ кВт.$$

Розрахунок навантаження для лінії 4:

$$P^{(1)}_{д(0-1)} = (91 + 78 + 140 + 350 + 91 + 140 + 140 + 210) \times 0,85 = 1054 \ кВт.$$

$$P^{(2)}_{д(0-1)} = (52 + 33,8 + 52) \times 0,75 = 103,35 \ кВт.$$

Сумарне денне навантаження лінії 4 дорівнює:

$$P_{д(0-1)} = P^{(1)}_{д(0-1)} + P^{(2)}_{д(0-1)} = 1054 + 103,35 = 1157,35 \ кВт.$$

Для вечірнього максимуму:

$$P^{(1)}_{в(0-1)} = (84,5 + 54,6 + 130 + 195 + 84 + 84,5 + 210 + 54,6 +$$
$$+84 + 84 + 130 + 126) \times 0,82 = 1082,9 \ кВт.$$

Розрахунок навантаження для лінії 5:

$$P^{(1)}_{д(0-1)} = (350 + 350 + 130 + 210 + 350 + 140 + 140) \times 0,82 = 1369,4 \ кВт.$$

$$P^{(2)}_{д(0-1)} = (52 + 52 + 52 + 52 + 23,4 + 78) \times 0,82 = 262,3 \ кВт. \left(\Delta P = 200 кВ.\right)$$

Сумарне денне навантаження лінії 5 дорівнює:

$$P_{д(0-1)} = P^{(1)}_{д(0-1)} + \Delta P = 1369,4 + 200 = 1569,4 \ кВт.$$

Для вечірнього максимуму сумарне вечірнє навантаження лінії 5 дорівнює:

$$P^{(1)}_{в(0-1)} = (210 + 210 + 325 + 130 + 130 + 130 + 130 + 84,5 + 126 +$$
$$+210 + 84 + 195) \times 0,75 = 1536 \ кВт.$$

Розрахунок навантаження для лінії 6:

$$P^{(1)}_{д(0-1)} = (33,8) \times 0,75 = 25,35 \ кВт.$$

Для вечірнього максимуму сумарне вечірнє навантаження лінії 6 дорівнює:

$$P^{(1)}_{в(0-1)} = (84,5) \times 0,75 = 63,4 кВт.$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5- Розрахункові денні та вечірні навантаження на ділянках лінії 10 кВ.

Номер лінії	Навантаження ,кВт	
	денне	вечірнє
Лінія 1	66,3	146,25
Лінія 2	631,1	790
Лінія 3	162,5	308,16
Лінія 4	1157,35	1082,9
Лінія 5	1569,4	1536
Лінія 6	25,35	63,4
Всього	3612	3926,7

2.3 Розрахунок потужності і кількості трансформаторів

Для визначення сумарної потужності РТП підсумовуємо денні і вечірні навантаження ліній відхідних ліній 10 кВ з урахуванням коефіцієнта потужності.

Повна потужність на шинах РТП 10 кВ.:

$$S_{дРТП} = P_{дРТП} / cos\varphi_д;\ S_{вРТП} = P_{вРТП} / cos\varphi_в \qquad (2.7)$$

де $\cos\varphi_д = 0,8; \cos\varphi_в = 0,83$ - коефіцієнти потужності Тп -10/0,4 кВ, по табл. 33[6-11].

$$S_{дРТП} = 3612 / 0,8 = 4515\ кВА$$

$$S_{вРТП} = 3926,7 / 0,83 = 4730,7\ кВА$$

Вибираємо потужність по більшому навантаженню.

Повна потужність на шинах РТП 35 кВ. Враховуючи коефіцієнт одночасності:

$$S_{вРТП} = 10304 / 0,8 = 12880\ кВА$$

Повна потужність на шинах РТП 110/35/10 кВ складає:

$$S_{pPTП} = 12880 + 4730,7 = 17610,7\ кВА$$

Так як РТП м. Дунаївці є двотрансформаторною та номінальна потужність трансформаторів (Т1- ТДТН-25000/35/110; Т2-ТДТН-25000/35/110) повністю відповідає вимогам споживачів, то на даній підстанції трансформатори міняти не доцільно.

РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РТП

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Equation Chapter 1 Section 3

Розрахунок параметрів релейного захисту підстанції розпочинають з визначення струмів короткого замикання в характерних точках електричної мережі. Залежно від призначення та принципу дії захистів виконуються розрахунки струмів трифазних і двофазних коротких замикань, які використовуються для вибору уставок та перевірки чутливості пристроїв релейного захисту і автоматики. [9,11].

У даному проєкті виконується розрахунок струмів короткого замикання для підстанції 110/35/10 кВ Дунаївці. Отримані результати будуть використані для перевірки захистів та обґрунтування вибору обладнання після реконструкції.

Активний опір проводів визначається за довідковими даними та залежить від марки, перерізу і довжини проводу. У фізичних одиницях вимірювання (Ом) активний опір становить:

Таблиця 3.1 -Опори проводів

Марка провода	Опір Ом/км
АС 185	0,157
АС 120	0,25
АС 95	0,32
АС 70	0,42
АЖ 120	0,28

Зведений активний опір лінії зведений до базисної напруги становить:

$$R_b = R_l \times (\frac{U_b}{U_{cp}})^2$$

де:

$U_b = 115 B$

$R_{cp} = 110 B$

Реактивний (індуктивний) опір повітряних ліній електропередачі приймається за довідковими даними. Для повітряних ліній напругою 6–220 кВ середнє значення питомого індуктивного опору становить (x_0 = 0,4) Ом/км. Це значення використовується при розрахунках струмів короткого замикання та побудові схем заміщення електричної мережі [9-11]:

$$X_b = X_l \times (\frac{U_b}{U_{cp}})^2$$

Повний результуючий опір становить:

$$Z_p = \sqrt{R_p^{\ 2} + X_p^{\ 2}}$$

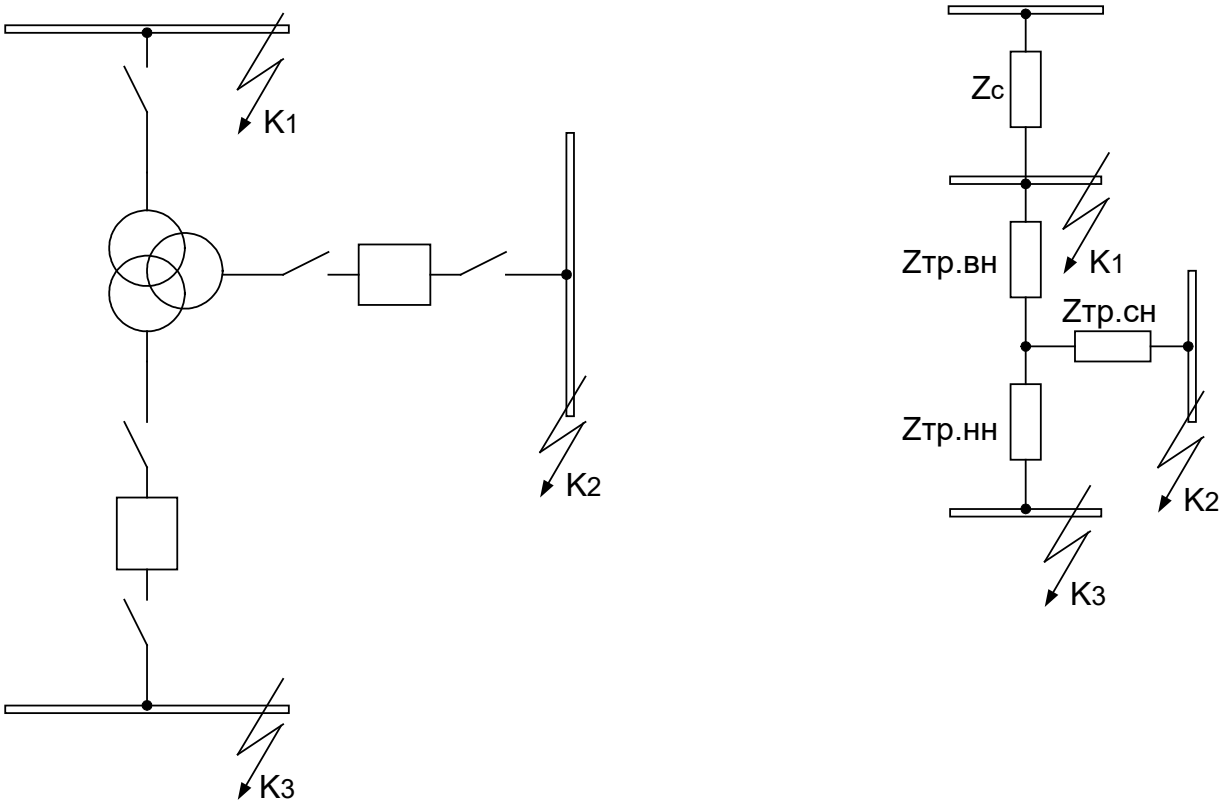
Результати опорів лінії 110 кВ заносимо в таблицю 3.2

Таблиця 3.2 - Опори ліній електропередач

Пункт	провід	Довжина км	Загальний опір Ом	Rb Ом	Xb Ом	Z Ом
Дунаївці	120	2,6	0,325	0,3552	0,1352	0,38008
	185	13,4	1,086606	1,1876	0,452	1,27075
Томашівка	185	24,3	1,970487	2,1537	0,8197	2,30442
Ярмолинці	185	18	1,45962	1,5955	0,6072	1,70698

Пункт	провід	Довжина км	Загальний опір Ом	Rb Ом	Xb Ом	Z Ом
Аеропорт	185	5,8	0,470322	0,5141	0,1957	0,55003
Хмельницький	185	13,3	1,078497	1,1788	0,4487	1,26127
Всього				6,9847	2,65	7,47

Розрахуємо опори на шинах силових трансформаторів підстанції Дунаївці". Для цього використаємо схему заміщення, що зображена на рисунку 2.1,б.



а) б)

Рис. 2.1 – Схема електричних з'єднань силового трансформатора (а) та її схема заміщення (б).

Для розрахунку опорів трансформаторів необхідні їх паспортні дані, які зведені в табл.3.3

					177.23.КР.387с.26.03.27.1.1.2.4.ПЗ			
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		*Іпатов*			**РОЗДІЛ** 3 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ РТП	Літера	Лист	Листів
Перевірив		*Дубік В.М.*					27	75
Н.контроль		*Дубік В.М.*				ЗВО ПДУ		
Затвердив		*Печенюк А.В.*						

Таблиця 3.3 - Паспортні дані трансформаторів підстанції “Дунаївці”:

Тр-р	Марка	Межі регулювання, кВ	$U_{К.ВН-НН}$	$U_{К.ВН-СН}$	$U_{К.СН-НН}$
Т1	ТДТН-25000/110 – 67У1	115± 9×1,78% /38,5±2×2,5% / 11 кВ.	18,1 %	10,6 %	6,8 %
Т2	ТДТН-25000/110 – 67У1	115± 9×1,78% / 38,5±2×2,5% / 11 кВ.	17,9 %	10,6 %	6,72 %

Оскільки активний опір силового трансформатора є значно меншим за його реактивний опір і, як правило, становить лише 3,0–4,5 % від величини реактивної складової, його впливом на загальний опір схеми можна знехтувати. Для спрощення подальших розрахунків приймаємо активний опір трансформатора рівним 3,5 % від його реактивного опору, що відповідає рекомендаціям нормативно-довідкової літератури [6-11].

