

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

Інститут Електроенергетики
(інститут)
Електротехнічний факультет
(факультет)
Кафедра електроенергетики
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

Студента Ісаєва Антона Олександровича _____
(ПІБ)

академічної групи 141М-22-1 _____
(шифр)

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

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та _____
електромеханіка _____

(офіційна назва)

на тему Реконструкція електрообладнання трансформаторної підстанції ЛБ-2 35/6
кВ _____

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
Кваліфікаційної роботи	Луценко І.М.			
розділів:				
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина	Луценко І.М.			
Економічна частина	Тимошенко Л.В			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С			

Дніпро
2023

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю.А._____
(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2023 року

**ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню магістра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)**Студенту Ісаєву А.О. академічної групи 141М-22-1
(прізвище та ініціали) (шифр)спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізації¹ _____за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та _____
електромеханіка
(офіційна назва)на тему Реконструкція електрообладнання трансформаторної підстанції ЛБ-2 35/6 кВ
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Зробити детальний аналіз та характеристику існуючого електрообладнання ПС «ЛБ-2» 35/6 кВ	20.10.2023
Основна частина	Технічне переоснащення підстанції з вибором електрообладнання розподільчого пристрою 35 кВ та 6 кВ; Детальне обґрунтування системи релейного захисту та електроавтоматики ПС.	26.10.2023
Економічна частина	Техніко-економічне обґрунтування розроблених технічних рішень щодо технічного переоснащення	10.12.2023

Завдання видано

(підпис керівника)Луценко І.М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.09.2023 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії

19.12.2023

Прийнято до виконання

(підпис студента)Ісаєв А.О.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка 95 с., 7 рис., 18 табл., 1 додаток, 16 джерел, презентація з 12 слайдів.

Ключові слова: СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ, ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ, РЕКОНСТРУКЦІЯ, ВИМИКАЧ, СЕКЦІЯ, КОМІРКА, ШИНА, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ЕКСПЛУАТАЦІЯ.

Об'єкт дослідження: міська підстанція «ЛБ-2» 35/6 кВ.

Мета дипломного проекту: реконструкція підстанції, вибір обладнання що відповідає заданим технічним вимогам, обґрунтування заміни застарілого устаткування закритого розподільного пристрою 35 кВ та закритого розподільного пристрою 6 кВ і впровадження сучасного устаткування.

Актуальність теми: забезпечення для підвищення ефективності використання устаткування і надійності електропостачання споживачів

У вступній частині подано історію розвитку підприємства, характеристику виробничого процесу, технічні характеристики основного встановленого електрообладнання. Поставлені завдання, які необхідно розв'язати в основній частині.

В основній частині проведено порівняльний аналіз основного сучасного комутаційного обладнання, що підлягає заміні, проведено розрахунки рівнів струмів короткого замикання, здійснено вибір основного електрообладнання відкритого розподільного пристрою 35 кВ та закритого розподільного пристрою 6 кВ.

У економічному розділі виконані розрахунки капіталовкладень у реалізацію проекту та економії грошових коштів, яка може бути досягнута шляхом уникнення збитків від завищених експлуатаційних витрат на обслуговування електроустаткування ПС "ЛБ-2" та зниження втрат електроенергії в неефективно працюючих елементах.

ABSTRACT

Explanatory note: 95 pages, 7 figures, 18 tables, 1 attachment, 16 sources, presentation with 12 slides.

Key words: POWER TRANSFORMERS, SUBSTATION, ELECTRICAL EQUIPMENT, RECONSTRUCTION, SWITCH, SECTION, SUBSTATION BAY, BUS SYSTEM, SHORT CIRCUIT, OPERATION.

Object of study: city substation "ЛБ-2" 35/6 kV.

The purpose of the diploma project: reconstruction of the substation, selection of equipment that meets the specified technical requirements, justification of the replacement of outdated equipment of the closed switchgear of 35 kV and the closed distribution device of 6 kV and the introduction of modern equipment.

Relevance of the topic: provision for increasing the efficiency of equipment use and the reliability of electricity supply to consumers

In the introductory part, the history of the development of the enterprise, the characteristics of the production process, and the technical characteristics of the main installed electrical equipment are presented. There are tasks that must be solved in the main part.

In the main part, a comparative analysis of the main modern switching equipment to be replaced was carried out, calculations of short-circuit current levels were carried out, the selection of the main electrical equipment of an open 35 kV switchgear and a closed 6 kV switchgear.

In the economic section, calculations of capital investments in the implementation of the project and financial savings, which can be achieved by avoiding losses from excessive

operating costs for servicing the electrical equipment of the ЛБ-2 substation and reducing electricity losses, were performed. and in inefficiently working elements.

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	3
ВСТУП	10
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	11
1.1 Характеристика АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі»	11
1.2 Загальні відомості про ПС «ЛБ-2».....	15
2. ОСНОВНА ЧАСТИНА	19
2.1. Електротехнічні рішення	20
2.2 Заземлення та блискавкозахист території та обладнання	26
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання	27
2.4 Розрахунок теплового імпульсу дії струмів КЗ	30
2.5 Вибір електроустаткування 35 кВ.....	31
2.5.1 Вибір вимикачів 35 кВ.....	31
2.5.2 Вибір роз'єднувачів.....	33
2.5.3 Вибір трансформаторів струму 35 кВ.....	35
2.5.4 Вибір ошинування 35 кВ.....	38
2.5.5 Вибір обмежувачів перенапруги 35 кВ	39
2.6 Вибір електрообладнання 6 кВ для встановлення на ПС «ЛБ-2».....	41
2.6.1 Вибір вимикачів	41
2.6.2 Вибір трансформаторів струму на стороні 6 кВ.....	44
2.6.3 Вибір трансформаторів напруги.....	48
2.6.4 Вибір трансформаторів потреб підстанції.....	49
2.6.5 Вибір запобіжників для захисту ТН.....	51
2.6.6 Вибір шин 6 кВ.....	53

2.5 Релейний захист, автоматика і управління	57
2.5.1 Нові пристрої РЗА, автоматики і управління будуть наступні.....	57
2.5.2 Система центральної сигналізації (ЦС) підстанції.....	60
2.5.3 Пристрої РЗА і управління трансформатора 35/6 кВ.....	61
2.5.4 Пристрої РЗА і управління секційного вимикача 35 кВ (СВ-35 кВ).....	63
2.5.5 Пристрої РЗА і управління секційного вимикача 6 кВ (СВ-6 кВ).....	63
2.5.6 АВР-6 кВ.....	64
2.5.7 Пристрої РЗА і управління лінії 6 кВ (Л-6 кВ).....	64
2.5.8 Вторинні кола ТН-35 кВ для кожної з.ш. 35 кВ.	65
2.5.9 Вторинні кола ТН-6 кВ для кожної с.ш. 6 кВ.	65
2.5.10 Автоматичне частотне розвантаження (АЧР).....	66
2.5.11 Оперативне блокування високовольтних апаратів 35 і 6 кВ (ОБР).....	66
2.5.12 Логічний захист шин 6 кВ (ЛЗШ-6 кВ).....	66
2.5.13 Пристрій резервування відмови вимикачів 6 кВ (ПРВВ-6 кВ).....	66
2.5.14 Захисти від дугових замкнень у КРПЗ-35 і 6 кВ (ЗДЗ-35 і 6 кВ) клапанного типу.....	67
2.5.15 Пристрої визначення ліній 6 кВ з однофазним замкненням на землю (ЗНЗ-6 кВ).	67
2.5.16 Лічильники для обліку приєднань:	67
2.5.17 Розрахунки релейного захисту та електроавтоматики	68
4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	83
3.1 Розрахунок капітальних витрат.....	83

3.2	Визначення експлуатаційних витрат	87
3.2.1	Розрахунок амортизаційних відрахувань	87
3.2.2	Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	89
3.2.3	Єдиний соціальний внесок.....	91
3.2.4	Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт	91
3.2.5	Інші витрати.....	92
	Висновки по розділу	92
	ВИСНОВОК	94
	Перелік посилань	95
	ДОДАТОК А	97

ВСТУП

На сьогодні для електроенергетичного комплексу країни існує маса проблем, пов'язаних з його функціонуванням. Особливо актуальними постають питання ефективності роботи мереж і систем з позицій енергетичної ефективності, надійності та безперебійності електрозабезпечення споживачів.

Ця проблема спричинена комплексом негативних факторів, таких як: масове старіння електромережових об'єктів і устаткування, що призводить до значного збільшення витрат на підтримку їх працездатності, підвищеному використанню техніки, конструкцій, матеріалів при обслуговуванні, збільшенню чисельності обслуговуючого персоналу для проведення планових і позапланових оглядів, поточних або капітальних ремонтів. Закладений ресурс номінальних характеристик обладнання є суттєво завищеним як через похибки в обчисленні розрахункових потужностей та вибір обладнання зі значним запасом, так і внаслідок зміни режимів електроспоживання, зменшення кількості потужних виробництв, деіндустріалізацію економіки України і перехід до невеликого високотехнологічного бізнесу. Ситуація ускладнюється тим, що ряд устаткування характеризується станом підвищеної аварійності і вимагає заміни. Тому важливо обирати устаткування, що максимально відповідає технічній потребі. Така ситуація справедлива і для підстанції "ЛБ-2" 35/6 кВ. Електроустаткування підстанції вимагає заміни на більш сучасне з метою підвищення ефективності її роботи. Це завдання доцільно вирішити у даній роботі

1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Характеристика АТ ДТЕК «Дніпровські електромережі»

Історія підприємства

У 1931 році, було розпочато будівництво електричних мереж 35 і 154 кВ «Західного кільця» в м. Дніпропетровську. У перший пусковий комплекс по будівництву були включені 4 підстанції 154 кВ і 2 підстанції - 35 кВ, а також повітряні ЛЕП 35 - 154 кВ загальною протяжністю 124 км.

У жовтні 1932 р. з пуском першої черги Дніпрогесу були введені в експлуатацію в Дніпропетровську лінії електропередачі напругою 154 кВ.

У 1933 році була введена в експлуатацію підстанція «К. Лібкнехта », розташована на території заводу, лінія електропередачі «Вузлова »-« К. Лібкнехта », підстанції 35 кВ « Міська », « Комінтерн » і лінії електропередачі до них.

У 1935 році заробила ЛЕП в 150 кВ, яка зв'язала в єдине кільце підстанції «Вузлова», «Петрівка», «К. Лібкнехта ». Тим самим було покращено електропостачання найбільших металургійних заводів і м. Дніпропетровська.

05 липня 1935 року Енергокомбінат реорганізується в Дніпровське районне управління «Дніпроенерго». До його складу входили лінії електропередачі загальною протяжністю 300 км; 6 - трансформаторних

підстанцій з встановленою потужністю 293 тис. КВА.

На початок 1941 року в Дніпропетровському мережевому районі в експлуатації налічувалося 9 підстанцій, 35 - 154 кВ із загальною встановленою трансформаторною потужністю 318,7 тис. КВА, ліній електропередачі 35 - 154 кВ загальною протяжністю 304 км.

Після окупації відновлювальні роботи в Дніпропетровську почалися 25 жовтня 1943 р., в день звільнення міста. Незважаючи на те, що аварійно-відновлювальні роботи проводились в дуже важких умовах, місто отримало електроенергію.

Післявоєнне відновлення електричних мереж мережевого району було повністю закінчено до 1950 р., подальший розвиток мереж проходило відповідно до п'ятирічного плану капбудівництва. З 1950 р. по 1960 рр. було введено в експлуатацію 6 нових підстанцій 150/35 кВ.

16 січня 1968 року Дніпропетровський мережевий район наказом №16 РЕУ «Дніпроенерго» було перейменовано в Дніпропетровське підприємство високовольтних електричних мереж, а в 1970 р. до складу підприємства увійшли Дніпродзержинська та Павлоградська міськелектромережі.

У 70 - 90 роках енергопостачальне підприємство в своєму розвитку піднялося на якісно нову ступінь. Підприємство розвивалося, нарощуючи встановлену потужність трансформаторів, замінюючи застаріле, фізично

зношене обладнання, освоюючи, вводячи в експлуатацію нові пристрої телемеханіки, комп'ютерну техніку.