Параметри схеми заміщення силового трансформатора визначаються на основі його паспортних даних. Активний та реактивний опори трансформатора розраховуються за відповідними аналітичними залежностями, які враховують номінальну потужність, напругу короткого замикання та інші технічні характеристики обладнання.

Опори трансформатора визначаються за такими формулами:

$$\begin{cases} U_{КЗ.ВН} = \frac{1}{2}\left(U_{КЗ.ВН-СН} + U_{КЗ.ВН-НН} - U_{КЗ.СН-НН}\right) = \frac{1}{2}\left(10,6 + 18,1 - 6,8\right) = 10,95\%; \\ U_{КЗ.СН} = \frac{1}{2}\left(U_{КЗ.ВН-СН} - U_{КЗ.ВН-НН} + U_{КЗ.СН-НН}\right) = \frac{1}{2}\left(10,6 - 18,1 + 6,8\right) = -0,35\%; \\ U_{КЗ.НН} = \frac{1}{2}\left(-U_{КЗ.ВН-СН} + U_{КЗ.ВН-НН} + U_{КЗ.СН-НН}\right) = \frac{1}{2}\left(-10,6 + 18,1 + 6,8\right) = 7,15\%; \end{cases}$$

(3.1)

$$\begin{cases} X_{ТР.ВН} = \dfrac{U_{КЗ.ВН} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР.ном}} = \dfrac{10,95 \cdot 115^2}{100 \cdot 25,0} = 57,9 Ом; \\ X_{ТР.СН} = \dfrac{U_{КЗ.СН} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР.ном}} = \dfrac{-0,35 \cdot 115^2}{100 \cdot 25,0} = -1,85 Ом; \\ X_{ТР.НН} = \dfrac{U_{КЗ.НН} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР.ном}} = \dfrac{7,15 \cdot 115^2}{100 \cdot 25,0} = 37,8 Ом; \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\begin{cases} R_{ТР.ВН} = 0,035 \cdot X_{ТР.ВН} = 2,03 Ом; \\ R_{ТР.СН} = 0,035 \cdot X_{ТР.СН} = -0,064 Ом; \\ R_{ТР.НН} = 0,035 \cdot X_{ТР.НН} = 1,32 Ом; \end{cases} \quad (3.3)$$

Знайдемо тепер опори плеч ВН-СН і ВН-НН трансформатора:

$$\begin{cases} R_{ТР.ВН-СН} = R_{ТР.ВН} + R_{ТР.СН} = 2,03 - 0,064 = 1,97 Ом; \\ R_{ТР.ВН-НН} = R_{ТР.ВН} + R_{ТР.НН} = 2,03 + 1,32 = 3,35 Ом; \\ X_{ТР.ВН-СН} = X_{ТР.ВН} + X_{ТР.СН} = 57,9 - 1,85 = 56,05 Ом; \\ X_{ТР.ВН-НН} = X_{ТР.ВН} + X_{ТР.НН} = 57,9 + 37,8 = 143,5 Ом; \end{cases}$$

Розраховуємо опори трансформатора Т2 які розраховуються аналогічно.

$$\begin{cases} U_{КЗ.ВН} = \dfrac{1}{2}\left(U_{КЗ.ВН-СН} + U_{КЗ.ВН-НН} - U_{КЗ.СН-НН}\right) = \dfrac{1}{2}\left(10,6 + 17,9 - 6,72\right) = 10,89\%; \\ U_{КЗ.СН} = \dfrac{1}{2}\left(U_{КЗ.ВН-СН} - U_{КЗ.ВН-НН} + U_{КЗ.СН-НН}\right) = \dfrac{1}{2}\left(10,6 - 17,9 + 6,72\right) = -0,29\%; \\ U_{КЗ.НН} = \dfrac{1}{2}\left(-U_{КЗ.ВН-СН} + U_{КЗ.ВН-НН} + U_{КЗ.СН-НН}\right) = \dfrac{1}{2}\left(-10,6 + 17,9 + 6,72\right) = 7,01\%; \end{cases}$$

(3.4)

$$\begin{cases} X_{ТР.ВН} = \dfrac{U_{КЗ.ВН} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР.ном}} = \dfrac{10,89 \cdot 115^2}{100 \cdot 25,0} = 57,6 Ом; \\ X_{ТР.СН} = \dfrac{U_{КЗ.СН} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР.ном}} = \dfrac{-0,29 \cdot 115^2}{100 \cdot 25,0} = -1,53 Ом; \\ X_{ТР.НН} = \dfrac{U_{КЗ.НН} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР.ном}} = \dfrac{7,01 \cdot 115^2}{100 \cdot 25,0} = 37,08 Ом; \end{cases} \quad (3.5)$$

$$\begin{cases} R_{TP.BH} = 0,035 \cdot X_{TP.BH} = 2,016\ Ом; \\ R_{TP.CH} = 0,035 \cdot X_{TP.CH} = -0,054\ Ом; \\ R_{TP.HH} = 0,035 \cdot X_{TP.HH} = 1,29\ Ом; \end{cases} \quad (3.6)$$

Знайдемо тепер опори плеч ВН-СН і ВН-НН трансформатора:

$$\begin{cases} R_{TP.BH-CH} = R_{TP.BH} + R_{TP.CH} = 2,016 - 0,053 = 1,963 Ом; \\ R_{TP.BH-HH} = R_{TP.BH} + R_{TP.HH} = 4,016 + 1,29 = 5,31 Ом; \\ X_{TP.BH-CH} = X_{TP.BH} + X_{TP.CH} = 57,6 - 1,53 = 56,07 Ом; \\ X_{TP.BH-HH} = X_{TP.BH} + X_{TP.HH} = 57,6 + 37,08 = 94,68 Ом; \end{cases}$$

Усі розраховані величини зводяться в табл.3.2.

Таблиця 3.4 – Опори силових трансформаторів підстанції Дунаївці”

Тр-р	Шина	$U_{КЗ}$, %	$X_{ТР}$, Ом	$R_{ТР}$, Ом
Т1	ВН	10,95	57,9	2,03
	СН	-0,35	-1,85	-0,064
	НН	7,15	37,8	1,32
Т2	ВН	10,89	57,6	2,016
	СН	-0,29	-1,53	-0,054
	НН	7,01	37,08	1,29

Трансформатор Т1 повний опір системи на шинах ВН в нормальному режимі:

$$Z_C = \sqrt{R_C^2 + X_C^2} = \sqrt{6,98^2 + 33,84^2} = 34,6 Ом; \quad (3.7)$$

Повний опір системи на шинах СН в нормальному режимі:

$$Z_{CH} = \sqrt{\left(R_C + R_{TP.BH-CH}\right)^2 + \left(X_C + X_{TP.BH-CH}\right)^2} = \\ = \sqrt{\left(6,98 + 1,27\right)^2 + \left(33,84 + 36,2\right)^2} = 70,5 Ом; \quad (3.8)$$

Повний опір системи на шинах НН в нормальному режимі:

$$Z_{НН} = \sqrt{\left(R_C + R_{ТР.ВН-НН}\right)^2 + \left(X_C + X_{ТР.ВН-НН}\right)^2} = \\ = \sqrt{\left(6,98 + 3,35\right)^2 + \left(33,84 + 143,5\right)^2} = 177,6 Ом; \quad (3.9)$$

Визначимо перехідні коефіцієнти:

$$\begin{cases} K_{СН} = \dfrac{U^2_{б.ВН}}{U^2_{б.СН}} = \dfrac{115^2}{37^2} = 9,7; \\ K_{НН} = \dfrac{U^2_{б.ВН}}{U^2_{б.НН}} = \dfrac{115^2}{11^2} = 109,3; \end{cases} \quad (3.10)$$

У розрахунках приймається нормальний режим роботи підстанції, за якого живлення здійснюється відповідно до штатної схеми електропостачання, а все основне обладнання перебуває в роботі. За цих умов визначаються значення трифазних та двофазних струмів короткого замикання в розрахункових точках мережі для трансформатора Т1. [9-11]

Струми КЗ на шинах 110 кВ ($U_б$ = 115 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.ВН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3} \cdot Z_C} = \dfrac{115000}{\sqrt{3} \cdot 34,56} = 1921,2\, А; \\ I^{(2)}_{КЗ.ВН} = I^{(3)}_{КЗ.ВН} \cdot \dfrac{\sqrt{3}}{2} = 1921,16 \cdot \dfrac{\sqrt{3}}{2} = 1663,8\, А; \end{cases} \quad (3.11)$$

Струми КЗ на шинах 35 кВ ($U_б$ = 115 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.СН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3} \cdot Z_{СН}} = \dfrac{115000}{\sqrt{3} \cdot 70,52} = 941,5\, А; \\ I^{(2)}_{КЗ.СН} = I^{(3)}_{КЗ.СН} \cdot \dfrac{\sqrt{3}}{2} = 941,5 \cdot \dfrac{\sqrt{3}}{2} = 815,2 А; \end{cases} \quad (3.12)$$

Струми КЗ на шинах 35 кВ ($U_б$ = 37 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.СН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{СН}}\cdot K_{СН} = \dfrac{37000}{\sqrt{3}\cdot 70,52}\cdot 9,660 = 2929,3\,А; \\ I^{(2)}_{КЗ.СН} = I^{(3)}_{КЗ.СН}\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 2929,3\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 2536,8\,А; \end{cases} \quad (3.13)$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ($U_б$ = 115 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.НН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{НН}} = \dfrac{115000}{\sqrt{3}\cdot 177,6} = 373,8\,А; \\ I^{(2)}_{КЗ.НН} = I^{(3)}_{КЗ.НН}\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 373,8\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 323,8\,А; \end{cases} \quad (3.14)$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ($U_б$ = 11 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.НН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{НН}}\cdot K_{НН} = \dfrac{11000}{\sqrt{3}\cdot 177,6}\cdot 109,298 = 3908,5\,А; \\ I^{(2)}_{КЗ.НН} = I^{(3)}_{КЗ.НН}\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 3908,5\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 3384,9\,А; \end{cases} \quad (3.15)$$

Розрахуємо струми КЗ трансформатора Т2 .

Трансформатор Т2 повний опір системи на шинах ВН в нормальному режимі:

$$Z_С = \sqrt{R_С^2 + X_С^2} = \sqrt{6,98^2 + 33,84^2} = 34,56\,Ом; \quad (3.16)$$

Повний опір системи на шинах СН в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} Z_{СН} &= \sqrt{\left(R_С + R_{ТР.ВН-СН}\right)^2 + \left(X_С + X_{ТР.ВН-СН}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(6,98 + 5,31\right)^2 + \left(33,84 + 94,68\right)^2} = 90,5\,Ом; \end{aligned} \quad (3.17)$$

Повний опір системи на шинах НН в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} Z_{НН} &= \sqrt{\left(R_С + R_{ТР.ВН-НН}\right)^2 + \left(X_С + X_{ТР.ВН-НН}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(6,98 + 5,31\right)^2 + \left(33,84 + 94,68\right)^2} = 129,1\,Ом; \end{aligned} \quad (3.18)$$

Розраховуємо струми КЗ трансформатора Т2. Приймемо для розрахунків нормальний режим живлення підстанції.

Струми КЗ на шинах 110 кВ ($U_б$ = 115 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.ВН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3}\cdot Z_C} = \dfrac{115000}{\sqrt{3}\cdot 34,56} = 1921,2\,A; \\ I^{(2)}_{КЗ.ВН} = I^{(3)}_{КЗ.ВН}\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 942,5\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 1663,8\,A; \end{cases} \quad (3.19)$$

Струми КЗ на шинах 35 кВ ($U_б$ = 115 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.СН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{СН}} = \dfrac{115000}{\sqrt{3}\cdot 90,5} = 733,6\,A; \\ I^{(2)}_{КЗ.СН} = I^{(3)}_{КЗ.СН}\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 733,6\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 635,4\,A; \end{cases} \quad (3.20)$$

Струми КЗ на шинах 35 кВ ($U_б$ = 37 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.СН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{СН}}\cdot K_{СН} = \dfrac{37000}{\sqrt{3}\cdot 90,5}\cdot 9,7 = 2282,5\,A; \\ I^{(2)}_{КЗ.СН} = I^{(3)}_{КЗ.СН}\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 2282,5\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 1976,7\,A; \end{cases} \quad (3.21)$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ($U_б$ = 115 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.НН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{НН}} = \dfrac{115000}{\sqrt{3}\cdot 129,1} = 514,3\,A; \\ I^{(2)}_{КЗ.НН} = I^{(3)}_{КЗ.НН}\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 514,3\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 445,4\,A; \end{cases} \quad (3.22)$$

Струми КЗ на шинах 10 кВ ($U_б$ = 11 кВ):

$$\begin{cases} I^{(3)}_{КЗ.НН} = \dfrac{U_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{НН}}\cdot K_{НН} = \dfrac{11000}{\sqrt{3}\cdot 129,1}\cdot 109,298 = 5376,8\,A; \\ I^{(2)}_{КЗ.НН} = I^{(3)}_{КЗ.НН}\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 2321,325\cdot\dfrac{\sqrt{3}}{2} = 4656,5\,A; \end{cases} \quad (3.23)$$

Дані розрахунків заносимо в таблицю 2.10.

Таблиця 3.5- Струми КЗ РТП 110/35/10 Дунаївці.

Тр-р	Шина	Струм	$U_{б.ВН}$	$U_{б.СН}$	$U_{б.НН}$
Т1	ВН	$I^{(3)}_{КЗ}$, А	1921,2	-	-
		$I^{(2)}_{КЗ}$, А	1663,8	-	-
	СН	$I^{(3)}_{КЗ}$, А	941,5	2929	-
		$I^{(2)}_{КЗ}$, А	815,2	2536,8	-
	НН	$I^{(3)}_{КЗ}$, А	373,8	-	3908
		$I^{(2)}_{КЗ}$, А	323,8	-	3384,9
Т1	ВН	$I^{(3)}_{КЗ}$, А	1921,2	-	-
		$I^{(2)}_{КЗ}$, А	1663,8	-	-
	СН	$I^{(3)}_{КЗ}$, А	733,6	2282,5	-
		$I^{(2)}_{КЗ}$, А	635,4	1976,7	-
	НН	$I^{(3)}_{КЗ}$, А	514,3	-	5376,8
		$I^{(2)}_{КЗ}$, А	445,4	-	4656,5

3.2 Вибір електротехнічного обладнання

Для визначення ударного струму трансформаторів скористаємось рівнянням:

$$i_y = k_y \sqrt{2} I^3_{кз} \qquad (3.24)$$

де $k_y = 1{,}8$ ударний коефіцієнт.

Дані розрахунків заносимо в таблицю:

Таблиця 3.6- Ударні струми РТП 110/35/10 Дунаївці

Тр-р	Сторона	$I^3_{кз}$	i_y	$I_{ном}$
Т1	ВН	1921,2	4890,6	145,8
	СН	941,5	2396,7	322,7
	НН	815,2	2075,2	303,47
Т2	ВН	1921,6	4891,6	145,6
	СН	733,6	1867,4	334,6

	НН	514,3	1309,2	308,9

Згідно розрахованих даних проводимо вибір обладнання.

3.2.1 Вибір вимикачів сторони 10 кВ.

Для комплектації розподільчого пристрою 10 кВ після реконструкції підстанції пропонується застосування вакуумних вимикачів типу ВВ/TEL. Дані комутаційні апарати призначені для роботи у складі комплектних розподільчих пристроїв (КРУ) та камер збірних одностороннього обслуговування (КСО) внутрішнього і зовнішнього виконання в електроустановках змінного трифазного струму частотою 50 Гц та номінальною напругою до 10 кВ. Вимикачі можуть експлуатуватися в мережах як з ізольованою, так і з заземленою нейтраллю. [12-15]

Таблиця 3.7- Технічні дані вимикача типу ВВ/TEL-10 кВ

№	Параметр	Каталожні дані
1.	Номінальна напруга, кВ	10
2.	Найбільша робоча напруга, кВ	12
3.	Номінальний струм (Іном), А	630,
4.	Номінальний струм відключення (Іо.ном), кА	20;
5.	Наскрізний струм короткого замикання: найбільший пік, кА, не більш початкове діюче значення	32;
6.	Нормована відсоткова складова аперіодичної складової %	40
7.	Середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості), кА	12,5; 20;
8.	Час протікання струму (час короткого замикання),	3
9.	Власний час відключення вимикача, с, не більше	0,015
10.	Повний час відключення, с, не більш	0,03
11.	Власний час включення, с, не більш	0.07

№	Параметр	Каталожні дані
12.	Неодночасність замикання і розмикання контактів, с, не більш	0,004
13.	Номінальна напруга живлення блоку управління, В (постійного і змінного струму)	220
14.	Діапазон напруги живлення приводу % від номінального значення	85-110
15.	Ресурс по комутаційній стійкості : -при номінальному струмі Іном, операцій «ВО»	50000 100
16.	Механічний ресурс, циклів «ВО»	50000
17.	Електричний опір головному колу полюса, мкОм, не більш, при номінальному струмі: 630 А 1000 А 1600 А	60 402 30
18.	Маса, кг: ВВ/TEL-10 конструктивних виконань	35, 38

3.2.2 Вибір вимикачів сторони 35 кВ

Для оснащення розподільчого пристрою 35 кВ після реконструкції підстанції пропонується застосування вакуумного вимикача типу ВБНК-35-1600-20 У1. Даний вимикач є триполюсним комутаційним апаратом зовнішнього виконання класу напруги 35 кВ та призначений для комутації електричних кіл як у нормальних режимах експлуатації, так і при виникненні аварійних ситуацій.

Вимикач забезпечує надійне вмикання та вимикання робочих струмів, а також відключення струмів короткого замикання величиною до 20 кА. Завдяки високій комутаційній здатності та значному експлуатаційному ресурсу він може ефективно використовуватися на підстанціях та інших об'єктах електроенергетики [9-11].

Таблиця 3.8- Технічні характеристики вимикача ВБНК-35-1600-20 У1

№	Технічні характеристики	Значення
	Номінальна напруга, кВ	35
	Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
	Номінальний струм, А	1600
	Номінальний струм відключення, кА Параметри наскрізного струму короткого замикання, кА найбільший пік	20 51
	струм термічної стійкості (час протікання 3с)	20
	Власний час відключення вимикача, с, не більш	0,05
	Повний час відключення вимикача, с, не більш	0,08
	Механічний ресурс, циклів В, не менше Комутаційна зносостійкість, циклів В, не менше	20000
	при номінальному струмі відключення	50
	при номінальному струмі Діапазон температур эксплуатации,°С мінус	20000 60...+40
	Габаритні розміри, мм, висота	1400
	ширина	330
	глибина	1410
	Маса, кг	350–400

3.2.3 Вибір вимикачів сторони 110 кВ.

В якості вимикача сторони 110 кВ вибираємо елегазовий вимикач SB6m 145 з слідуючими технічними характеристиками [12-15]:

Таблиця 3.9- Технічні дані вимикача типу SB6m 145

№	Технічні характеристики	Значення
	Номінальна напруга мережі, кВ	110
	Максимальна робоча напруга, кВ	145
	Випробувальна напруга промислової частоти (1 хв .), кВ	275
	Випробувальна напруга грозового імпульсу (1,2/50 мс), кВ	650
	Номінальна частота, Гц	50

№	Технічні характеристики	Значення
	Максимальний робочий струм, А	2500
	Струм відключення, кА	31,5
	Струм включення (пік), кА	79
	Тривалість протікання струму КЗ, с, не більше	3
	Повний час відключення, мс, не більше	50
	Власний час відключення, мс, не більше	30
	Власний час включення, мс, не більше	80
	Робочий діапазон температур °С	-40 - +40
	Сейсмічна стійкість, g	0,3 або 0,5
	Напруга колекторного двигуна приводу, В змінного струму 50 Гц	115/230,
	Напруга кіл управління, В	115-230 (пост . струму)

3.2.4 Вибір трансформаторів струму

На підставі проведених розрахунків для сторони 10 кВ приймаються трансформатори струму типу ТЛМ-10-2. Дані трансформатори призначені для встановлення в мережах змінного струму напругою до 10 кВ і забезпечують перетворення первинного струму до стандартизованих значень, необхідних для підключення вимірювальних приладів, лічильників електроенергії, пристроїв релейного захисту та автоматики[12-15].

Таблиця 3.10- Каталожні дані трансформаторів струму.

Тип трансформатора	Номінальна напруга, кВ	Номінальний первинний струм, А	Клас точності сердечників	електродинамічна стійкість, кА	Термічна стійкість/ доп. час кА/с	Характеристики сердечників	
						клас точності	вторинне навантаження, Ом
ТЛМ-10-2	10	1000	0,5/10Р	81	35,1/1	1	30

Таблиця 3.11-Дані приладів.

Найменування приладу.	Тип	Клас точності	Споживана потужність	
			струму	напруга
Амперметр	Э-351,УХЛ5	1,50	0,50	-
Лічильник активної енергії для трьохпроводних кіл	СЕТ 3а – 0,10 – 0,10	2,0	2,50	1,50
лічильник реактивної енергії для трьохпроводних кіл	СЭТ 3р – 0,10 – 0,80	2,0	2,50	30

Перевірка трансформаторів струму:

на термічну стійкість: $B_к < I^{(2)}_{терм.} \cdot t_{терм}$

$$I^2_{терм.} \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25(кА^2 \cdot с)$$

$$B_к = 21,62 < I^{(2)}_{терм.} \cdot t_{терм} = 992,25(кА^2)$$

на електродинамічну стійкість: $I_у < I_{дин}$

$$Iу = 81 < I_{дин} = 36,1 \text{ (кА)}$$

по вторинному навантаженню: $Z2 \le Z2_{ном}$

де: Z2- розрахункове навантаження трансформатора струму (Ом)

$Z2_{ном}$ - номінальне навантаження у вибраному класі точності (Ом)

Індуктивний опір струмових кіл не великий тому:

$Z2 \approx R2 = Rприб + Rпров + Rк$

де: $R_{приб}$- опір приладів

$R_{пров}$ – опір проводів

$R_к$ - опір контактів (у розрахунках приймають рівним 0,1 Ом [4])

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22(Ом)$$

де: $S_{пр}$ – сумарна потужність приладів

$I_{2ном}$ – вторинний струм трансформаторів струму.