У 1995 році, за наказом Міністерства енергетики України, мережі та ПС 330 - 750 кВ були передані на баланс Національного центру електропередачі України. Всього було передано 4 ПС 330 кВ (ДДЗ, «Прометей», ДП 330, ВДГМК - 1) і ПС 750 кВ «Дніпровська» із загальною встановленою потужністю 4 648 МВА, ліній електропередачі 330 - 750 кВ протяжністю 459 км.

З 30 жовтня 1998 р ДАЕК «Дніпрообленерго» перейменована в Відкрите акціонерне товариство «Енергопостачальна Компанія» Дніпрообленерго ».

Відповідно до вимог Закону України «Про акціонерні товариства» від 17.09.2008 №514-VI та на виконання рішення Загальних зборів акціонерів від 31.03.2011, відкрите акціонерне товариство «Енергопостачальна Компанія» Дніпрообленерго »перейменовано в Публічне акціонерне товариство« Енергопостачальна Компанія «Дніпрообленерго ».

У квітні 2012 року ПАТ «Дніпрообленерго» увійшло в найбільший енергетичний холдинг України - компанію ДТЕК. 26 червня 2012 року на зборах акціонерів ПАТ «Дніпрообленерго» було перейменовано в ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго».

У квітні 2018 року загальні збори акціонерів ПАТ «ДТЕК

Дніпрообленерго» прийняло рішення про перейменування товариства в АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі», а 21 травня 2018 року відбулася реєстрація нового найменування підприємства. З цієї дати послуги з розподілу та постачання електроенергії мешканцям Дніпропетровської області почав надавати вже АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» [1].

ОСР – аббревіатура від «оператор системи розподілу». Після реформи ринку електроенергії так називають звичні нам обленерго. З 1 січня 2019 року, відповідно до закону «Про ринок електричної енергії», функції оператора системи розподілу в Дніпрі виконує ДТЕК Дніпровські електромережі.

Оператор системи розподілу відповідає за:

- якість і надійність електропостачання;
- управління системою розподілу електроенергії всім абонентам регіону;
- обслуговування та ремонт ліній електропередач, підстанцій та інших енергооб'єктів;
- приєднання до електромереж нових споживачів;
- встановлення лічильників і фіксацію їхніх показань.

При цьому оператор системи розподілу не продає електроенергію клієнтам і не виставляє за неї рахунки. У нових умовах енергетичного ринку це роблять компанії-постачальники.

1.2 Загальні відомості про ПС «ЛБ-2»

Відповідно до розрахунків та ст. 32 Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» об'єкт відноситься до класу наслідків (відповідності) СС2.

Територія будівництва ПС 35/6 кВ розташована у II кліматичному районі з наступними розрахунковими характеристиками умов будівництва:

- розрахункове значення ваги снігового покриву для 4 району (по ДБН В.1.2-2:2006) - 1,37 кПа;
- нормативне значення вітрового тиску для 3 району (по ПУЕ) - 0,47 кПа;
- III район по ожеледі з товщиною стінки ожеледі (по ДБН В.1.2-2:2006) - 19 мм;
- нормативна глибина промерзання ґрунтів: для суглинків - 0,76 м; для супісків та пісків - 0,93 м;
- сейсмічність майданчика будівництва - 6 балів;
- середньорічна температура повітря становить плюс 8,7°C. Середньомісячна температура січня - мінус 2° - 6°C, липня - плюс 21° -23°C. Абсолютний мінімум - мінус 32° - мінус 42°C, абсолютний максимум - плюс 39-41°C.;
- середньорічна тривалість гроз - від 60 до 80 годин.

Для покращення надійності передачі та розподілу електричної енергії в електромережі 35 та 6 кВ у північно-східному районі міста Дніпро проектом передбачається реконструкція існуючої підстанції 35/6 кВ «ЛБ-2», що знаходиться за адресою: м. Дніпро, вул. Бережна, 265 б.



Рисунок 1.1 – Розміщення підстанції «ЛБ-2»

На підстанції встановлено і знаходиться в експлуатації наступне основне електроустаткування.

Відкритий розподільний пристрій ВРП-35:

- 2 силових трансформатори ТДНС-10000-35/6 з номінальною потужністю 10000 кВА;

- Масляні вимикачі на стороні вищої напруги 35 кВ трансформатора, які є функціонально застарілими, мають підвищені експлуатаційні витрати – ВТ-35-800(600) та С-35-630-10;
- Роз'єднувачі типу РЛНД-2-35-600;

Розподільчий пристрій зовнішнього встановлення (КРПН-6 кВ):

- Типи комірок – К-6У та КРН-10У-1
- Масляні вимикачі ВМГ-10-630
- Трансформатори струму ТВЛМ та ТПЛ з коефіцієнтом трансформації 300/5, 200/5, 1000/5
- Запобіжники ПКТ-10
- Роз'єднувачі типу РВЗ-10-600

На рисунку 1.2. наведено однолінійну схему підстанції «ЛБ-2», на якій відображено номенклатуру основного обладнання та схему електричних з'єднань 35/6 кВ.

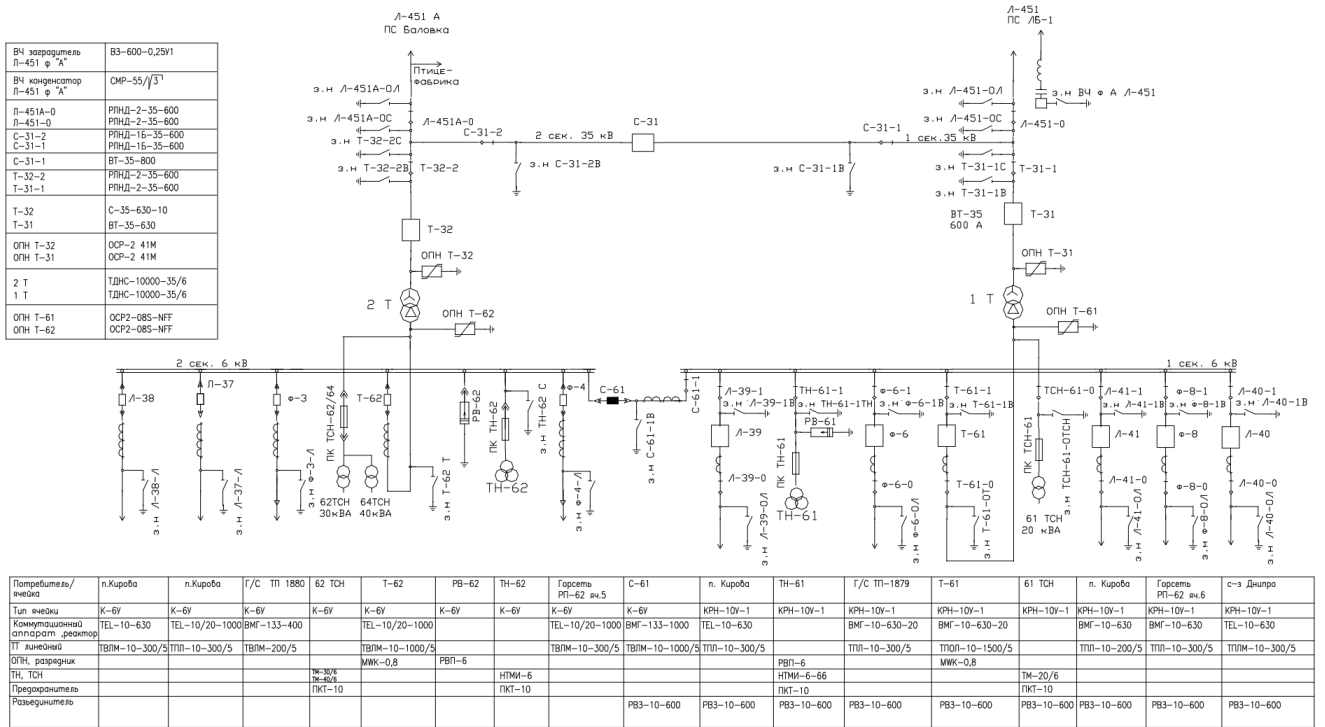


Рисунок 1.2 – Однолінійна схема підстанції «ЛБ-2» з застарілим обладнанням

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

Рекомендації з технологічного проектування підстанцій визначають основні положення з проектування ПС та перемикальних пунктів (ПП) змінного струму з вищою напругою 35-750 кВ, включаючи ПС та розподільні пристрої (РП) заводського виготовлення.

Під час проектування підстанцій має забезпечуватися:

- надійне та якісне електропостачання споживачів;
- Впровадження передових проектних рішень, що забезпечують відповідність всього комплексу показників підстанцій сучасного світового технічного рівня.
- Дотримання вимог екологічної безпеки та охорони навколишнього середовища.
- ремонтпридатність обладнання та конструкцій, що застосовується.
- передові методи експлуатації, безпечні та зручні умови праці експлуатаційного персоналу.

Обсяг технічного переозброєння та реконструкції підстанції визначається на підставі документів, підготовлених за результатами повного обстеження та оцінки технічного стану підстанції та затверджених у встановленому порядку.

При проектуванні технічного переозброєння та реконструкції підстанцій усуваються дефекти, несправності та пошкодження обладнання, конструкцій, пристроїв, схем, будівель, споруд, а також змінюються всі технічні рішення, які не відповідають чинним нормативам або були причиною відмови під час експлуатації підстанцій.

Працездатність обладнання та конструкцій, що залишаються для подальшої експлуатації, у необхідних випадках підтверджується проведенням відповідних випробувань.

2.1. Електротехнічні рішення

Згідно із завданням на проектування, проектом передбачається:

- для забезпечення переходів «ПЛ-КЛ» на вводах ПЛ-35 кВ на територію підстанції встановлюються два блоки кабельних муфт 35 кВ з ОПН зовнішнього встановлення типу Б35Б-96-У1;
- заміна існуючого обладнання ВРП-35 кВ на нове, що виконано на базі комплектного блочно-модульного розподільчого пристрою 35 кВ закритого типу (КРПЗ-35 кВ). Проектом передбачені комірки типу КУ-35;
- встановлення нового загальнопідстанційного пункту керування (ЗПУ), який передбачається як окреме блочно-модульне приміщення, суміщене з КРПЗ-35 кВ;
- заміна існуючого розподільчого пристрою зовнішнього встановлення (КРПН-6 кВ) на новий комплектний блочно-модульний розподільчий пристрій 6 кВ закритого типу (КРПЗ-6 кВ). Проектом передбачені комірки типу КУ-10С;
- заміна існуючих силових трансформаторів 35/6 кВ, потужністю 10000 кВА кожний, на нові силові двообмоточні трансформатори типу ТДНС-16000/35 У1, з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла, з пристроєм РПН $\pm 8 \times 1,5\%$;

- прокладання кабелів 6 кВ від КРПЗ-6 кВ до опор існуючих ПЛ-6 кВ (замість існуючих прогонів ПЛ), із встановленням і підключенням роз'єднувачів-заземлювачів та ОПН на цих опорах, з муфтуванням і підключенням кабелів;
- перепідключення існуючих кабелів 6 кВ до нових лінійних комірок 6 кВ;
- заміна кабелю 6 кВ до існуючого трансформатору ТВП-64, з його підключенням

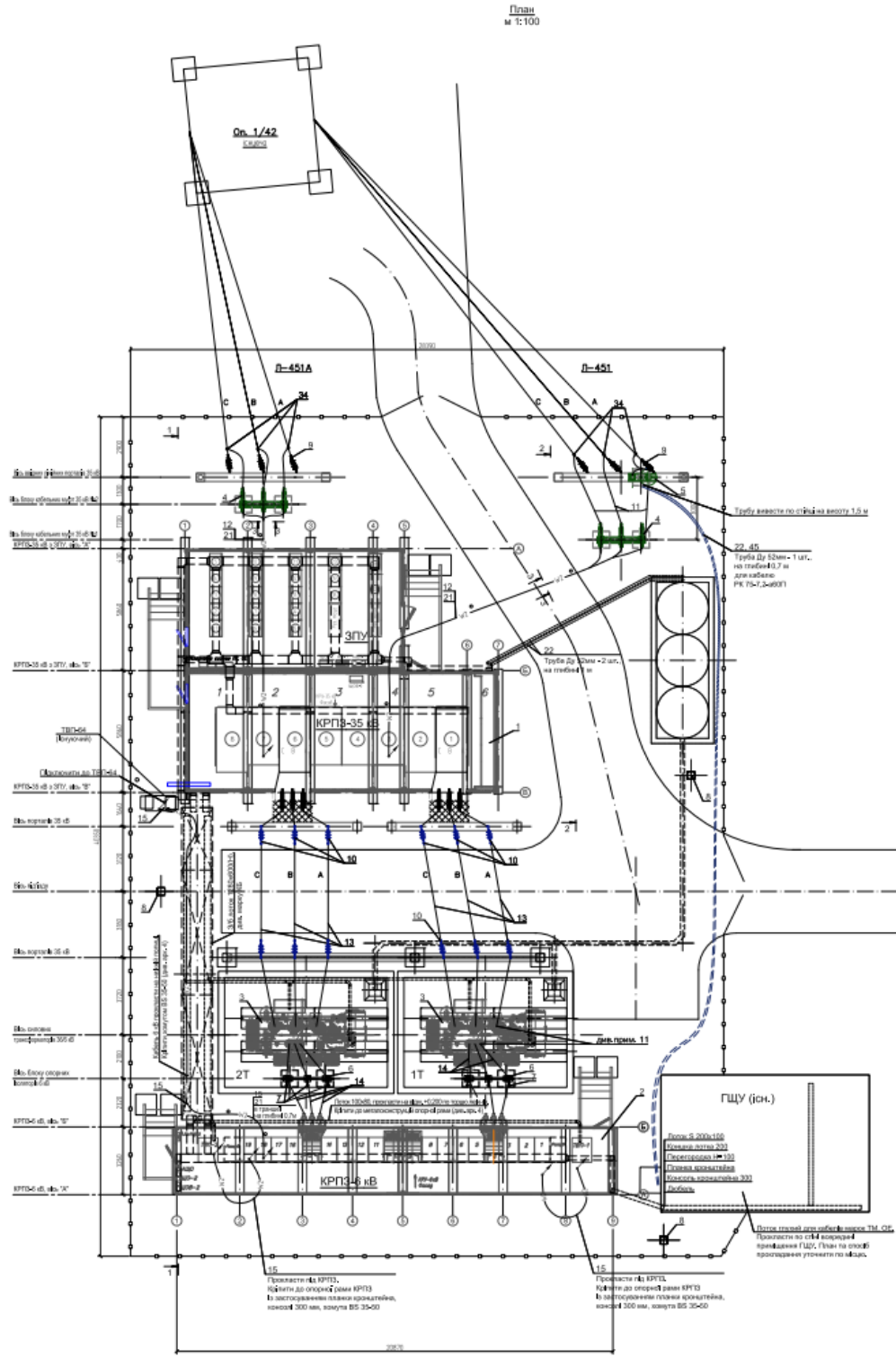


Рисунок 2.1 - План підстанції «ЛБ-2»

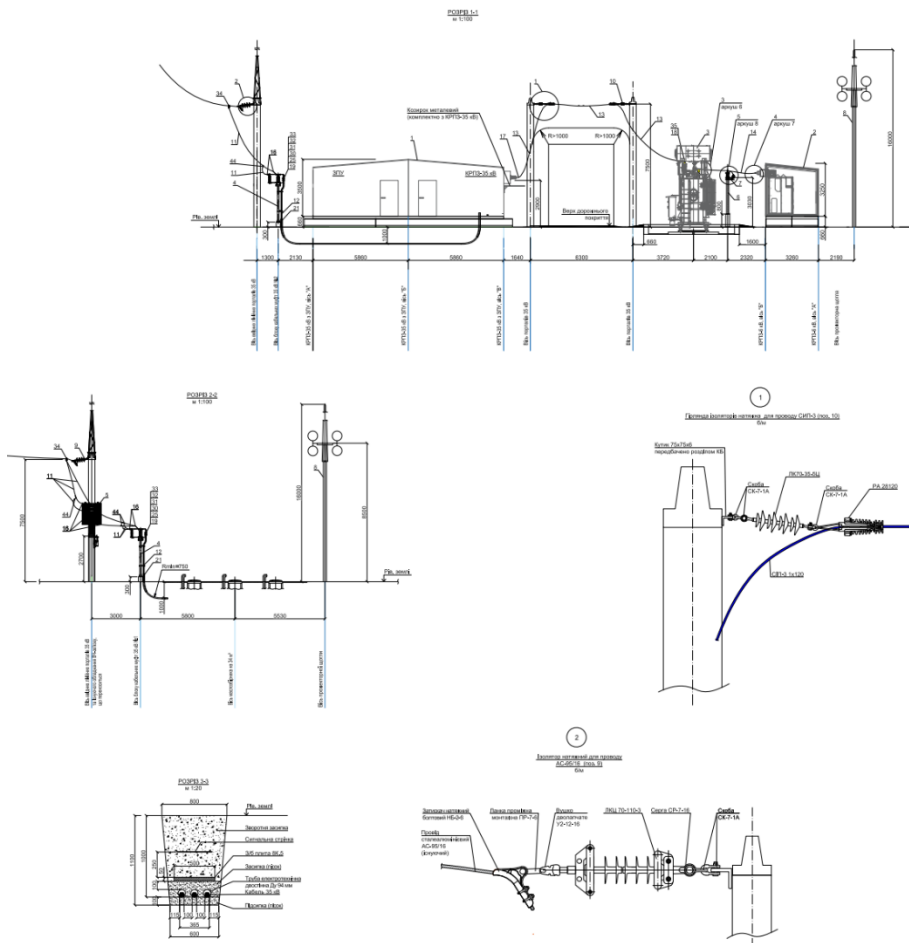


Рисунок 2.2 - Розріз до плану ПС«ЛБ-2»

КРПЗ-35 кВ

РУ-35 кВ передбачена з двома секціями збірних шин та міжсекційним вакуумним вимикачем, з АВР; з шинними роз'єднувачами на вводах; з вакуумними вимикачами на лініях, що відходять до понижуючих трансформаторів 35/6 кВ.

Комірки РУ-35 - двостороннього обслуговування з викотними елементами, на яких встановлено вимикачі.

Специфікація

Поз.	Позначення	Найменування	Кільк.	Маса	Примітка
1	203.04.04.01.01	Відділення управління	- 1 - 1	18000	Відділення управління
2	203.04.04.01.02	Відділення управління	- 1 - 1	18000	Відділення управління
3	203.04.04.01.03	Відділення управління	- 2 - 2	28000	Відділення управління
4	203.04.04.01.04	Відділення управління	- 2 - 2	28100	Відділення управління
5	203.04.04.01.05	Відділення управління	- 1 - 1	18000	Відділення управління
6	203.04.04.01.06	Відділення управління	- 2 - 2	28000	Відділення управління
7	203.04.04.01.07	Відділення управління	- 1 - 1	18000	Відділення управління
8	ВМД 304 217	Відділення управління	- 4 - 4	100	Відділення управління
9	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 2 - 2	100	Відділення управління
10	ТУ У 34.001.0044.005.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
11	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
12	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
13	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
14	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
15	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
16	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
17	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
18	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
19	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
20	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
21	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
22	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
23	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
24	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
25	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
26	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
27	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
28	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
29	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
30	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
31	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
32	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
33	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
34	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
35	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
36	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
37	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
38	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
39	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
40	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
41	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
42	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
43	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
44	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління
45	ТУ У 34.001.0044.006.46	Відділення управління	- 1 - 1	100	Відділення управління

Лінії вводів КРПЗ-35 кВ - кабельні; лінії, що відходять - повітряні.

Релейний захист ліній передбачено на базі мікропроцесорних пристроїв РЗА типу REF630, RET650, REU615, виробництва ф. АВВ. Пристрої РЗА встановлені в окремих шафах, що розміщуються в загальному пункті управління (ЗПУ).

Оперативний струм - постійний 220 В.

Дуговий захист комірок виконано клапанного типу.

КРПЗ-6 кВ

РУ-6 кВ передбачена з двома секціями збірних шин та міжсекційним вимикачем, з АВР. На вводах, СВ та лініях, що відходять, передбачені вакуумні вимикачі.

Комірки РУ-6 кВ - "касетного" типу. Обслуговування комірок - одностороннє.

Релейний захист ліній виконано на базі мікропроцесорних пристроїв РЗА типу REF615, REU, виробництва фірми АВВ.

Оперативний струм - постійний 220 В.

Дуговий захист виконано клапанного типу.

У ввідних комірках передбачено перефазування.

У складі КРПЗ-6 кВ передбачені два трансформатори власних потреб 6/0,4 кВ, потужністю 63 кВА кожний, з литою ізоляцією, типу ТСЗЛУ-63-6/0,4 УЗ.

Щити власних потреб та постійного оперативного струму для електрообладнання об'єкту розміщуються в ЗПУ.

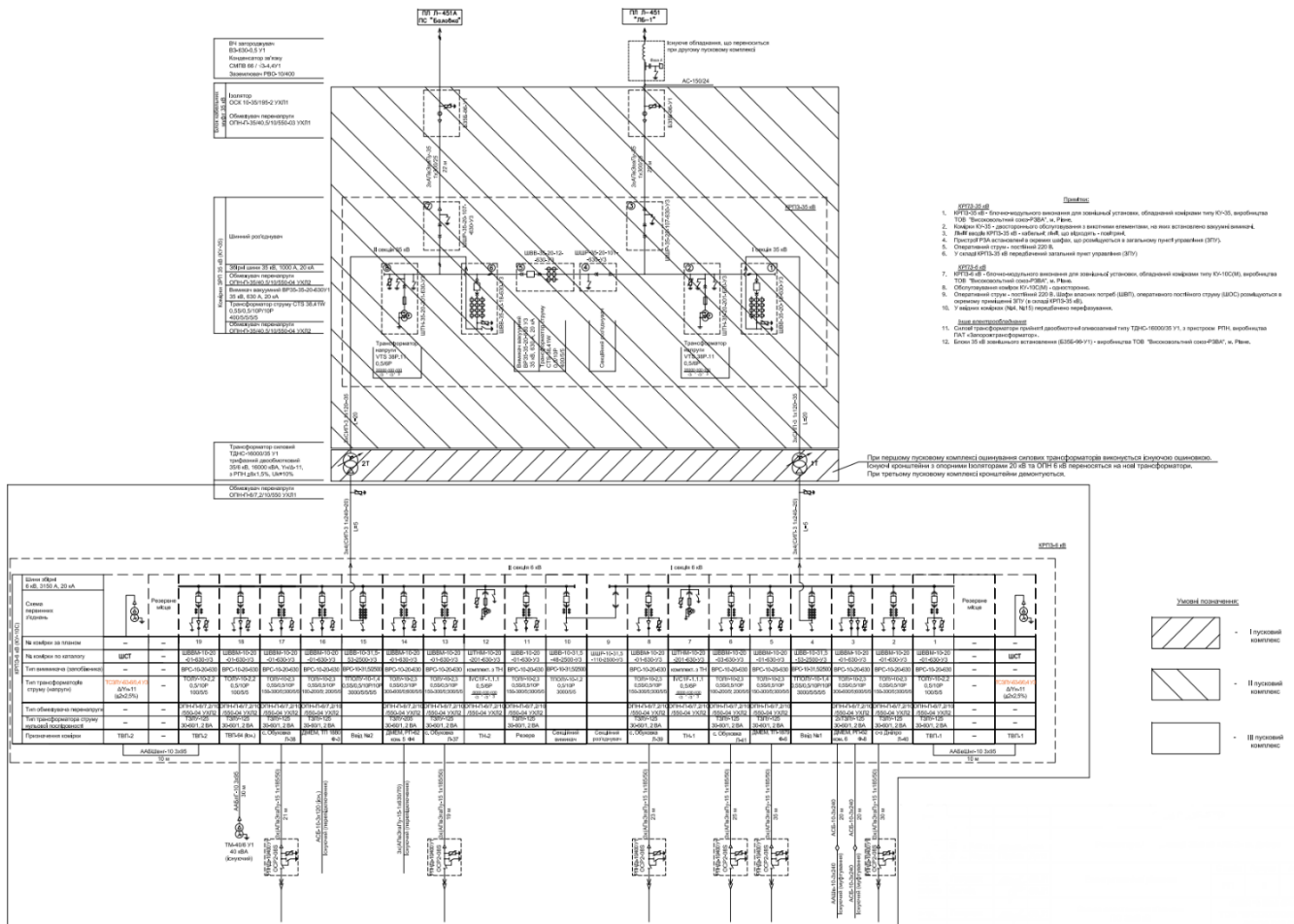


Рисунок 2.3 – Однолінійна схема підстанції «ЛБ-2» з новим обладнанням

Для силових з'єднань зовнішніх блоків кабельних муфт 35 кВ з КРПЗ-35 – проектом передбачені одножилінні кабелі 35 кВ з алюмінієвою жилою, з ізоляцією зі ЗПЕ, що прокладаються в траншеях.