Розрахункова довжина дроту $I_р$ при включенні трансформаторів струму в неповну зірку:

$I_р$ = 1,73xI=1,73x25=43,3 (м)

де:I – фактична довжина дроту.

Питомий опір алюмінієвих проводів: ρ=0,0288 Ом*мм2 /м табл. 8-4 [4]

$$R_{пров} = \frac{S_{2н} - I_{2н}^2 \cdot \left(R_{приб} + R_к\right)}{I_{2н}^2} = \frac{750 - 5^2\left(0,22 + 0,1\right)}{5^2} = 29,68(Ом)$$

де:$S_{2ном}$ - номінальна вторинна потужність трансформаторів струму.

Необхідний перетин сполучних проводів:

$$S = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{R_{пров}} = \frac{0,0288 \cdot 43,3}{29,68} = 0,04(мм^2)$$

Вибираємо алюмінієві дроти перетином S=4 (мм2) (Smin – для сполучних алюмінієвих проводів рівне 4 (мм2) ПУЕ 3.4).

$$Z2 \approx R2 = Rприб + Rпров + Rк = 0,22 + 0,1 + 29,68 = 30\ (Ом)$$

Номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у вибраному класі точності:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2н}^2} = \frac{750}{5^2} = 30(Ом)$$

$$Z2 = 30 = Z2_{ном} = 30\ (Ом)$$

Аналогічно вибираємо трансформатори струму сторни 110 та 35 кВ.

Результати заносимо в таблицю 2.15:

Таблиця 3.12- Трансформатори струму.

Місце установки		$U_{уст}$, $кВ$	$I_{ном}$, $кА$	Тип трансформатора струму
1		2	3	4
Т1, Т2	ВН	110	0,20	ТФЗМ-110Б-І - 0,5/10Р/10Р
	СН	35	0,60	ТФЗМ-35Б-І -0,5/10Р/10Р
	НН	10	1,0	ТЛМ-10-2/0,5/10Р

3.2.5 Вибір ОПН сторони 110 кВ

Вибір ОПН на стороні 110 кВ проводиться за умовами [12-15]:

тривалої робочої напруги $U_{роб} \le U_{роб.доп}$:

$$U_{роб} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,3\,кВ. \qquad (3.25)$$

амплітуди імпульсних струмів $I_{и} \le I_{разр}$;

амплітуди комутаційного струму $I_{к} \le I_{разр}$.

Для підстанції 110 кВ приймається амплітуда імпульсних струмів, рівна 5 кА, амплітуда комутаційного струму через ОПН рівна 500 А.

Для захисту устаткування 110 кВ вибирається ОПН-110/100-10 з параметрами: $U_{ном}$ = 110 кВ, $U_{роб.доп}$ = 100 кВ, $I_{разр}$ = 10 кА.

Перевірка за умовами:

$$U_{роб} = 73,03 \le U_{роб.доп} = 100кВ.$$

$$I_{и} = 5 \text{ кА} < I_{разр} = 10 \text{ кА}$$

$$I_{к} = 0,5 \text{ кА} < I_{разр} = 10 \text{ кА}$$

3.2.6 Вибір ОПН сторони 35 кВ

$$U_{роб} = \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,67\,кВ. \qquad (3.26)$$

амплітуди імпульсних струмів $I_и \le I_{разр}$;

амплітуди комутаційного струму $I_к \le I_{разр}$.

Для захисту устаткування 35 кВ вибирається ОПН-У-35/38,5-10 з параметрами: $U_{ном}$ = 35 кВ 10,5 $U_{роб.доп} = 38,5кВ$. $I_{разр}$ = 10 кА.

Перевірка за умовами:

$$U_{роб} = 23,7 \le U_{роб.доп} = 38,5кВ.$$

$$I_и = 5 \text{ кА} < I_{разр} = 10 \text{ кА}$$

$$I_к = 0,5 \text{ кА} < I_{разр} = 10 \text{ кА}$$

3.2.7 Вибір ОПН сторони 10 кВ

Тривала робоча напруга визначається, виходячи з часу ліквідації замикання однієї з фаз на землю. Приймається час, рівний 2 с, при якому поправочний коефіцієнт рівний $К_в$=1,22.

$$U_{роб} = \frac{1,2 \cdot U_{ном}}{К_в} \qquad (3.27)$$

$$U_{роб} = \frac{1,2 \cdot U_{ном}}{К_в} \text{ кВ}$$

Для захисту устаткування 10 кВ вибирається ОПН-Т-10/10,5-10 з параметрами: $U_{ном}$ = 10 кВ $U_{роб.доп} = 10,5 кВ$ $I_{разр}$ = 10 кА.

Перевірка за умовами:

$$U_{роб} = 9,83 \le U_{роб.доп} = 10кВ.$$

$$I_и = 5 \text{ кА} < I_{разр} = 10 \text{ кА}$$

$$I_к = 0,5 \text{ кА} < I_{разр} = 10 \text{ кА}$$

РОЗДІЛ 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ

Equation Chapter 1 Section 4

4.1 Мікропроцесорні засоби захисту силового трансформатора

Для реалізації функцій релейного захисту та автоматики на приєднаннях підстанції після реконструкції приймається мікропроцесорний пристрій захисту типу БМРЗ-РУ. Використання сучасного мікропроцесорного обладнання дозволяє поєднати в одному пристрої функції релейного захисту, автоматики, реєстрації аварійних подій, вимірювання електричних параметрів та самодіагностики.

Пристрій БМРЗ-РУ забезпечує виконання функцій датчика та приймача пристрою резервування відмови вимикача (УРОВ). У складі захисту реалізовані функції УРОВД (датчик) та УРОВП (приймач), які призначені для підвищення надійності відключення пошкоджених елементів електричної мережі у випадку відмови комутаційного апарата.

Передбачена можливість програмного блокування роботи УРОВ. Блокування функції УРОВД здійснюється за допомогою ключа S44, а функції УРОВП — ключа S46 (рисунок 4.1), [15-20].

Пуск УРОВД виконується у таких випадках:
– при спрацюванні ступенів максимального струмового захисту (МТЗ), що діють на відключення;
– при надходженні сигналів «Зовнішній захист 1» та «Зовнішній захист 2»;
– при спрацюванні дугового захисту;
– при отриманні сигналів «УРОВП 1» або «УРОВП 2» від нижчестоящих пристроїв захисту.

Сигнали «УРОВД 1» та «УРОВД 2» формуються після закінчення встановленої витримки часу (T_{УРОВ}), якщо після видачі команди на відключення вимикача його фактичне відключення не відбулося. Сигнали автоматично скидаються після повернення максимального струмового захисту в початковий стан або після зникнення сигналів від дугового чи зовнішніх захистів. Крім того, функція УРОВД автоматично блокується у разі виявлення системою самодіагностики несправності пристрою БМРЗ.

Функція УРОВП (приймач) забезпечує формування команди на негайне відключення вимикача без витримки часу при надходженні дискретних сигналів «УРОВП 1» або «УРОВП 2». Завдяки цьому забезпечується оперативна локалізація аварійного режиму та підвищується надійність роботи системи електропостачання.

Окрім функцій релейного захисту, пристрій БМРЗ-РУ підтримує реалізацію автоматичного повторного ввімкнення (АПВ). Передбачено двократне автоматичне повторне ввімкнення вимикача після його аварійного відключення, що дозволяє відновити електропостачання у випадках самозникних пошкоджень повітряних ліній та підвищити надійність електропостачання споживачів, [15-20].

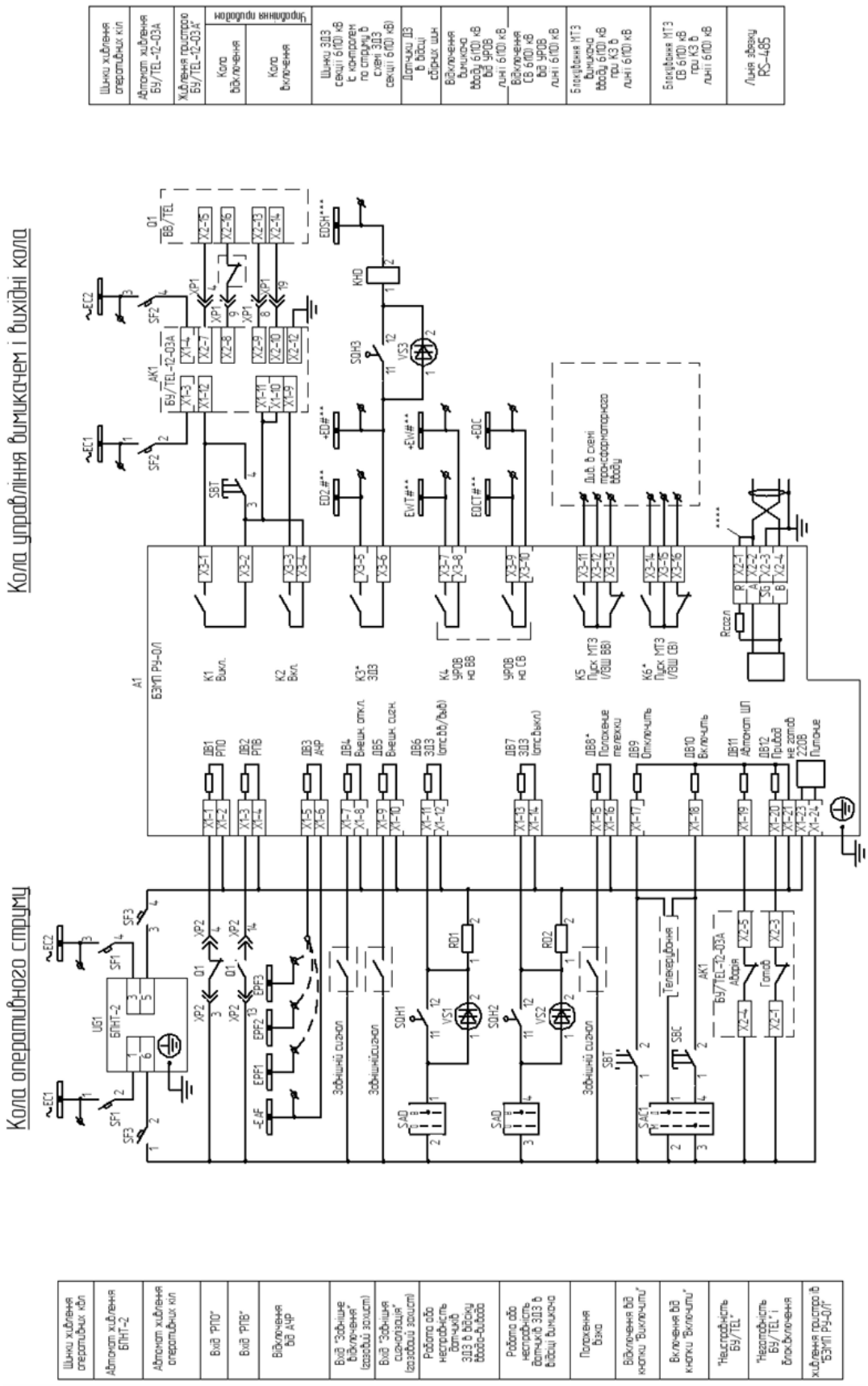


Рис 4.1-Мікропроцесорний захист на базі РЗА БМП РУ ОЛ

					177.23.КР.387с.26.03.27.1.1.2.4.ПЗ
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	
Розробив		*Іпатов*			**РОЗДІЛ** 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ
Перевірив		*Дубік В.М.*			
Н.контроль		*Дубік В.М.*			
Затвердив		*Печенюк А.В.*			

Літера	Лист	Листів
	45	75

ЗВО ПДУ

4.2 Розрахунок диференційного захисту

У даному проєкті розрахунок диференційного захисту виконується для силового трансформатора Т1 підстанції 110/35/10 кВ Дунаївці. Під час розрахунку визначаються номінальні струми обмоток трансформатора, коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, вторинні струми плечей диференційного захисту, а також параметри налаштування реле БМП РУ[15-20].