Силові з'єднання КРПЗ-35 – силові трансформатори – КРПЗ-6 – виконано ізольованими однофазними проводами типу СІП-3

2.2 Заземлення та блискавкозахист території та обладнання

Технічні заходи із захисту устаткування сприяють одночасно і захисту персоналу від дії небезпечних природних та техногенних явищ.

Територія підстанції, її будівля і споруди захищаються від прямих ударів блискавки системою блискавковідводів.

В комірках 35 кВ, 6 кВ, та на ВРП 35 кВ встановлюються обмежувачі перенапруги.

Для захисту персоналу від ураження електричним струмом передбачено захисні заходи та система захисного заземлення.

Заземлення та блискавкозахист об'єкту виконано згідно вимог ПУЕ та ДСТУ EN 62305:2012. Блискавкозахист блоків 35 кВ зовнішнього встановлення, силових трансформаторів 35/6 кВ та порталів виконується:

- стрижньовими блискавковідводами БВ-1, БВ-2, БВ-3, що встановлюються окремо на прожекторних щоглах ПЩ-1, ПЩ-2, ПЩ-3 відповідно;
- стрижньовими блискавковідводами БВ-4, БВ-5 що встановлюються на ввідних лінійних порталах 35 кВ.

Спуски проводів від кінцевої опори ПЛ-35 кВ (№1/42) до ввідних лінійних порталів об'єкту захищаються від прямих ударів блискавки (ПУБ) грозозахисними тросами, що підвішуються між опорою № 1/42 та тросостійками нових ввідних лінійних порталів.

Надійність захисту від ПУБ прийнята 0,99.

Захист КРПЗ-35 кВ з ЗПУ та КРПЗ-6 кВ від ПУБ виконується шляхом заземлення їх металевих рам, що мають нероз'ємне і надійне з'єднання з металевою покрівлею, згідно ПУЕ. Заземлювач підстанції виконаний з вертикальних електродів круглого перерізу, з'єднаних горизонтальною сталевією смугою, що утворює замкнений контур.

Опір розтіканню струму на землю заземлювача становить не більше 4 Ом в будь-яку пору року. Для запобігання ураженню електричним струмом виконані заходи по захисному заземленню та вирівнюванню потенціалів, згідно ПУЕ.

Для захисту кабельних вставок 35 кВ та 6 кВ від грозових перенапруг - на ввідних блоках кабельних муфт передбачені обмежувачі перенапруг (ОПН).

Для захисту електрообладнання і кабельного господарства 35 кВ та 6 кВ від комутаційних перенапруг - на шинах та лініях, що відходять РУ-35 кВ та РУ-6 кВ, встановлені ОПН.

На території об'єкту передбачені місця для заземлення пересувної пожежної техніки.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

При виборі розрахункової схеми визначення струмів короткого замикання виходимо з умов тривалої роботи електроустановки.

Розрахункові струми КЗ визначено з умови знаходження максимальних струмів КЗ, які протікають через відповідні провідники та електричні апарати.

За даними релейної служби АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» величина потужності КЗ на шинах 35 кВ ПС «ЛБ-2» становить 600 МВА, тобто, враховуючи лише струм від системи маємо:

- періодична складова струму КЗ:

$$I_{\text{П0.с}} = \frac{S_{\text{К}}}{\sqrt{3} \cdot U_{1\text{ср}}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 38} = 9,1 \text{ кА},$$

- періодична складова струму КЗ для будь-якого моменту часу від системи необмеженої потужності залишається незмінною

$$I_{\text{Пт.с}} = I_{\text{П0.с}} = 9,1 \text{ кА},$$

Залежно від місця КЗ матимемо різні значення постійного часу згасання аперіодичної складової та ударного коефіцієнта. Ці значення наведено нижче.

Таблиця 2.1- Час згасання аперіодичної складової та ударного коефіцієнта

Значення T_a и K_y		
Місце КЗ	T_a , с	K_y
Шини високої напруги 35 кВ	0,085	1,4
Шини 6 кВ із трансформаторами 16 МВА	0,06	1

Ударний струм КЗ (найбільший пік):

$$i_y = K_y \cdot I_{\text{П01}} \cdot \sqrt{2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 9,1 = 18 \text{ кА},$$

Приймаємо попередньо на стороні 35 кВ вакуумні вимикачі типу ВР35-35-20-630У1, які мають такі характеристики за часом спрацьовування:

- Власний час відключення $t_{cv} = 25$ мс;

- Повний час відключення $t_{пв} = 40$ мс;

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau 1} = \sqrt{2} \cdot I_{п01} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,5 \cdot e^{\frac{-0,035}{0,085}} = 5,74 \text{ кА},$$

де $\tau = t_{cv} + t_{pz.min} = 0,025 + 0,01 = 0,035$ с;

$t_{pz.min} = 0,01$ с – найменший час спрацьовування релейного захист

τ - найменший час від початку КЗ до розходження контактів вимикача.

Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 6 кВ

$$I_{баз2} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3}U_{cp2}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 54 \text{ кА},$$

Опір двообмоткового трансформатора:

$$X_{*T} = \frac{2u_k \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_{HT} \cdot 10^{-3}} = \frac{2 \cdot 6,3 \cdot 600}{100 \cdot 16000 \cdot 10^{-3}} = 4,7,$$

Сумарний опір до точки КЗ:

$$X_{*\Sigma} = X_{*C} + X_{*T} = 1 + 4,7 = 5,7,$$

Періодична складова струму КЗ від системи:

$$I_{п0} = \frac{I_{баз2}}{X_{*\Sigma}} = \frac{54}{5,7} = 9,4 \text{ кА},$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau 2} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau 2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 9,4 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,06}} = 5,9 \text{ кА} \quad ,$$

Найбільший пік струму КЗ визначаємо:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I_{\Pi 0} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 9,4 = 13,2 \text{ кА},$$

2.4 Розрахунок теплового імпульсу дії струмів КЗ

Для виконання перевірки комутаційних апаратів, шин та кабелів на термічну стійкість визначаємо тепловий імпульс струму короткого замикання B_K .

Тепловий імпульс визначається для кожної з точок КЗ розрахункової схеми. При цьому на різних рівнях встановлено певний час дії релейного захисту:

- вступні вимикачі на стороні 35 кВ: $t_{pz} = 1 \text{ с};$
- вступні вимикачі на стороні 6 кВ: $t_{pz} = 0,6 \text{ с};$
- поодинокі приєднання споживачів: $t_{pz} = 0,01 \text{ с}.$

Також враховуємо повний час відключення вимикачів на даному рівні та час згасання аперіодичної складової струму КЗ. Розрахуємо тепловий імпульс точки КЗ. Попередньо приймаємо до встановлення на стороні 35 кВ вакуумні вимикачі типу ВР35-35-20-630У1 з $t_{пв} = 0,04 \text{ с}$, а на стороні 6 кВ вакуумних вимикачів типу ВРС-10-20-630 з $t_{пв} = 0,055 \text{ с}$.

$$B_{K1} = I_{\Pi 01}^2 \cdot (T_{откл1} + T_{a1}) = 9,1^2 \cdot (1,04 + 0,085) = 93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $T_{a1} = 0,085 \text{ с}; T_{откл} = t_{pz} + t_{пв} = 1 + 0,04 = 1,04 \text{ с}$ – час дії струму КЗ, що складається з повного часу відключення вимикача та часу дії основного релейного захисту.

Аналогічно знаходимо тепловий імпульс для точки К2:

$$B_{K2} = I_{\Pi 02}^2 \cdot (T_{откл2} + T_{a2}) = 9,4^2 \cdot (0,64 + 0,06) = 60,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Для приєднань тепловий імпульс буде наступним:

$$W_{\text{к.пр}} = I_{\text{П02}}^2 \cdot (T_{\text{отклЗ}} + T_{\text{аз}}) = 9,4^2 \cdot (0,05 + 0,05) = 8,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

2.5 Вибір електроустаткування 35 кВ

2.5.1 Вибір вимикачів 35 кВ

На підстанції «ЛБ-2» в рамках реконструкції ВРУ передбачаємо встановлення двох вступних елегазових високовольтних вимикача на стороні 35 кВ замість блоків відокремлювач-короткозамикач. Проведемо розрахунок необхідних параметрів для обґрунтованого вибору даного обладнання.

Розрахункові струми для вибору вимикачів та перевірка їх на електродинамічну та термічну стійкість визначаються для найважчих умов, які можливі під час експлуатації.

Розрахункові струми вимикачів, виходячи з потужності трансформатора на лініях введення на стороні ВН:

1. нормальний режим

$$I_{\text{рн1}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3}U_1} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 184,2 \text{ А}$$

2. форсований режим

$$I_{\text{рФ1}} = 2 \cdot I_{\text{рн1}} = 2 \cdot 184,2 = 369,5 \text{ А},$$

Електричні апарати, шини та кабелі повинні забезпечувати надійну роботу не тільки в робочих режимах, але і бути стійкими до струмів КЗ. Загальними умовами вибору електроустаткування є вибір за номінальною напругою та струмом. При виборі обладнання враховується, що максимальна робоча напруга може перевищувати номінальну на 15 – 20%.

Умови вибору вимикачів:

1. за номінальною напругою:

$$U_H \geq U_{уст} ,$$

$$35 = 35 \text{ кВ} - \text{умова виконується};$$

2. за номінальним струмом:

$$I_H \geq I_{рф} ,$$

$$630 \text{ А} > 369,5 \text{ А} - \text{умова виконується};$$

3. за струмом відключення:

$$I_{отк.ном} \geq I_{нт} ,$$

$$20 \text{ кА} > 9,1 \text{ кА} - \text{умова виконується};$$

4. перевірка по повному струму відключення:

$$\sqrt{2} I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100} \right) \geq \sqrt{2} I_{нт} + i_{ат} ,$$

$$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{35}{100} \right) \geq \sqrt{2} \cdot 9,1 + 5,74,$$

$$37,8 \text{ кА} > 18,6 \text{ кА} - \text{умова виконується};$$

5. динамічна стійкість проходження струмів КЗ:

$$i_{дин} \geq i_y ,$$

$$52 \text{ кА} > 18 \text{ кА} - \text{умова виконується};$$

6. термічна стійкість проходження струмів КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k ,$$

$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – умова виконується;

Таким чином, приймаємо для ліній введення високої напруги вакуумні вимикачі типу **ВР35-35-20-630У1**. У таблиці 2.5 представлені технічні характеристики вимикача.

Таблиця 2.5 – Основні технічні характеристики вимикача ВР35-35-20-630У1

Параметр	Значение
Номинальна напруга, кВ	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5
Номинальний струм, А	630
Номинальний струм відключення, кА	20
Струм термічної стійкості, 4с, кА	20
Механічний ресурс, циклів «ВО»	10000
Власний час відключення, мс	25
Повний час відключення, мс	40
Власний час включення, мс	40
Температура навколишнього середовища, С	-40...+55
Ступінь захисту корпусу	IP65

2.5.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі вибирають за номінальною напругою та номінальним струмом і перевіряють на динамічну та термічну стійкість у режимі КЗ.

Вибираємо роз'єднувачі з боку 35 кВ: обираємо два роз'єднувачі: з однією та двома парами заземлювальних ножів.

Вибір виконується за такими умовами:

1. за номінальною напругою $U_H \geq U_{уст}$,
2. за номінальним струмом $I_H \geq I_{рф}$,
3. динамічна стійкість проходження струмів КЗ $i_{дин} \geq i_y$,
4. термічна стійкість проходження струмів КЗ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$,

За цими умовами обираємо роз'єднувачі та заносимо дані до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів 35 кВ

Тип роз'єднувача	РЛНД.1(2)-35-600	
Умови вибору	Катало г	Розраху нок
$U_H \geq U_{уст}$	35	35
$I_H \geq I_{рф}$	6000	369,5
$i_{дин} \geq i_y$	100	18
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	4800	93

2.5.3 Вибір трансформаторів струму 35 кВ

Трансформатори струму для живлення вимірювальних приладів обирають за номінальною напругою, номінальним струмом, за класом точності та вторинним навантаженням. У режимі КЗ трансформатор струму необхідно перевірити на динамічну та термічну стійкість. ТС для включення лічильників, якими ведуться грошові розрахунки, повинні мати клас точності 0,5. Для технічного обліку допускається використання ТС класу точності 1,0. Для включення щитових електровимірювальних приладів ТС повинні мати клас точності не нижче 3,0. Для релейного захисту – клас 10 (Р).

Трансформатори струму обираються за такими умовами:

1. за номінальною напругою $U_n \geq U_{уст}$,
2. по номінальному струму $I_n \geq I_{рф}$,
3. номінальний струм вторинної обмотки $I_{2n} = 5A$,
4. клас точності;
5. навантаження вторинної обмотки ТС $Z_{2n} \geq Z_{приб}$,
6. динамічна стійкість проходження струмів КЗ $i_{дин} \geq i_y$,
7. термічна стійкість проходження струмів КЗ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$,

До трансформаторів струму, розташованим у КРПЗ-35 кВ, приєднуються амперметри. Ці трансформатори призначені для релейного захисту та повинні мати клас точності 10(Р). Попередньо приймаємо трансформатори струму типу СТС 38.41W (400/5 А) $Z_{2ном} = 2$ Ом для класу точності 0,5/10Р.

Таблиця 2.7 - Навантаження вторинної обмотки ТТ

Навантаження вторинної обмотки ТТ				
Прилад	Тип	Навантаження фази,		
		В·А		
		А	В	С
			0,5	
	0,5			

Найбільш завантажена – фаза В, $S_{\text{приб}}=0,5 \text{ ВА}$.

Опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.} \quad ,$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 2 - 0,02 - 0,05 = 1,93 \text{ Ом,}$$

де $r_{\text{к}}$ – перехідний опір контактів.

Приймаємо кабель з алюмінієвими жилами, приблизна довжина 100 м.

Тоді перетин жил кабелю:

$$q = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,93} = 1,47 \text{ мм}^2. \quad ,$$

де ρ – питомий опір провідника;

l_p - розрахункова довжина проводів за схемою з'єднання ТС на повну зірку.

За умовами механічної міцності перетин кабелю, що приєднується, має бути не менше $2,5 \text{ мм}^2$, тому остаточно обираємо кабель типу АКРВГ з перетином жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Перевіряємо фактичне розрахункове навантаження на вторинну обмотку ТС:

$$z_2 = r_{np} + r_{приб} + r_k = 1,13 + 0,02 + 0,05 = 1,2 \text{ Ом.},$$

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_p}{q_\phi} = \frac{0,0283 \cdot 100}{2,5} = 1,13 \text{ Ом.} \quad ,$$

Перевіряємо ТС на:

1. Електродинамічна стійкість:

$$i_{дин} \geq i_y,$$

$$52 \text{ кА} > 18 \text{ кА} - \text{умова виконується};$$

2. На термічну стійкість:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k,$$

$$\text{де } I_{тер} = 14 \text{ кА}; \quad t_{тер} = 3 \text{ с.}$$

$$14^2 \cdot 3 \geq 93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{умова виконується.}$$

Остаточно приймаємо трансформатор струму типу **СТС 38.41W (400/5 А)** із класом точності 0,5/10Р.

Результати вибору зводимо до Таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – Вибір трансформаторів струму для вступних вимикачів

<i>Параметри ТС</i> <i>CTS 38.41W (400/5 A)</i>	Умови вибору	
	Каталог	Розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_H \geq I_{рф}$	400	369,5
$I_{2н} = 5A$	5 А	–
<i>Клас точності</i>	ТС призначений для РЗ, тому клас точності 0,5/10(P)	
$Z_{2н} \geq Z_{приб}, В \cdot А$	2	1,2
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	588	93
$i_{дин} \geq i_y$	52	18

2.5.4 Вибір ошиновування 35 кВ

Вибираємо шини на стороні 35 кВ. У РУ 35 кВ та вище використовуються гнучкі шини, виконані сталелегалюмінієвими проводами типу АС.

Умова:

$$I_{дон} \geq I_{рф},$$

де $I_{дон} = I_{дон.табл} \cdot K_V$;

κ_v – коефіцієнт виправлення на температуру навколишнього середовища.

Приймаємо, що вона дорівнює номінальній (25°C), тоді $\kappa_v = 1$.

За умов зменшення втрат на коронування, переріз шин має бути не менше 120 мм^2 , приймаємо провід марки АС-120/19, $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$,

$$390 \text{ А} \geq 369,5 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Перевіряємо обрані шини:

а) на термічну стійкість дії струму КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q,$$

де $C=91 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ - для алюмінієвих шин.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{93 \cdot 10^6}}{91} = 106 \text{ мм}^2$$

$$120 \text{ мм}^2 > 106 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується.}$$

Остаточно приймаємо провід марки **АС-120**, $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$.

2.5.5 Вибір обмежувачів перенапруги 35 кВ

Обмежувачі перенапруги типу ОПН-П-35/40,5/10/550-03 УХЛ1 призначені для захисту електроустановки на класи напруги 35 кВ, 2-4 класи пропускної спроможності, працюючі в мережі з ефективно заземленою нейтраллю (коефіцієнт замикання на землю не вище 1,4), від грозових і комутаційних перенапруг. Зробимо вибір ОПН-35 для установки у КРПЗ-35 кВ підстанції.

Початкові дані:

- клас напруги – 35 кВ;
- найбільша робоча напруга в місці установки ОПН – $U_{\text{нр}} = 35 \text{ кВ}$ (дійсн.);

- кратність внутрішніх перенапруг : оскільки відсутні спеціальні дослідження, то рекомендується приймати $K_{max} = 5$;
- струм однофазного замикання на землю складає $I_0 = 5,46$ кА;
- установка ОПН - зовнішня (міра забруднення атмосфери – I);
- розрядник, що відповідає ОПН – III розрядник типу РВС-35.

Вибір ОПН-150:

1. Вибираємо обмежувач серії **ОПН-П-35/40,5/10/550-03 УХЛ1**, призначений для зовнішньої установки.
2. Для цього обмежувача для $U_{нр} = 35$ кВ знаходимо рекомендоване мінімальне значення тривало допустимої робочої напруги $U_d = 40,5$ кВ.
4. Вибираємо обмежувач по каталогу типу ОПН-П-35/40,5/10/550-03 УХЛ1.
5. Перевірка залишкової напруги при дії грозових перенапруг. При установці ОПН для захисту від грозових перенапруг його номінальний розрядний струм приймають $I_n = 10$ кА (при імпульсі струму 8/20мкс). Для цього типу ОПН залишкова напруга складає $U_з = 361$ кВ.
6. Вентильний розрядник відповідної групи для аналогічних умов забезпечує залишкову напругу – 550 кВ. І так, вибраний ОПН за значенням $U_з$ відповідає початковим параметрам. Остаточо приймаємо до установки ОПН-П-35/40,5/10/550-03 УХЛ1.

2.6 Вибір електрообладнання 6 кВ для встановлення на ПС «ЛБ-2»

2.6.1 Вибір вимикачів

Як було зазначено у технологічному розділі, в експлуатації на ПС «ЛБ-2» знаходяться осередки типу КРУН-6, обладнані масляними вимикачами, які вже відпрацювали нормативний термін експлуатації, потребують підвищених експлуатаційних витрат та частих ремонтів. Тому доцільно виконати їх заміну на більш прогресивні, наприклад вакуумні.

Для цього зробимо необхідні розрахунки.

Визначимо розрахункові струми, виходячи із потужності трансформатора:

а) лінія введення на боці НН:

$$I_{рн2} = \frac{0,7 \cdot S_{нт}}{2\sqrt{3}U_2} = \frac{0,7 \cdot 16000}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 539,5 \text{ А},$$

б) форсований режим:

$$I_{рФ2} = 2 \cdot I_{рн2} = 2 \cdot 539,5 = 1079 \text{ А},$$

с) струм секційного вимикача

У нормальному режимі роботи секційний вимикач вимкнено, а в післяаварійному режимі його струм дорівнює:

$$I_{рФ СВ} = I_{рн2} = 539,5 \text{ А},$$

Також розрахуємо робочі струми для приєднань, що відходять (споживачів ПС «ЛБ-2»). Характеристику споживачів наведено у Таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Характеристика споживачів 6 кВ ПС «ЛБ-2»

Приєднання	Назва	Розрахункове навантаження, МВА	Розрахунковий струм, А
Л-40	с-з Дніпро	3,9	225
Ф-8	ДНЕМ	3,5	202
Ф-6	ДНЕМ	3,2	185
Л-41	с. Обухівка	0,4	23
Л-39	с. Обухівка	3,4	196
Л-37	с. Обухівка	2,5	144
Ф-4	ДНЕМ	3,0	173
Ф-3	ДНЕМ	0,63	36
Л-38	с. Обухівка	2,5	144

Вибір вимикачів проводиться аналогічно високовольтним на стороні 35 кВ. Зазначимо, що для всіх фідерів, що відходять, встановлюються ідентичні вимикачі. Приймаємо також до встановлення замість осередків типу КРУН-6 сучасні осередки типу **КУ-10С**. Результати розрахунку зводимо до Таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Вибір вимикачів на напругу 6 кВ

Тип вимикача Приєднання	Вимикач введення на нижній стороні ВРС-10- 31,5/2500		Вимикач секційний ВРС-10- 31,5/2500		Вимикачі фідерів, що відходять ВРС-10-20/630	
	катал.	роз.	катал.	роз.	катал	роз.
$U_H \geq U_{уст}, кВ$	10	6	10	6	10	6
$I_H \geq I_{рф}, А$	2500	1079	2500	539,5	630	< 630 А
$I_{отк.ном} \geq I_{nt}, кА$	20	9,4	20	9,4	20	9,4
$\sqrt{2}I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{ат}$	38,2	18	38,2	18	38,2	18

Кінець таблиці 2.7

$i_{дин} \geq i_y, \text{кА}$	80	13,2	80	13,2	80	13,2
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	60,8	1200	60,8	1200	8,3

2.6.2 Вибір трансформаторів струму на стороні 6 кВ

До трансформаторів струму на вводах 6 кВ приєднуються лічильники, якими ведеться комерційний облік, тому ці трансформатори повинні мати клас точності 0,5.

Попередньо приймаємо трансформатори струму типу ТОЛУ-10-2,3 з $z_{2ном} = 0,8$ Ом для класу точності 0,5.

Таблиця 2.8 - Навантаження вторинної обмотки трансформатора струму

Прилад	Навантаження фази, ВА		
	А	В	С
Амперметр		0,5	
Ваттметр	0,5		0,5
	0,5		0,5
Лічильник активної та реактивної енергії	0,3		0,3

Кінець таблиці 2.8

Разом $S_{\text{приб}}$, ВА	1,3	0,5	1,3
------------------------------	-----	-----	-----

Найбільш завантажені - фази А і С, $S_{\text{приб}} = 1,3$ ВА.

Опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,3}{5^2} = 0,052 \text{ Ом.} \quad ,$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,052 - 0,1 = 0,648 \text{ Ом.},$$

де $r_{\text{к}}$ – перехідний опір контактів.

Приймаємо кабель із алюмінієвими жилами, приблизна довжина 40 м. Тоді перетин жил кабелю:

$$q = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,648} = 1,77 \text{ мм}^2. \quad ,$$

де r - питомий опір провідника;

l_p - розрахункова довжина проводів за схемою з'єднання Т на повну зірку.