Першим етапом розрахунку є визначення номінального струму обмотки вищої напруги (ВН) силового трансформатора. Номінальний струм сторони ВН розраховується за виразом:

$$I_{1ВН} = \frac{S_{ТР.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125{,}5 \text{ А}; \quad (4.1)$$

Розрахуємо номінальний струм обмотки СН силового трансформатора:

$$I_{1СН} = \frac{S_{ТР.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{СН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390{,}1 \text{ А}; \quad (4.2)$$

Розрахуємо номінальний струм обмотки НН силового трансформатора:

$$I_{1НН} = \frac{S_{ТР.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312{,}1 \text{ А}; \quad (4.3)$$

Встановлені на силовому трансформаторі трансформатори струму мають такі коефіцієнти трансформації:

на стороні 110 кВ – 200/5;

на стороні 35 кВ – 600/5;

на стороні 10 кВ – 1000/5;

Розраховуємо струми в обмотках реле, увімкнених у вторинні кола трансформаторів струму:

$$I_{2BH} = \frac{K_{сх.BH}}{n_{T.BH}} \cdot I_{1BH} = \frac{1 \cdot 125,5}{200/5} = 3,137\ A; \quad (4.4)$$

$$I_{2BH} = \frac{K_{сх.BH}}{n_{T.BH}} \cdot I_{1BH} = \frac{1 \cdot 125,5}{200/5} = 3,137\ A; \quad (4.5)$$

$$I_{2BH} = \frac{K_{сх.BH}}{n_{T.BH}} \cdot I_{1BH} = \frac{1 \cdot 125,5}{200/5} = 3,137\ A; \quad (4.6)$$

$$I_{2CH} = \frac{K_{сх.CH}}{n_{T.CH}} \cdot I_{1CH} = \frac{1 \cdot 390,1}{600/5} = 3,25\ A; \quad (4.7)$$

$$I_{2HH} = \frac{K_{сх.HH}}{n_{T.HH}} \cdot I_{1HH} = \frac{1,73 \cdot 1312,1}{1000/5} = 11,34\ A; \quad (4.8)$$

де: $K_{сх}$ – коефіцієнт схеми (у разі з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму в зірку - $K_{сх} = 1$, а у випадку з'єднання в трикутник - $K_{сх} = 1,73$); [15-20].

n_T - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Розраховуємо струм небалансу (без складової $I_{нб}'''$) для сторони 35 кВ:

$I_{нб.СН} = (I_{нб}' + I_{нб.ВН}'' + I_{нб.СН}'') \cdot I^{(3)}_{КЗ.СН} = (1 \cdot 0,1 + 9 \cdot 0,0178 + 2 \cdot 0,025) \cdot 941,5 = 291,87$А;

$I_{нб.НН} = (I_{нб}' + I_{нб.ВН}'') \cdot I^{(3)}_{КЗ.НН} = (1 \cdot 0,1 + 9 \cdot 0,0178) \cdot 373,8 = 59,9$ А;

де $I_{нб}'$ - струм небалансу, викликаний похибками трансформаторів струму (±10%); $I_{нб}''$ - струм небалансу, викликаний регулюванням напруги РПН високої (і середньої для сторони 35 кВ) сторони; $I^{(3)}_{КЗ.СН}$ – трифазний струм КЗ в нормальному режимі на шинах 35 кВ приведений до ВН (взятий з табл.3.3); $I^{(3)}_{КЗ.НН}$ – трифазний струм КЗ в нормальному режимі на шинах 10 кВ приведений до ВН (взятий з табл.3.3).

Розраховуємо мінімальний первинний струм спрацювання захисту, визначивши при цьому найменшу напругу РПН ВН:

$U_{ВН.min} = U_{ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 - 9 \cdot 0{,}0178) = 96{,}6$ кВ;

$$I_{1.min} = \frac{S_{ТР.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.min}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 96.6} = 149{,}4 \text{ А};$$

$I_{С.З.} \geq К_{отс} \cdot I_{1.min} = 1{,}5 \cdot 149{,}4 = 224{,}1$ А,

де: $К_{отс}$ – коефіцієнт відсічки. Вибирається в межах 1,1÷1,5, в залежності від режиму роботи лінії (навантаження).

Струм спрацювання реле:

$$I_{С.Р} = \frac{К_{сх}}{n_т} \cdot I_{С.З} = \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 224{,}1 = 9{,}69 \text{ А}.$$

Розраховуємо число витків робочої обмотки $W_р$ (сторона 110 кВ):

$$W_{р.розр} = \frac{100}{I_{С.Р}} = \frac{100}{9{,}69} = 10{,}03 \text{ вит};$$

приймаємо $W_р = 10$ вит.

Розраховуємо число витків обмотки $W_{ур.1}$ (сторона 35 кВ):

$$W_{розр.1} = \frac{I_{2.ВН}}{I_{2.СН}} \cdot W_р = \frac{3{,}173}{3{,}25} \cdot 10 = 9{,}96 вит;$$

приймаємо $W_{ур.1} = 10$ вит.

Розраховуємо число витків обмотки $W_{ур.2}$ (сторона 10 кВ):

$$W_{розр.2} = \frac{I_{2.ВН}}{I_{2.НН}} \cdot W_р = \frac{3,173}{11,34} \cdot 10 = 2,79 вит;$$

приймаємо $W_{ур.2} = 3$ вит.

$$\text{Тоді : } I_{С.Р.} = \frac{100}{W_р} = \frac{100}{10,03} = 9,97 \text{ А};$$

$$I_{С.З.} = \frac{n_т \cdot I_{С.Р}}{К_{сх}} = \frac{10 \cdot 200/5}{\sqrt{3}} = 231,2 \text{ А}.$$

Зробимо перевірку:

$W_р \cdot I_{2.ВН} \approx W_{ур.1} \cdot I_{2.СН} \approx W_{ур.2} \cdot I_{2.НН}$;

$10,03 \cdot 3,173 \approx 9,96 \cdot 3,25 \approx 2,79 \cdot 11,34$;

31,76 А·виток ≈ 31,85 А·виток ≈ 31,06 А·виток

Зробимо перевірку захисту на чутливість на сторонах 35 і 10 кВ. Струми КЗ в формулах – це трифазні струми КЗ сторін, приведених до ВН в аварійному режимі (взяті з табл.3.3).

$$k_{ч.СН} = \frac{I_{к.max}}{I_{С.З}} = \frac{К_{отс} \cdot I^{(3)}_{КЗ.СН}}{n_{тр} \cdot I_{С.З}} = \frac{1,5 \cdot 941,5}{200/5 \cdot 9,69} = 3,64 > 1,5;$$

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{к.max}}{I_{С.З}} = \frac{К_{отс} \cdot I^{(3)}_{КЗ.НН}}{n_{тр} \cdot I_{С.З}} = \frac{1,5 \cdot 373,8}{200/5 \cdot 9,69} = 1,86 > 1,5;$$

Умови виконуються. Захист придатний для використання.

Знаходимо третю складову струмів небалансу. Струми КЗ в формулах – це трифазні струми КЗ сторін, приведених до ВН в нормальному режимі (взяті з табл.3.3).

$$I^{///}_{нб.СН} = \frac{W_{ур.1} - W_{розр.1}}{W_{розр.1}} \cdot I^{(3)}_{КЗ.СН} = \frac{10\text{-}9,96}{9,96} \cdot 941,5 = 3,78 \text{ А};$$

$$I^{///}_{нб.НН} = \frac{W_{ур.2} - W_{розр.2}}{W_{розр.2}} \cdot I^{(3)}_{КЗ.НН} = \frac{3 - 2,89}{2,89} \cdot 373,8 = 14,2 \text{ А};$$

Знаходимо загальні струми небалансу:

$I_{нбΣ.СН} = I_{нб.СН} + I^{///}_{нб.СН} = 291,9 + 3,78 = 295,6$ А;

$I_{нбΣ.НН} = I_{нб.НН} + I^{///}_{нб.НН} = 59,9 + 14,2 = 74,1$ А;

Розраховуємо гальмівну обмотку диференційного реле:

$$W_{розр.т.СН} = \frac{1,5 \cdot I_{нб.Σ.СН} \cdot W_{розр.1}}{0,87 \cdot I^{(3)}_{КЗ.СН}} = \frac{1,5 \cdot 295,6 \cdot 10}{0,87 \cdot 941,5} = 4,2 \text{ вит};$$

$$W_{розр.т.НН} = \frac{1,5 \cdot I_{нб.Σ.НН} \cdot W_{розр.2}}{0,87 \cdot I^{(3)}_{КЗ.НН}} = \frac{1,5 \cdot 74,1 \cdot 3}{0,87 \cdot 373,8} = 3,8 \text{вит};$$

приймаємо $W_т = 4$ вит.

На ній прийнято:

$W_р$ – обмотка, яка під'єднується до трансформатора струму сторони 110 кВ;

$W_{ур.1}$ – обмотка, яка під'єднується до трансформатора струму сторони 35 кВ;

$W_{ур.2}$ – обмотка, яка під'єднується до трансформатора струму сторони 10 кВ і знаходиться в протифазі обмотці $W_{ур.1}$;

обмотка $W_Т$ (гальмівна обмотка) вмикається в струмове коло обмоток $W_{ур.1}$ і $W_{ур.2}$ і компенсує магнітні потоки, що викликані струмами небалансу всіх трьох складових ($I^{///}_{нб}$ – струм небалансу, зумовлений підбором кількості витків у диференційного реле).