За умовами механічної міцності перетин кабелю, що приєднується, має бути не менше $2,5 \text{ мм}^2$, тому остаточно обираємо кабель типу АКРВГ з перетином жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Перевіряємо фактичне розрахункове навантаження на вторинну обмотку ТС:

$$z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,45 + 0,059 + 0,1 = 0,61 \text{ Ом.},$$

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_p}{q_\phi} = \frac{0,0283 \cdot 40}{2,5} = 0,45 \text{ Ом.} \quad ,$$

Перевіряємо ТС на:

1. Електродинамічну стійкість: електродинамічна стійкість шинних ТС визначається стійкістю самих шин РУ, тому даний тип трансформаторів за цією умовою не перевіряється;
2. На термічну стійкість:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k ,$$

$$31,5^2 \cdot 3 \geq 38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{умова виконується.}$$

де $I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$; $t_{тер} = 3 \text{ с}$.

Остаточного приймаємо трансформатор струму типу **ТОЛУ-10-2,3** з варіантом виконання вторинної обмотки 0,5/0,5S/10P.

Результати вибору зводимо до таблиці.

Таблиця 2.9 - Вибір трансформаторів струму для введення 6 кВ

Параметри	Умови вибору	
	каталог	розрахунок
ТОЛУ-10-2,3		
$U_H \geq U_{уст}$	10 кВ	6 кВ
$I_H \geq I_{рф}$	2000	1079
$I_{2н} = 5A$	5 А	5 А
<i>Клас точності</i>	0,5.	

Кінець таблиці 2.9

$Z_{2н} \geq Z_2$	0,8 Ом	0,61 Ом
$i_{дин} \geq i_y$	електродинамічна стійкість шинних ТС визначається стійкістю самих шин РУ, тому цей тип трансформаторів за цією умовою не перевіряється.	
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	1079	60,8

Для окремих приєднань трансформатори струму вибираються аналогічно.

Таблиця 2.10 - Параметри приєднань трансформатору струму

Параметри	Значення
$U_H \geq U_{уст}$	6 кВ
$I_H \geq I_{рф}$	1500
$I_{2н} = 5A$	5 А
Клас точності	0,5.
$Z_{2н} \geq Z_2$	0,8 Ом
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	1079

2.6.3 Вибір трансформаторів напруги

ТН для живлення вимірювальних приладів та реле обирають за номінальною напругою первинної обмотки, класом точності, схеми з'єднання обмоток та конструктивного виконання.

На кожну секцію шин встановлюємо ТН, який забезпечує живлення приладів та реле, визначаємо вторинне навантаження ТН.

При розрахунку навантажень вимірювальних приладів та реле їх можна не розподіляти за фазами. Тоді:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{ПРИБ}} \cos \varphi_{\text{ПРИБ}})^2 + (\Sigma Q_{\text{ПРИБ}} \sin \varphi_{\text{ПРИБ}})^2} = \sqrt{\Sigma P^2 + \Sigma Q^2},$$

До ТН приєднуються лічильники комерційного обліку, тому вони мають клас точності 0,5. Попередньо приймаємо ТН типу ЗНОЛП-6, $U_{\text{НОМ}} = 6$ кВ $S_{2\text{НОМ}} = 120$ ВА у класі точності 0,5

Розрахунок вторинного навантаження ТН зводимо до Таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Розрахунок навантаження ТН

		Потужність однієї обмотки, ВА	Кількість обмоток	cos	sin	Кількість пристроїв	Загальна	
							P	Q
Збірні шини	Вольтметр	2	1	1	0	1	2	0
	варметр	1,5	2	1	0	1	3	0
Введення 6 кВ	ватметр	1,5	2	1	0	1	3	0
	Лічильник акт.енер.	2	2	0,25	0,97	1	1	3,88

Кінець таблиці 2.11

Приєднання окремих споживачів	Лічильник акт. та реакт. енергії	2	2	0,25	0,97	5	5	19,40
Всього							14	23,28

Сумарне вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{14^2 + 23,3^2} = 27,2 \text{ кВА},$$

Таким чином, трансформатори напруги працюватимуть у заданому класі точності 0,5.

2.6.4 Вибір трансформаторів потреб підстанції

Потужність трансформаторів потреб обираємо за навантаженням потреб підстанції з урахуванням коефіцієнта завантаження і одночасності. Визначаємо навантаження власних потреб підстанції та подаємо їх у вигляді таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Навантаження потреб підстанції

Від споживача	Встановлена потужність			cos	tg	Навантаження	
	Одинична потужність, кВт	Кількість	Всього			P	Q
Охолодження трансформатора	1	2	2	0,85	0,62	2	1,24

Кінець таблиці 2.12

Опалення, вентиляція, освітлення КРПЗ-35 кВ	1	34	34	1	0	34	0
Підігрів ВВ	3,6	3	11,8	1	0	11,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів	0,6	8	4,8	1	0	4,8	0
Опалення, вентиляція, освітлення КРПЗ-6 кВ			30	1	0	30	0
УПНС УЗ	1,5	4	6	1	0	6	0
Експлуатація та ремонтне навантаження			25	1	0	25	0
Всього:						113.6	1,24

Число осередків КРУ:

- 4x1 – по одному осередку на кожне введення;
- 2x1 – по одному осередку на ТВП;
- 4x4 – по одній на кожне приєднання;
- 4x1 – по одній на кожний ТН;

- 4x1 – по одному на кожне приєднання трансформаторів;
- 2x1 – два осередки для секційного вимикача та роз'єднувача;

Всього для 4-х секцій шин: 32 осередки КРУ.

Розрахункове навантаження власних потреб:

$$S_{\text{расч}} = K_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \cdot \sqrt{113,6^2 + 1,24^2} = 91,2 \text{ кВА} \quad ,$$

де - $K_c = 0,8$ - коефіцієнт попиту.

Потужність трансформаторів власних потреб:

$$S_{\text{ТН}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{K_{\text{авар}}} = \frac{91,2}{1,4} = 65 \text{ кВА} \quad ,$$

де - $K_{\text{авар}} = 1,4$ - коефіцієнт допустимого аварійного навантаження.

Приймаємо до встановлення два трансформатори типу **ТМ-100/10**.
Встановлюємо в окремому приміщенні.

2.6.5 Вибір запобіжників для захисту ТН

Запобіжники напругою вище 1000 В обирають за номінальною напругою U_H , номінальним струмом I_H , номінальним струмом відключення, за конструкцією та родом установки. Номінальний струм плавкої вставки запобіжника обирається за умовами захисту обладнання та умовами селективності.

Запобіжники для захисту ТН обирають лише за номінальною напругою:

Таблиця 2.13 - Запобіжники для захисту ТН

Параметри запобіжника ПКН001-6	Умови вибору	
	каталог	розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$, кВ	6	6

Для захисту трансформаторів власних потреб приймаємо запобіжники типу ПКТ101-6-20. Запобіжники обираються за такими умовами:

1. $U_H \geq U_{уст}$,

2. $I_H \geq I_{рф}$,

$$I_{рф} = \frac{1,4 \cdot S_{ТН}}{\sqrt{3} U_H} = \frac{1,4 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 6} = 13,5 \text{ А,}$$

3. $I_{отк.ном} \geq I_{н0}$,

Остаточню приймаємо запобіжники типу **ПКТ101-6-8-40УЗ**:

Таблиця 2.14 - Параметри вибору запобіжника ПКТ101-6-8-40УЗ

Параметри запобіжника ПКТ101-6-8-40УЗ	Умови вибору	
	каталог	розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$, кВ	6	6
$I_H \geq I_{рф}$, А	20	13,5

Кінець таблиці 2.14

$I_{отк.ном} \geq I_{н0} , кА$	20	9,4
--------------------------------	----	-----

2.6.6 Вибір шин 6 кВ

Виконаємо розрахунок шин для введення ЗРУ. Вибір перерізу шин виконуємо за допустимим нагріванням (за значенням струму у форсованому режимі).

Оскільки $I_{рф2} = 1079$ А, то приймаємо алюмінієві шини прямокутного перерізу з наступними параметрами:

- приймаємо односмугові шини;
- приймаємо розташування шин „плашмя”;
- переріз шин 600 мм^2 ($h=100$ мм, $b=6$ мм);
- допустимий струм смуги $I_{доп.табл} = 1425$ А.

Обраний переріз шин перевіряємо за допустимим тривалим струмом навантаження за умовою:

$$I_{доп} \geq I_{рф},$$

Значення допустимого струму визначаємо:

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп.табл} ,$$

де k_1 – коефіцієнт, який враховує поправку на розташування та розмір шини, при розташуванні шини „Плоскою стороною ” та $h > 60$ мм.

κ_2 - коефіцієнт, який враховує поправку на температуру навколишнього середовища при відмінності від номінальної, приймаємо температуру навколишнього середовища $\Theta_0 = 25^\circ C$:

тоді $\kappa_2 = 1$;

$$I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1 \cdot 1425 = 1311 \text{ A},$$

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ:

порівнюють кінцеву температуру шини Θ_k з припустимою при короткочасному нагріванні $\Theta_{k.\text{доп}}$.

Умова:

$$\Theta_k < \Theta_{k.\text{доп}},$$

$\Theta_{k.\text{доп}} = 200^\circ C$ для алюмінієвих шин, Θ_k - знаходиться графічно.

$\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ C$ – тривала допустима температура нагрівання для алюмінієвих шин;

$\Theta_{0.\text{ном}} = 25^\circ C$ – номінальна температура навколишнього середовища для шин, що розташовані у повітрі.

Визначаємо початкову розрахункову температуру шини при протіканні струму форсованого режиму:

$$\Theta_{\text{нач}} = \Theta_0 + (\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0.\text{ном}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{рф}}}{I_{\text{доп}}}\right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{1079}{1311}\right)^2 = 68,7^\circ C,$$

За графіком та кривою рис. 3.45 [6] знаходимо для $\Theta_{\text{нач}} = 68,7^\circ C$, що $f_{\text{нач}} = 64^\circ C$.

$$f_k = f_{\text{нач}} + \kappa \cdot \frac{B_{\text{к.пр}}}{F^2} = 64 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{9,1 \cdot 10^6}{(100 \cdot 6)^2} = 64,1^\circ C,$$

де F – переріз шин;

$k=1,054 \cdot 10^{-2} \frac{\text{мм}^2 \cdot ^\circ\text{C}}{(\text{А}^2 \cdot \text{С})}$ - коефіцієнт, який враховує питомий опір та

ефективну теплоємність провідника;

B_k – значення теплового імпульсу.

Для $f_k = 64,1^\circ\text{C}$, $\Theta_k = 69^\circ\text{C}$,

Шини задовільняють умову термічної стійкості:

$$\begin{aligned} \Theta_k &< \Theta_{k.\text{доп}}, \\ 69 &< 200^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Мінімальний переріз за умовою термічної стійкості:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{9,1 \cdot 10^6}}{91} = 33,2 \text{ мм}^2,$$

Обраний переріз більший, ніж мінімальний, що задовольняє умову термічної стійкості.

Виконаємо перевірку на електродинамічну стійкість дії струмів КЗ.

Умова:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}},$$

де $\sigma_{\text{доп}}$ – допустима напруга у матеріалі шини;

$\sigma_{\text{расч}}$ – максимальна розрахункова напруга у матеріалі шини при частоті

власних коливань $f \geq 200$ Гц.

$$\sigma_{\text{расч}} = 1,76 \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{10 \cdot W \cdot a} 10^{-7}, \text{ Па},$$

де l – відстань між опорними ізоляторами, м;

$$W = \frac{b \cdot h^2}{3} = \frac{6 \cdot 10^{-3} \cdot (100 \cdot 10^{-3})^2}{3} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4$$

W - момент опору поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної напрямку сили взаємодії шин;

$$a = A_{\phi-\phi} + D_{iz} = 0,5 \text{ м}$$

a – відстань між осями шин сусідніх фаз.

Визначаємо проліт l із умови механічного резонансу, припускаючи, що частота власних коливань буде більшою за 200 Гц.

$$l^2 \leq \frac{3,56}{200} \sqrt{\frac{E \cdot j}{m}} = \frac{3,56}{200} \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 10^{-6}}{1,62}} = 3,7 \text{ м} \quad ,$$

$$l \leq \sqrt{2,6} \leq 1,61 \text{ м} = \mathbf{1,6 \text{ м}},$$

де $j = \frac{b \cdot h^3}{6} = \frac{(6 \cdot 10^{-3}) \cdot (100 \cdot 10^{-3})^3}{6} = 10^{-6} \text{ м}^4$ – момент інерції поперечного перерізу шини;

$E = 7 \cdot 10^{10}$, Па - модуль пружності матеріалу шин (табл. 4.2 [1]);

$m = 1,62 \frac{\text{кг}}{\text{м}}$ - маса односмугової шини.

Розраховується напруга:

$$\sigma_{\phi} = 1,76 \frac{1,6^2 \cdot 19100^2}{10 \cdot 2 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5} 10^{-7} = 1,64 \text{ МПа} \quad ,$$

Виконуємо перевірку на електродинамічну стійкість ($\delta_{\text{доп}} = 40$ МПа – для алюмінію):

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}},$$

40 МПа > 1,64 МПа – умова виконується.

Шини динамічно стійкі до електродинамічної дії струмів КЗ.

2.5 Релейний захист, автоматика і управління

2.5.1 Нові пристрої РЗА, автоматики і управління будуть наступні.

➤ Система постійного струму.

Виконується на базі щита постійного струму (ЩПС), виробництва Харківського електрощитового заводу (ХЕЗ), від якого живляться кола = 220 В підстанції. Це наступні кола:

- оперативні кола;
- кола сигналізації;
- резервне живлення аварійного освітлення;
- резервне живлення оперативного блокування;
- силові кола вимикачів 35 кВ.

ЩПС складається з двох шаф: шафи з акумуляторною батареєю (АБ - ємністю 130 А-год) і однієї апаратної шафи. У склад апаратної шафи входять:

- запобіжники-роз'єднувачі для живлення кіл постійного струму;
- підзарядні пристрої АБ (живлення від щита власних потреб);
- пристрої мигаючого світла для світлової сигналізації аварійного вимкнення вимикачів 35 та 6 кВ;
- пристрої контролю ізоляції у мережі постійного струму з пофідерним контролем включно;

- пристрої вимірів струму і напруги на різних ділянках ЩПС (цифрового типу);
 - пристрої попереджувальної та аварійної сигналізації на ЩПС з дією на ЦС;
 - інші допоміжні пристрої. ЩПС знаходиться у ЗПУ
- Система змінного струму 380/220 В власних потреб.

Виконується на базі щита власних потреб (ЩВП) виробництва компанії Харківського електрощитового заводу (ХЕЗ), від якого живляться кола 380/220 В власних потреб підстанції. Це наступні кола:

- освітлення та розетки ~220 В шаф РЗА у ЗПУ;
- освітлення ~220 В зовнішнє та приміщень підстанції;
- освітлення ~36 В комірок КРПЗ-35 і 6 кВ – (через трансформатори 220/36 В);
- обігрів ~220 комірок КРПЗ-35 кВ;
- опалення та кондиціонування (~380 В);
- робоче живлення аварійного освітлення;
- робоче живлення оперативного блокування;
- кола ~380/220 В трансформаторів 35/6 кВ;
- кола двигунів зведення пружин вимикачів 6 кВ.

Кола освітлення живляться від стабілізаторів напруги, що входять у склад ЩВП. Інші кола живляться безпосередньо від шин ~380/220 В ЩВП.

ЩВП складається з трьох шаф: одна шафа вводів і СВ-0,4 кВ та двох шаф ліній 0,4 кВ.

- Шафа вводів та секційного вимикача 0,4 кВ складається з таких пристроїв:
 - два автоматичних вимикача вводів 0,4 кВ на ЩВП від ТВП 6/0,4 кВ;
 - секційний автоматичний вимикач 0,4 кВ з пристроєм АВР типу РС80-АВРМ32 виробництва компанії «РЗА-Системз»
 - струмові реле захисту від замикань на землю з дією на вимкнення вводів;
 - мікропроцесорний контролер збору інформації для сигналізації та телесигналізації виробництва ХЕЗ;
 - пристрої вимірювання струму і напруги на різних ділянках ЩВП (цифрового типу);
 - лічильники електроенергії на вводах 0,4 кВ;
 - інші допоміжні пристрої.

Автоматичні вимикачі вводів і секційний – виробництва компанії АВВ типу Тмакс ХТ2N160, викотного виконання, з електронними розчіплювачами Екір LSI і моторними приводами. Передбачене місцеве управління кожного з цих автоматичних вимикачів від ключів управління, що знаходяться у даній шафі.

- Шафи ліній 0,4 кВ 1 і 2 с.ш. складаються з таких пристроїв:
 - автоматичні вимикачі ліній виробництва компанії АВВ типу Тмакс ХТ2 стаціонарного виконання з електронними розчіплювачами Екір LS/I (для ліній освітлення – Екір LSI);

- роздільний трансформатор 380/380 В та стабілізатори напруги для живлення кіл освітлення 220 В змінного струму (тільки у шафі ліній 1 с.ш.).

- Електронні розчіплювачі автоматичних вимикачів вводів, секційного та ліній 0,4 кВ дозволяють за рахунок різних уставок по часу спрацювання захистів для вимикачів різних рівнів забезпечити селективність захистів.
- Вторинні схеми пристроїв шаф ЩВП забезпечують попереджувальну сигналізацію з дією на ЦС.
- ЩВП знаходиться у ЗПУ.

2.5.2 Система центральної сигналізації (ЦС) підстанції.

Аварійна та попереджувальна сигналізація на базі мікропроцесорної апаратури типу «ОРИОН» АРС виробництва корпорації «Електропівденмонтаж».

«ОРИОН» АРС збиратиме аварійні та попереджувальні сигнали всієї підстанції через датчики вхідних модулів. Вихідні реле «ОРИОН» АРС діятимуть на сирену аварійної і дзвінок попереджувальної сигналізації, а також інформація про спрацювання пристроїв ділянок сигналізації відобразиться на дисплеї «ОРИОН» АРС.

АВР живлення пристроїв сигналізації.

Світлова сигналізація положення вимикачів 35 і 6 кВ - за допомогою світлоіндикаторів та роз'єднувачів і заземлювачів - за допомогою механічних індикаторів положення. Розташування цих пристроїв наступне:

- світлоіндикатори положення вимикачів вводів та секційних 35 і 6 кВ знаходяться у шафах РЗА і управління відповідних приєднань 35 і 6 кВ, а також дублюються світлоіндикаторами у відповідних комірках КРПЗ 35 і 6 кВ;

- світлоіндикатори положення вимикачів ліній 6 кВ знаходяться у відповідних комірках КРПЗ 6 кВ;

- механічні індикатори положення роз'єднувачів і заземлювачів знаходяться у відповідних комірках КРПЗ 35 і 6 кВ.

Світлоіндикаторі вводів і секційні 35, 6 кВ у шафах РЗА та ліній 6 кВ в нормальному режимі горять рівним світлом, а при аварійному вимкненні будь-якого вимикача відповідний світлоіндикатор вимкненого положення починає блимати (за рахунок пристроїв блимання на ЩПС). Світлоіндикаторі вводів і секційні 35, 6 кВ у комірках КРПЗ завжди горять рівним світлом.

Пристрої утворення кіл сигналізації, основна та допоміжна апаратура аварійної та попереджувальної сигналізації знаходяться у одній шафі у ЗПУ.

2.5.3 Пристрої РЗА і управління трансформатора 35/6 кВ.

➤ Основний захист.

Виконується на базі мікропроцесорного пристрою типу RET650 виробництва компанії АВВ. Головним в цьому пристрої є диференційний захист трансформатора, а також передбачені струмові захисти з кожного боку трансформатора.

➤ Резервні захисти з боку 35 і 6 кВ, управління і автоматика вимикачів

вводів 35 і 6 кВ трансформатора - на базі мікропроцесорних пристроїв типу REF630 виробництва компанії АВВ.

➤ Технологічні захисти трансформатора з дією на сигнал або вимкнення – відповідно проектних схем, складених на основі заводської документації на трансформатор. Всі технологічні захисти діють на дискретні входи RET650 з відповідними наступними діями (сигналізація, світлоіндикація, реєстрація тощо).

➤ Вимірювання струмів вводів 35 і 6 кВ.

Виконується за допомогою цифрових вимірювальних пристроїв.

➤ Управління вимикачами 35 і 6 кВ - за допомогою ключів управління.

➤ Світлова сигналізація положення вимикачів вводів 35 і 6 кВ та механічні індикатори положення роз'єднувачів і заземлювачів.

➤ Управління і автоматика охолодження трансформатора.

Виконується на основі заводської схеми. Усі пристрої (силових кіл і кіл управління та автоматики) знаходяться у межах трансформатора: вентилятори обдуву – на трансформаторі, апаратура вторинних кіл – у шафі управління трансформатора. Зв'язок із колами РЗА трансформатора виконується у частині пуску охолодження за струмом та сигналізації несправностей кіл охолодження - через пристрій RET650.

➤ Усі пристрої (за винятком індикаторів положення) знаходяться в шафі РЗА трансформатора у ЗПУ (для кожного трансформатора – своя шафа).

➤ Управління і автоматики РПН трансформатора 35/6 кВ.

Основними елементами цієї схеми є автоматичний мікропроцесорний регулятор РПН та показчики положення РПН. Авторегулятор – типу REU615 виробництва компанії АВВ. Передбачене управління приводом РПН від ключів управління. Усі вказані пристрої для обох трансформаторів знаходяться в одній шафі у ЗПУ. Кола і апаратура РПН у межах трансформатора знаходяться у шафі привода РПН.

2.5.4 Пристрої РЗА і управління секційного вимикача 35 кВ (СВ-35 кВ).

- Захисти, управління і автоматика СВ-35 кВ - на базі мікропроцесорного пристрою типу REF630 виробництва компанії АВВ.
- Вимірювання струмів СВ-35 кВ - за допомогою цифрового вимірювального пристрою.
- Управління вимикачем СВ-35 кВ - за допомогою ключа управління.
- Світлова сигналізація положення вимикача СВ-35 кВ та механічні індикатори положення роз'єднувачів і заземлювачів.
- Усі пристрої (за винятком індикаторів положення) знаходяться в шафі РЗА СВ-35 кВ у ЗПУ. (У тій же шафі – пристрої СВ-6 кВ). Також передбачене вимірювання струмів СВ-35 кВ від цифрового вимірювального пристрою, що знаходиться у комірці СВ-35 кВ КРПЗ-35 кВ.

2.5.5 Пристрої РЗА і управління секційного вимикача 6 кВ (СВ-6 кВ).

- Захисти, управління і автоматика СВ-6 кВ - на базі мікропроцесорного пристрою типу REF630 виробництва компанії АВВ.

- Вимірювання струмів СВ-6 кВ -за допомогою цифрового вимірювального пристрою.
- Управління вимикачем СВ-6 кВ - за допомогою ключа управління.
- Світлова сигналізація положення вимикача СВ-6 кВ та механічні індикатори положення роз'єднувачів і заземлювачів.
- Усі пристрої (за винятком індикаторів положення), знаходяться в шафі РЗА СВ-6 кВ у ЗПУ. (У тій же шафі – пристрої СВ-35 кВ). Також передбачене вимірювання струмів СВ-6 кВ від цифрового вимірювального пристрою, що знаходиться у комірці СВ-6 кВ КРПЗ-6 кВ.

2.5.6 АВР-6 кВ.

Схема АВР-6 кВ виконується за допомогою пристроїв РЗА введів та СВ-6 кВ за стандартним алгоритмом.

2.5.7 Пристрої РЗА і управління лінії 6 кВ (Л-6 кВ).

- Захисти, управління і автоматика - на базі мікропроцесорного пристрою типу REF615 виробництва компанії АВВ.

- Вимірювання струмів.

Виконується за допомогою цифрового вимірювального пристрою.

- Управління вимикачем - за допомогою ключа управління.
- Світлова сигналізація положення вимикача та механічні індикатори положення роз'єднувачів і заземлювачів.