Розрахунок диференційного захисту силового трансформатора Т2 підстанції 110/35/10 Дунаївці розраховується аналогічно. Всі розраховані дані заносяться в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунку диференційного захисту силових трансформаторів підстанції 110/35/10 Дунаївці

Розраховані дані	Т1	Т2
номінальні струми обмоток, А ВН СН НН	 125,5 390,1 1312,1	 125,5 390,8 1312,4
вторинні струми в обмотках реле, А ВН СН НН	 3,137 3,25 11,34	 3,2 3,3 11,5
струми небалансу (без складової $I^{///}_{нб}$), А СН НН	 291,87 59,9	 290,4 60,1
найменьша напруга ВН, кВ струм обмотки ВН при найменьшій напрузі, А	96,6 149,4	97,4 150,6
початково прийняті струми спрацювання, А захисту реле	 224,1 9,69	 214,2 10,53
розрахункові числа витків обмоток W_p $W_{ур1}$ $W_{ур2}$	 10,03 9,96 2,79	 10,14 9,56 2,6
прийняті числа витків обмоткок W_p $W_{ур1}$ $W_{ур2}$	 10 10 3	 10 10 3
дійснийі струми спрацювання, А захисту реле	 231,2 9,67	 229,4 9,58
коефійієнти чутливості захисту сторін СН	 3,63	 3,4
НН	1,86	2,1
третя складова струмів небалансу, А СН	 3,78	 3,9

Розраховані дані	Т1	Т2
НН	14,2	14,5
сумарні струми небалансу, А СН НН	 295,6 74,2	 289,8 79,6
числа витків гальмівної обмотки СН НН прийняте	 4,2 3,8 4	 4,32 3,76 4

4.3 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 110 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{С.З} \geq \frac{k_н \cdot k_с}{k_в} \cdot I_{1ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 125,5 = 225,9 \text{ А}, \qquad (4.9)$$

де: $k_н$ – коефіцієнт надійності ($k_н$ = 1,1 … 1,4);

$k_с$ – коефіцієнт самозапуску лінії ($k_с$ = 1,2 … 1,3);

$k_в$ – коефіцієнт повернення реле (залежить від типу реле) ($k_в$ = 0,6 … 0,85).

За умовою захисту шин 110 кВ (двофазні струми КЗ взяті в мінімальному режимі із табл.2.3):

$$I_{С.З} \leq \frac{К_{сх} \cdot I^{(2)}_{КЗ.СН}}{k_ч} = \frac{1 \cdot 815,2}{1,5} = 543,5 \text{ А}, \qquad (4.10)$$

$$I_{С.З} \leq \frac{К_{сх} \cdot I^{(2)}_{КЗ.НН}}{k_ч} = \frac{1,73 \cdot 323,8}{1,5} = 373,4 \text{ А},$$

де: $k_ч$ – коефіцієнт чутливості захисту, який для основної зони захисту має значення $k_ч \geq 1,5$. [6,11]

Отже, відповідно (4.28), (4.29) і (4.30) вибираємо струм спрацювання захисту:

$I_{С.З}$ = 500 А.

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{С.Р} = \frac{К_{сх}}{n_т} \cdot I_{С.З} = \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 300 = 12,9\,А.$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості для даного струму спрацювання захисту:

$$k_{ч.СН} = \frac{I_{к.max}}{I_{С.З}} = \frac{К_{отс} \cdot I^{(3)}_{КЗ.СН}}{I_{С.З}} = \frac{1,5 \cdot 941,5}{300} = 4,7 > 2;$$

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{к.max}}{I_{С.З}} = \frac{К_{отс} \cdot I^{(3)}_{КЗ.НН}}{I_{С.З}} = \frac{1,5 \cdot 373}{300} = 2,372 > 2;$$

Дотримуючись умов селективності захистів, вибираємо вставку часу $t_{С.З}$ = 1,5 сек.

4.4 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 35 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{С.З} \geq \frac{k_н \cdot k_с}{k_в} \cdot I_{1СН} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 390,1 = 702\ А. \qquad (4.11)$$

За умовою захисту шин 35 кВ (двофазний струм КЗ взятий в мінімальному режимі із табл.3.3):

$$I_{С.З} \leq \frac{К_{сх} \cdot I^{(2)}_{КЗ.СН}}{k_ч} = \frac{1,73 \cdot 815,2}{1,5} = 940,2\ А. \qquad (4.12)$$

При коефіцієнті трансформації $К_{ТТ}$ = 600/5 та відповідно (4.11) і (4.12) вибираємо уставку спрацювання захисту:

$I_{С.З}$ = 800 А;

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{С.Р} = \frac{К_{сх}}{n_т} \cdot I_{С.З} = \frac{1}{600/5} \cdot 800 = 5,4\,А; \quad (4.13)$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості при данному струмі спрацювання захисту:

$$k_ч = \frac{I_{к.max}}{I_{С.З}} = \frac{К_{отс} \cdot I^{(3)}_{КЗ.СН}}{n_т \cdot I_{С.Р}} = \frac{1,5 \cdot 941,5}{600/5 \cdot 5,4} = 2,18 > 2; \quad (4.14)$$

Дотримуючись селективності захистів, вибираємо вставку часу $t_{С.З}$ = 1,0 сек.

4.5 Розрахунок МСЗ силового трансформатора сторони 10 кВ

Розраховуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{С.З} \geq \frac{k_н \cdot k_с}{k_в} \cdot I_{1НН} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 1312,1 = 2361,7\ А. \quad (4.15)$$

За умовою захисту шин 10 кВ (двофазний струм КЗ взятий в мінімальному режимі із табл.3.3):

$$I_{С.З} \leq \frac{К_{сх} \cdot I^{(2)}_{КЗ.НН}}{k_ч} = \frac{1,73 \cdot 3384,9}{1,5} = 3903,9\ А. \quad (4.16)$$

При коефіцієнті трансформації $К_{ТТ}$ = 1000/5 та відповідно (4.38) і (4.39) вибираємо уставку спрацювання захисту:

$I_{С.З}$ = 2600 А;

Розраховуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{K_{сх}}{n_т} \cdot I_{C.З} = \frac{1}{1000/5} \cdot 2600 = 13\,А; \qquad (4.17)$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості при цьому струмі спрацювання захисту:

$$I_{C.P} = \frac{K_{сх}}{n_т} \cdot I_{C.З} = \frac{1}{1000/5} \cdot 2600 = 13\,А; \qquad (4.18)$$

Дотримуючись селективності захистів, вибираємо вставку часу $t_{C.З}$ = 1,0 сек.

Максимально-струмовий захист трансформатора Т2 підстанції 110/35/10 Дунаївці розраховується аналогічно. Всі розраховані величини зводяться в таблицю 3.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку максимально-струмового захисту силових трансформаторів підстанції 110/35/10 Дунаївці

Розраховані дані	Т1	Т2
Шини 110 кВ		
мінімальний струм спрацювання захисту, А	225,9	244,4
максимальний струм спрацювання захисту, А	543,5	521,6
прийнятий струм спрацювання захисту, А	300	300
струм спрацювання реле, А	12,9	11,4
коефіцієнт чутливості захисту	4,7 2,37	3,7 2,42
Шини 35 кВ		
мінімальний струм спрацювання захисту, А	702	728
максимальний струм спрацювання захисту, А	940	957
прийнятий струм спрацювання захисту, А	800	800
струм спрацювання реле, А	5,4	4,8
коефіцієнт чутливості захисту	2,18	2,43
Шини 10 кВ		
мінімальний струм спрацювання захисту, А	2361,7	2118,4
максимальний струм спрацювання захисту, А	3903,9	3267,8
прийнятий струм спрацювання захисту, А	2600	2600
струм спрацювання реле, А	13	13
коефіцієнт чутливості захисту	2,23	2,78

					177.23.КР.387с.26.03.27.1.1.2.4.ПЗ			
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		*Іпатов*			**РОЗДІЛ** 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ	Літера	Лист	Листів
Перевірив		*Дубік В.М.*					56	75
Н.контроль		*Дубік В.М.*				ЗВО ПДУ		
Затвердив		*Печенюк А.В.*						

4.6 Заходи по забезпеченню надійної експлуатації РТП

На енергооб'єктах повинен бути організований облік, нормування і аналіз техніко-економічних показників (ТЕП) роботи устаткування для оцінки використання і економічної ефективності його роботи.

В якості основних ТЕП, що характеризують використання і економічну ефективність роботи енергооб'єктів встановлюються:

- кількість виробленої і відпущеної електричної енергії;
- коефіцієнт ефективності використання встановленої електричної потужності;
- питомі витрати електричної енергії на власні потреби (ВП);
- питомі витрати електричної енергії на її передачу в електричних мережах;
- питома чисельність виробничого персоналу;
- питома вартість ремонтного обслуговування;

На кожній РТП для забезпечення безпечної експлуатації, надійності та економічності устаткування, будівель і споруд, систем контролю і керування, повинні бути організовані їхнє технічне обслуговування і ремонти.

Обсяг технічного обслуговування основного устаткування для підтримання справного стану повинен визначатися на підставі аналізу фактичного стану обладнання, установленого перевіркою, обстеженням, діагностикою.

Обсяг і періодичність ремонтів устаткування повинні визначатися з умов забезпечення повного або часткового відновлення їхнього ресурсу.

відповідно до чинних нормативів, а також з урахуванням рекомендованого заводом-виробником регламенту технічного обслуговування.

Періодичність встановлюється:

- в установках споживчих ТП-10/0,4 кВ - 1 раз в 6 місяців;
- в РТП без постійного чергування - 1 раз в місяць;
- в РТП з постійним чергуванням – 1 раз в 3 доби.

Власник РТП повинен планувати і здійснювати ремонтно відновлювальні роботи устаткування.

Періодичність і тривалість усіх видів ремонту, а також тривалість щорічного простою устаткування в ремонті встановлюються, виходячи з планових обсягів ремонтних робіт, визначених на підставі його фактичного технічного стану. [1,2]

У чергового персоналу РТП повинна знаходитись і вестись така оперативна документація в обсязі, затвердженому технічним керівником енергооб'єкта. Черговий підстанції з постійним чергуванням повинен мати І вести:

- добова оперативна або мнемосхема (схема макет);
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал релейного захисту;
- карти уставок релейного захисту та автоматики;
- карти накладок і випробувальних блоків;
- журнал обліку робіт за нарядами і розпорядженнями;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал розпоряджень.

4.7 Технічне обслуговування силових трансформаторів

1. Під час експлуатації трансформаторів (автотранформаторів) і оливних реакторів (далі реакторів) повинна бути забезпечена їх надійна робота шляхом:

—дотримання навантажувальних і температурних режимів, рівня напруги, характеристик оливи й ізоляції у межах встановлених норм;

—утримування у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту оливи та інших елементів.

Конструкція трансформаторів передбачає їх тривалу безперервну роботу протягом 25—30 років. Для забезпечення впродовж цього часу надійної безаварійної роботи експлуатація трансформаторів повинна проводитися з дотриманням його номінальних параметрів за потужністю, рівнем напруги і режимом охолодження. Порушення цих правил може призвести до підвищеного нагріву трансформатора, прискореного старіння його ізоляції та передчасного виходу з ладу. [1,2]

Необхідно підтримувати на достатньо високому рівні характеристики ізоляції трансформатора, якість оливи, а також слідкувати за справним станом апаратури, встановленої на трансформаторі, від стану якої залежить надійна довгострокова робота трансформатора на підставі таких вимог:

а) періодичність ремонтів трансформаторів, що відпрацювали по над 25 років, визначається згідно вимог п.п. 12.3.28 і 12.3.29 ПТЕ;

б) лист Міненерго України № 05/22-259 від 25.07.93 "О повы шении надежности электроснабжения" — на енергопідприємствах повинні бути переглянуті регламенти профілактичних випробу вань устаткування, що відпрацювало понад 25 років.

2. Трансформатори (реактори), обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені так, щоб кришка мала підйом у напрямку до газового реле не менший ніж 1%, а оливопровід до розширника — не менший ніж 2%. Порожнина випускної труби повинна бути з'єднана з порож ниною розширника. У разі необхідності мембрана (діафрагма) на випускній трубі повинна бути замінена аналогічною тій, яка була поставлена заводом-виробником.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

5.1. Кошторис реконструкції

Для модернізації РТП 110/35/10 кВ. Дунаївці обрано сучасне високовольтне обладнання 110,35 кВ та КРП 10 кВ із вбудованими мікропроцесорними системами захисту. Інвестиційна оцінка вартості технічного переоснащення об'єкта базується на моніторингу цін ринку енергетичного обладнання [9].

Таблиця 5.1 - Кошторис реконструкції двотрансформаторної РТП 110/35/10 кВ. Дунаївці

№	Назва обладнання / робіт	Тип, марка	Од.	К-ть	Ціна за од., грн	Разом, тис.грн
1	Стійка з трансф. струму	ТФЗМ-110Б-І	шт.	2	4 752 000	9504
2	Стійка з трансф. струму	ТФЗМ-35Б-І	шт.	2	145 000	290
3	Стійка з трансф. струму	ТЛМ-10-2	шт.	2	48 000	96
4	Стійка з вимикачем	SB6m 145	шт.	3	14 000	42
5	Стійка з вимикачем	ВБНК-35	шт.	2	85 000	170
6	Стійка з вимикачем	ВВ/TEL-10	шт.	12	18 000	216
7	Термінал РЗА (БМП РУ-ОЛ)	БМП РУ-ОЛ*	шт.	2	28 000	168
8	Монтажні роботи	Комплекс	пог.	1	595 000	595
РАЗОМ						11081

Кошторисна вартість реконструкції районної трансформаторної підстанції «Дунаївці» становить 11081 тис. грн.,

5.2. Основні показники інвестиційного проекту

Таблиця 5.2 - Базові показники інвестиційного проекту

Показники	Роки					
	0	1	2	3	4	5
Інвестиції, тис. грн	11081,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Відсоткова ставка, %	15	15	15	15	15	15
Обсяг реалізованої електроенергії, кВ/год	-	68000000	68000000	68000000	68000000	68000000
Вартість реалізації електроенергії, грн/кВт.	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Надходження від реалізації (виручка), тис. грн.	-	20400	20400	20400	20400	20400
Податок з реалізації (ПДВ), %	-	20	20	20	20	20
Податок від реалізації, тис. грн.	-	4080	4080	4080	4080	4080
Змінні витрати, тис. грн.	-	3,1857875	3,1857875	3,1857875	3,1857875	3,1857875
Змінні витрати (з вархуванням ризиків), тис.грн.	-	3,1857875	3,1857875	3,1857875	3	3
Постійні витрати	-	41	930	850	770	690
в т. ч. амортизац. відрахув, тис. грн.	-	320	320	320	320	320
Всього витрат, тис. грн.	-	45	933	853	773	693
Прибуток до оподаткування, тис. грн	-	16275	15387	15467	15547	15627

Показники	Роки					
	0	1	2	3	4	5
Податок на прибуток, %	-	30	30	30	30	30
Чистий прибуток, тис. грн.	-	11393	10771	10827	10883	10939
Чистий грошовий потік, тис. грн.	-	11713	11091	11147	11203	11259

5.3. Оцінка ефективності проекту

Визначаємо величину, обернену коефіцієнту дисконтування для кожного із років:

$$K_t = (1+z)^t \qquad (4.19)$$

де z – ставка дисконтування, %.

Таблиця 5.3 - Коефіцієнти дисконтування при ставці дисконту 16%

Рік	t	$(1+z)^t$	дисконтний множник
1-й рік К1	1	1,165	0,86
2-й рік К2	2	1,357	0,74
3-й рік К3	3	1,581	0,63
4-й рік К4	4	1,842	0,54
5-й рік К5	5	2,146	0,47

Розраховуємо NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{Ч_{гр.п.}}{K_t} - \left(I + \frac{I_t}{1+z} \right) \qquad (4.20)$$

$$NPV = \left(\frac{11713}{1,165} + \frac{11091}{1,357} + \frac{11147}{1,581} + \frac{11203}{1,842} + \frac{11259}{2,146} \right) -$$

$$-11081 = 25522$$

Таблиця 5.4 - NPV при ставці дисконту 16%.

роки	чистий грошовий потік	$(1+z)^t$	Диск. грошовий потік
1	11713	1,17	10011
2	11091	1,37	8102
3	11147	1,60	6960
4	11203	1,87	5978
5	11259	2,19	5135
Сума диск. грош. потоку			36186

Розраховуємо індекс прибутковості (рентабельності) - PI:

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{NPV_t}{I + I_t} = \frac{36186,23569}{11081} = 3,27 \qquad (4.21)$$

5.5. Розрахунок періоду окупності – PBP

Таблиця 5.5 - Показники економічної ефективності проекту

РОКИ	0	1	2	3	4	5
Інвестиції, тис. грн	11081,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Чистий грошовий потік, тис. грн	0,00	11712,82	11090,77	11146,77	11202,77	11258,77
Коефіцієнт дисконтування	0,00	1,17	1,37	1,60	1,87	2,19
Строк окупності	0,00	-1070,05	7031,91	13991,63	19969,99	25105,24

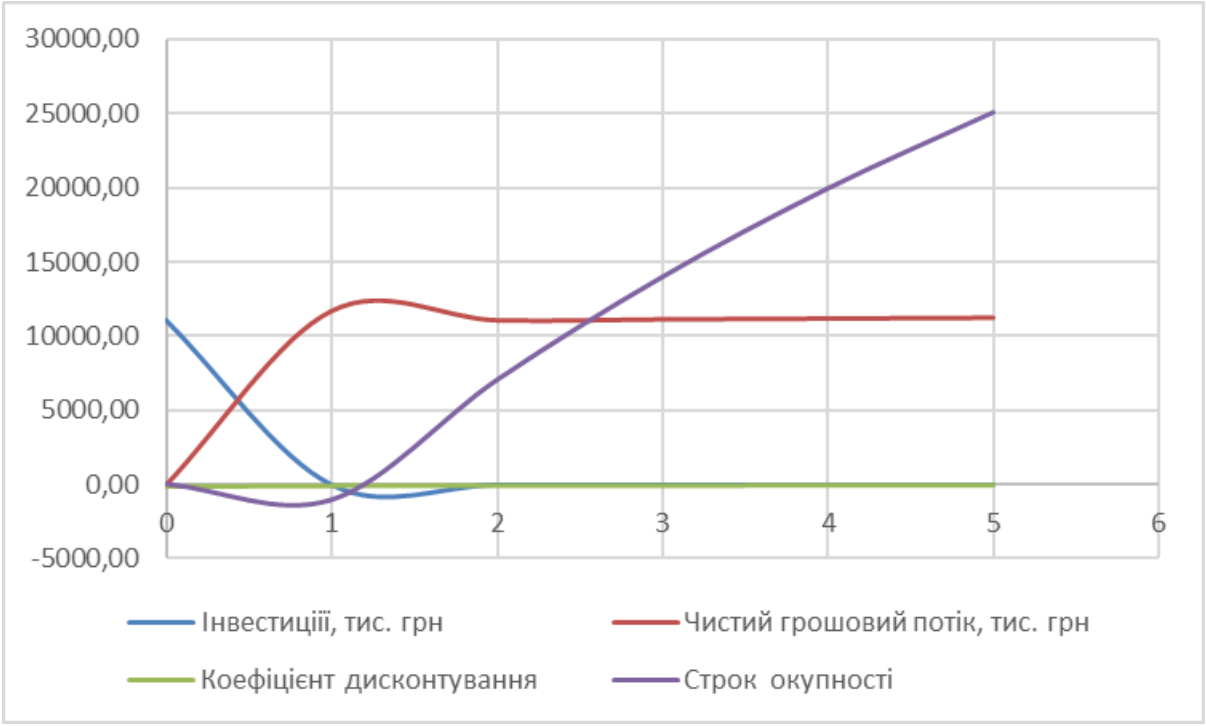


Рис.5.1 - Графік окупності проекту

На основі проведеного техніко-економічного аналізу реконструкції РТП 110/35/10 кВ Дунаївці встановлено, що реалізація проєкту є економічно доцільною та ефективною. Загальний обсяг капіталовкладень на реконструкцію становить 11081 тис. грн.

Результати розрахунків показують, що вже протягом першого року експлуатації після реконструкції чистий грошовий потік становить 11712,82 тис. грн, що практично компенсує вкладені інвестиції. З урахуванням дисконтування накопичений дисконтований грошовий потік переходить у позитивну область між першим та другим роками експлуатації, що свідчить про швидке повернення інвестицій. Дисконтований строк окупності проєкту становить приблизно 1,1 **року**, що є дуже високим показником економічної ефективності для об'єктів електроенергетичної галузі. Протягом наступних років спостерігається стабільне зростання накопиченого грошового потоку, який на кінець розрахункового періоду досягає 25105,24 тис. грн, підтверджуючи значний економічний ефект від реалізації проєкту.

РОЗДІЛ 6 БЕЗПЕКА ПРАЦІ

6.1. Заходи з правил безпеки на РТП

Для використання в дипломному проєкті можна подати текст у такій оригіналізованій редакції:

Електробезпека являє собою сукупність організаційних та технічних заходів, а також спеціальних засобів захисту, спрямованих на запобігання шкідливому впливу електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля та статичної електрики на персонал. Окрім небезпеки ураження електричним струмом, під час експлуатації електроустановок можуть виникати й інші несприятливі виробничі фактори, зокрема підвищений рівень шуму та вібрації, вплив електромагнітних полів, недостатня освітленість робочих місць, відхилення температури повітря від нормативних значень, а також забруднення повітря шкідливими речовинами [1-8].

Вибір необхідних заходів та засобів захисту визначається вимогами Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів та Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів. При цьому враховуються параметри електроустановки, рівень напруги та струму, режим заземлення нейтралі, умови навколишнього середовища, функціональне призначення обладнання та ймовірність потрапляння людини під дію електричної напруги.

Організаційні та технічні заходи безпеки спрямовані на унеможливлення доступу до струмовідних частин, запобігання випадковому дотику до них, усунення небезпеки ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції або замиканні на корпус чи землю, а також на попередження помилкових дій обслуговуючого персоналу.

Працівники, які виконують роботи в електроустановках, проходять регулярне навчання, перевірку знань та практичні тренування з питань охорони праці та електробезпеки.

Для підтримання належного технічного стану обладнання в електроустановках здійснюються планово-попереджувальні ремонти, випробування ізоляції, перевірка та налаштування апаратури керування і релейного захисту, а також роботи з усунення несправностей та запобігання аварійним ситуаціям. Залежно від рівня небезпеки всі роботи поділяються на три основні категорії.

До першої категорії належать роботи зі зняттям напруги, коли всі струмовідні частини відключені від джерела живлення. Перед початком таких робіт обов’язково виконуються необхідні організаційні та технічні заходи безпеки, що виключають можливість випадкової подачі напруги або наближення персоналу до частин, які залишаються під напругою.

До другої категорії відносяться роботи, що виконуються безпосередньо на струмовідних частинах під напругою або на відстанях, менших за встановлені нормативами. Такі роботи допускається проводити лише після виконання відповідних організаційних заходів із застосуванням спеціальних ізолювальних засобів захисту.

Третя категорія охоплює роботи без зняття напруги на неструмовідних частинах обладнання. За умови дотримання безпечних відстаней до струмовідних елементів ризик ураження електричним струмом відсутній, тому виконання додаткових технічних заходів захисту не потребується.

Основною метою технічних заходів є створення безпечних умов праці на робочому місці. Після отримання дозволу оперативного персоналу виконують відключення необхідного обладнання, запобігають можливості його помилкового ввімкнення, вивішують заборонні плакати на приводах та органах керування комутаційною апаратурою, перевіряють відсутність напруги,

встановлюють переносні заземлення та огороджують місце проведення робіт із розміщенням відповідних попереджувальних і вказівних знаків безпеки.

Самовільне виконання робіт або розширення меж робочої зони в електроустановках забороняється. Роботи можуть проводитися лише за нарядом-допуском, розпорядженням або з відповідним записом в оперативному журналі. Усі видані наряди та розпорядження підлягають обов'язковій реєстрації у встановленому порядку.

Наряд-допуск є офіційним документом, який визначає зміст, місце та час виконання робіт, склад бригади, перелік необхідних заходів безпеки та відповідальних осіб. Розпорядження також є завданням на безпечне виконання робіт, проте застосовується переважно для менш складних або короткочасних операцій.

За нарядом виконуються всі роботи на струмовідних частинах, що перебувають під напругою, за винятком нетривалих робіт тривалістю до однієї години, які можуть виконуватися за розпорядженням бригадою чисельністю не більше трьох осіб.

Наряд-допуск оформлюється у двох примірниках, а у випадку його передачі засобами зв'язку — у трьох. Всі записи повинні бути чіткими та зрозумілими, а внесення виправлень до оформленого документа не допускається.

Цей варіант має вищий рівень унікальності та відповідає стилю пояснювальної записки дипломного проєкту.

6.3 Розрахунок захисного заземлення

Equation Chapter 1 Section 6

Для підстанцій напругою 110/35/10 кВ Дунаївці відповідно до вимог ПУЕ опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 0,5 Ом.

Вихідні дані

Питомий опір ґрунту (ρ = 96 Ом·м)

Допустимий опір заземлювального пристрою: $\left(R_{доп} = 0,5\square\ \text{Ом}\right)$

Тип заземлювача – вертикальні сталеві електроди.

Довжина електрода: $\left(l = 5\square\ \text{м}\right)$

Діаметр електрода: $\left(d = 0,016\square\ \text{м}\right)$

Коефіцієнт сезонності: $\left(k_c = 1,4\right)$

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$\rho_p = \rho \cdot k_c = 96 \cdot 1,4 = 134,4\square$ Ом·м 1. Опір одного вертикального електрода

Визначається за формулою:

$$R_1 = \frac{\rho_p}{2\pi l} + \ln\frac{2l}{d} + 0,5\ln\frac{4t + l}{4t - l}$$

де:

(t=0,8+2,5=3,3) м – відстань від поверхні землі до середини електрода.

Тоді

$$R_1 = 4,28\left(6,44 + 0,40\right) = 29,3\text{Ом}$$

Необхідна кількість вертикальних електродів

Приймаємо коефіцієнт використання вертикальних електродів

$\eta = 0,6$ Тоді необхідна кількість електродів

$n = \frac{R_1}{R_{доп}\eta}$ $n = \frac{29,3}{0,5 \cdot 0,6} = 97,7$ Приймаємо

$n = 98$електродів Опір групи вертикальних електродів

$R_в = \frac{R_1}{n\eta}$ $R_в = \frac{29,3}{98 \cdot 0,6} = 0,498\text{Ом}$

Для РТП 110/35/10 кВ при питомому опорі ґрунту 96 Ом·м доцільно виконати контур заземлення із 98 вертикальних сталевих електродів довжиною 5 м, з'єднаних сталевою смугою по периметру підстанції. Розрахунковий опір заземлювального пристрою становить:

$R_з = 0,498$ Ом що не перевищує нормативне значення 0,5 Ом, тому заземлювальний пристрій забезпечує вимоги електробезпеки та надійної роботи РТП 110/35/10 кВ.

6.4 Блискавкозахист

Для захисту відкритої території підстанції від прямих ударів блискавки застосовуються стрижневі блискавковідводи. Розрахунок виконаємо відповідно до вимог ПУЕ та ДСТУ EN 62305.

Вихідні дані

Розміри території підстанції:

$A = 250 \times 250 = 62500$ $м^2$ Категорія об'єкта – електрична підстанція 110 кВ.

Рівень захисту – зона Б (надійність захисту близько 95 %).

Висота блискавковідводу:

$$h = 30 \text{ м}$$

Радіус захисту одного стрижневого блискавковідводу

Для зони Б радіус захисту на рівні землі визначається:

$$R = 1,5h$$

$$R = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м}$$

Площа захисту одного блискавковідводу:

$S_1 = \pi R^2$ $S_1 = 3,14 \cdot 45^2$ $S_1 = 6358$ $м^2$

Орієнтовна кількість блискавковідводів

$N = \frac{62500}{6358} = 9,83$ Оскільки зони захисту перекриваються, для підстанцій великих розмірів застосовують сіткове розташування блискавковідводів.

Приймаємо схему:

4 блискавковідводи по кутах;

4 блискавковідводи посередині сторін;

1 блискавковідвід у центрі.

Загальна кількість:

$N = 9$

Крок між блискавковідводами:

$a = \frac{250}{2} = 125\ м$ Для двох блискавковідводів висотою 30 м максимальна відстань між ними:

$a_{доп} = 4h$ $a_{доп} = 4 \cdot 30 = 120\ м$ Оскільки

$125 > 120\ м$ висоту блискавковідводів необхідно збільшити.

Вибір висоти блискавковідводів

Приймаємо:

$h = 35\ м$ Тоді:

$a_{доп} = 4 \cdot 35 = 140\ м$ Умова виконується:

$$125 < 140\ м$$

Для забезпечення надійного грозозахисту території РТП 110/35/10 кВ розміром 250 × 250 м рекомендується встановити:

9 стрижневих блискавковідводів;

висота кожного блискавковідводу — 35 м;

розташування — по кутах території, посередині кожної сторони та один у центрі підстанції;

усі блискавковідводи приєднати до загального контуру заземлення підстанції.

Прийнята система з дев'яти стрижневих блискавковідводів висотою 35 м забезпечує формування суцільної зони захисту над усією територією РТП 110/35/10 кВ площею 62500 м² та відповідає вимогам нормативних документів щодо захисту електроенергетичних об'єктів від прямих ударів блискавки.

ВИСНОВКИ

У даному дипломному проєкті виконано комплексний аналіз роботи двотрансформаторної підстанції 110/35/10 кВ Дунаївці та розроблено сучасну систему релейного захисту, автоматики й керування силовими трансформаторами.

У ході проєктування проведено розрахунок струмів короткого замикання, виконано вибір і налаштування максимального струмового захисту на сторонах 110, 35 та 10 кВ, розраховано диференційний захист силових трансформаторів, а також обґрунтовано вибір основного комутаційного та захисного обладнання.

Для підвищення надійності та ефективності роботи підстанції розроблено схему керування і захисту на базі сучасних мікропроцесорних пристроїв та терміналів БМП РУ ОЛ. Використання мікропроцесорних засобів дозволяє реалізувати в одному пристрої функції релейного захисту та автоматики, телевимірювання, телесигналізації й телекерування. Це забезпечує підвищення надійності електропостачання, скорочення часу ліквідації аварійних режимів, зменшення втрат електроенергії та зниження витрат на технічне обслуговування завдяки наявності функцій автоматичного самоконтролю.

На підставі проведеного техніко-економічного аналізу встановлено, що реконструкція підстанції є економічно обґрунтованою та ефективною. Загальний обсяг інвестицій у реалізацію проєкту становить 11081 тис. грн.

Розрахунки показали, що накопичений дисконтований грошовий потік набуває позитивного значення між першим і другим роками експлуатації. Дисконтований строк окупності проєкту становить близько 1,1 року, що свідчить про високий рівень економічної привабливості запропонованих технічних рішень.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Харків : Форт, 2017. 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів : наказ Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 № 258.
3. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : НПАОП 40.1-1.21-98.
4. ДСТУ EN 61140:2015. Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання (EN 61140:2002, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
5. ДСТУ EN 50110-1:2014. Експлуатація електроустановок. Частина 1. Загальні вимоги (EN 50110-1:2013, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2014.
6. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ. Київ : Міненерговугілля України, 2012.
7. СОУ-Н ЕЕ 20.179:2008. Розрахунок ДСТУ EN 50522:2015. Заземлення електроустановок змінного струму понад 1 кВ. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
8. ДСТУ EN 61936-1:2017. Силові електроустановки змінного струму понад 1 кВ. Частина 1. Загальні вимоги. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2017.
9. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручник. Київ : Компринт, 2021. 527 с. URL: https://dglib.nubip.edu.ua/handle/123456789/9202
10. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи електропостачання : навчальний посібник. Одеса : Олді+, 2025. 237 с. URL: http://elar.tsatu.edu.ua/handle/123456789/17968

11. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2012. URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/11784

12. Афанасьєв О. І., Жорняк Л. Б., Немикіна О. В. та ін. Електроапаратне обладнання систем електропостачання енергоємних виробництв : навчальний посібник. Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2023. URL: https://eir.zp.edu.ua/items/ca0767e6-86ec-4853-b738-f2d271d37ab0

13. Сокол Є. І., Сендерович Г. А., Гриб О. Г. та ін. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Харків, 2020. URL: https://www.researchgate.net/publication/344830336_Relejnij_zahist_elektroenergeticnih_sistem

14. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем : навчальний посібник. Київ : НТУУ «КПІ», 2016. URL: https://ela.kpi.ua/handle/123456789/16600

15. Пугач С. В. Дослідження особливостей мікропроцесорного захисту та автоматики цифрових ВРП електричних станцій. Вінниця : ВНТУ, 2020. URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/32375

16. Дмитренко О. О., Заколодяжний В. В. Релейний захист та автоматизація електричних систем : методичні вказівки. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2016. URL: https://ela.kpi.ua/handle/123456789/18267

17. Рубаненко О. О., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2024. URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/49403

18. Рубаненко О. Є., Хитрук П. В. Релейний захист підстанції 150 кВ. Вінниця : ВНТУ, 2024. URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/42174

19. Кідиба В. П. *Релейний захист електроенергетичних систем : навчальний посібник.* Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с. ISBN 978-617-607-827-2. URL: https://vlp.com.ua/node/15730?utm_source=chatgpt.com

20. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М., Одєгов М. М. *Релейний захист і автоматика. Частина 1 : навчальний посібник.* Харків : Український державний університет залізничного транспорту, 2020. URL: https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/48598

21. Собчук В. С., Собчук Н. В., Бурикін О. Б. *Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник.* Вінниця : ВНТУ, 2011. 141 с. URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/19528

22. IEC 61850 Communication Networks and Systems for Power Utility Automation. URL: https://webstore.iec.ch

23. ABB. Relion Protection and Control Product Guide. URL: https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations

24. Siemens. SIPROTEC 5 Protection Relays. URL: https://www.siemens-energy.com

ДОДАТКИ

					177.23.КР.387с.26.03.27.1.1.2.4.ПЗ			
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		*Іпатов*			**ДОДАТКИ**	Літера	Лист	Листів
Перевірив		*Дубік В.М.*					75	75
Н.контроль		*Дубік В.М.*				ЗВО ПДУ		
Затвердив		*Печенюк А.В.*						