- Усі пристрої знаходяться у релейному відсіку відповідної комірки Л-6 кВ.

2.5.8 Вторинні кола ТН-35 кВ для кожної з.ш. 35 кВ.

- Пристрій РЗА ТН-35 кВ - на базі мікропроцесорного пристрою типу REU-615 виробництва компанії АВВ. Цей пристрій контролює напругу, первинні і вторинні кола ТН-35 кВ відповідної з.ш.

- Вимірювання напруги на з.ш. 35 кВ - за допомогою цифрового вимірювального пристрою.

- Контроль напруги кіл обліку - за допомогою реле напруги.

- Усі вказані у пунктах вище пристрої для обох ТН-35 кВ знаходяться в одній шафі у ЗПУ. Також передбачене вимірювання напруги на с.ш. 35 кВ від цифрового вимірювального пристрою, що знаходиться у відповідній комірці ТН-35 кВ КРПЗ-35 кВ.

2.5.9 Вторинні кола ТН-6 кВ для кожної с.ш. 6 кВ.

- Пристрій РЗА ТН-6 кВ - на базі мікропроцесорного пристрою типу REU615 виробництва компанії АВВ.

- Вимірювання напруги на с.ш. 6 кВ - за допомогою цифрового вимірювального пристрою.

- Контроль напруги кіл обліку - за допомогою реле напруги.

- Механічні індикатори положення роз'єднувачів і заземлювачів.

- Усі вказані у пунктах вище пристрої для обох ТН-6 кВ

знаходяться у одній шафі на ЗПУ. Також передбачене вимірювання напруги на с.ш. 6 кВ від цифрового вимірювального пристрою, що знаходиться у відповідній комірці ТН-6 кВ КРПЗ-6 кВ. У тій же комірці - механічні індикатори положення.

2.5.10 Автоматичне частотне розвантаження (АЧР).

Вимірювальні кола, логіка роботи та вихідні реле – у пристроях РЗА ТН-35 кВ типу REU-615 для кожної с.ш. 35 кВ. Вихідні реле REU-615 АЧР діють на відключення ліній 6 кВ тієї с.ш. 6 кВ, що живиться від трансформатора 35/6 кВ, який підключений до даної с.ш. 35 кВ.

2.5.11 Оперативне блокування високовольтних апаратів 35 і 6 кВ (ОБР).

Робоче живлення ОБР- від ЩВП через випрямляючий пристрій $\sim 220/220$ В, резервне – від ЩПС. Схеми ОБР 35 і 6 кВ виконуються за стандартними алгоритмами.

Апаратура утворення кіл ОБР (випрямляючий пристрій, перемикачі ділянок ОБР тощо) знаходяться у одній шафі на ЗПУ. Через цю ж шафу проходять кола ОБР з різних комірок КРПЗ 35 і 6 кВ.

2.5.12 Логічний захист шин 6 кВ (ЛЗШ-6 кВ).

ЛЗШ-6 кВ виконуються окремими для кожної с.ш. 6 кВ за стандартним алгоритмом через пристрої РЗА приєднань 6 кВ.

2.5.13 Пристрій резервування відмови вимикачів 6 кВ (ПРВВ-6 кВ).

ПРВВ-6 кВ виконуються окремими для кожної с.ш. 6 кВ за стандартним алгоритмом через пристрої РЗА відповідних приєднань.

2.5.14 Захисти від дугових замкнень у КРПЗ-35 і 6 кВ (ЗДЗ-35 і 6 кВ) клапанного типу.

Виконується за стандартним алгоритмом на основі спеціальних клапанів дугового захисту з контролем струму через мікропроцесорні РЗА відповідних приєднань.

2.5.15 Пристрої визначення ліній 6 кВ з однофазним замкненням на землю (ЗНЗ-6 кВ).

Виконується на базі мікропроцесорного пристрою типу «Альтра32» виробництва інституту мікропроцесорних систем керування об'єктами електроенергетики. У одному пристрої – направлені захисти від замикання на землю всіх ліній 6 кВ. Для кожної с.ш. 6 кВ – окремий пристрій.

2.5.16 Лічильники для обліку приєднань:

- вводи 35 і 6 кВ трансформаторів;
- лінії 6 кВ (окрім ліній 6 кВ до ТВП).

Ці лічильники знаходяться у шафах у ЗПУ. Лічильники та їх шафи враховані у розділі АСКОЕ.

2. Всі індивідуальні кола аварійної та попереджувальної сигналізації пристроїв діють на пристрої ЦС.

3. Мікропроцесорні пристрої, мають внутрішні реєстратори подій, осцилографи для запису аварійних подій, світлові індикатори, дисплеї. У них є порти зв'язку, з яких через локальну мережу можна знімати інформацію для пристроїв АСК ТП.

4. Шафи у ЗПУ, комірки КРПЗ-35 і 6 кВ мають шинки вторинних кіл, через які здійснюється зв'язок вторинних кіл шаф і комірок між собою. Передбачене секціонування окремих шинок (оперативних кіл, сигналізації, силових кіл вимикачів 35 і 6 кВ, напруги 6 кВ, освітлення, АЧР). Це секціонування виконується за допомогою вимикачів навантаження, розташованих у шафах ЗПУ і комірках КРПЗ-35 і 6 кВ посередині траси кожних шинок. У нормальних режимах ці вимикачі вимкнені, а вмикаються лише при порушенні живлення з одного боку.

5. Уставки пристроїв РЗА приєднань 35 і 6 кВ виконані у розділі 2.3.15.

2.5.17 Розрахунки релейного захисту та електроавтоматики

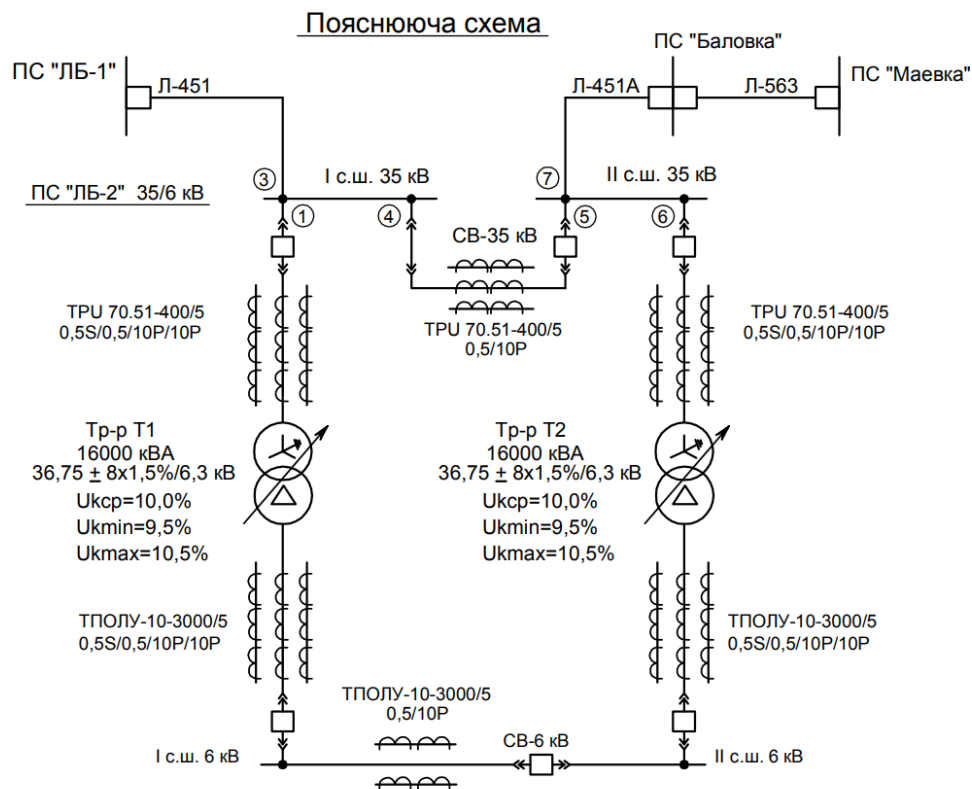


Рисунок 2.4 – Пояснююча схема РЗА

Вихідні дані:

Струм та опір 3-фазного К.З. в максимальному режимі роботи системи на шинах 35 кВ:

$$I_{кз\ max} = 2989\ A,$$

$$Z_{c\ max} = 0.0 + j7.099\ \text{Ом}.$$

Струм та опір 3-фазного К.З. в мінімальному режимі роботи системи на шинах 35 кВ:

$$I_{кз\ min} = 1443\ A,$$

$$Z_{c\ max} = 0.0 + j14.704\ \text{Ом}.$$

Розрахунок опору трансформатора:

$$X_{тр\ ср} = \frac{U_{k\ ср} * U_{ВН\ ном}^2}{100 * S_{ном}} = \frac{10 * 36.75^2}{100 * 16} = 8.44\ \text{Ом}$$

$$X_{тр\ min} = \frac{U_{k\ min} * U_{ВН\ min}^2}{100 * S_{ном}} = \frac{9.5 * 32.34^2}{100 * 16} = 6.21\ \text{Ом},$$

$$X_{тр\ max} = \frac{U_{k\ max} * U_{ВН\ max}^2}{100 * S_{ном}} = \frac{10.5 * 41.16^2}{100 * 16} = 11.12\ \text{Ом},$$

Розрахунок струмів к.з. на стороні 6 кВ трансформатора (приведені до напруги $U_{ВН} = 35\ \text{кВ}$)

Струм 3-фазного к.з. в максимальному режимі роботи системи на шинах 6 кВ з урахуванням РПН:

$$I_{k \max} = \frac{U_{\text{ВН ном}}}{\sqrt{3}(Z_{c \max} * Z_{c \min})} = \frac{36.75}{\sqrt{3} \sqrt{0^2 + (7.099 + 6.21)^2}} = 1.594 \text{ Ом.}$$

Струм 3-фазного к.з. в мінімальному режимі роботи системи на шинах 6 кВ з урахуванням РПН:

$$I_{k \min} = \frac{U_{\text{ВН max}}}{\sqrt{3}(Z_{c \min} * Z_{\text{тр max}})} = \frac{41.16}{\sqrt{3} \sqrt{0^2 + (14.704 + 11.12)^2}} = 0.920 \text{ Ом,}$$

Розрахунок струмів к.з. на стороні 6 кВ трансформатора (приведені до напруги $U_{\text{ВН}} = 6.3 \text{ кВ}$)

Струм 3-фазного к.з. в максимальному режимі роботи системи на шинах 6 кВ з урахуванням РПН:

$$I_{k \max} = I_{k \max \text{ ВН}} * \frac{U_{\text{ВН min}}}{U_{\text{НН ном}}} = 1.594 * \frac{32.34}{6.3} = 8.183 \text{ кА.}$$

$$Z_{k \max} = X_{k \max} = \frac{U_{\text{НН ном}}}{\sqrt{3} I_{k \max}} = \frac{6.3}{\sqrt{3} * 8.183} = 0.444 \text{ Ом.}$$

Струм 3-фазного к.з. в мінімальному режимі роботи системи на шинах 6 кВ з урахуванням РПН:

$$I_{k \min} = I_{k \min \text{ ВН}} * \frac{U_{\text{ВН max}}}{U_{\text{НН ном}}} = 0.920 * \frac{41.16}{6.3} = 6.011 \text{ кА.}$$

$$Z_{k \min} = X_{k \min} = \frac{U_{\text{НН ном}}}{\sqrt{3} I_{k \min}} = \frac{6.3}{\sqrt{3} * 6.011} = 0.605 \text{ Ом.}$$

Розрахунок дифференційного захисту на реле типу RET650(ABB)

Таблиця 2.15 – Параметри дифференційного захисту трансформатора

№ п/п	Найменування	Позначення	Тр-р 16000 кВА 36,75/6,3 кВ РПН +8х1,5%
1	2	3	4
1	Струм к.з. на шинах НН у максимальному та мінімальному режимах роботи системи	$I_{k\ max}, A$ $I_{k\ min}, A$	1594 А 920 А
2	Коефіцієнт схеми відповідно з'єднанню т.с	$K_{сх\ вн}$ $K_{сх\ нн}$	1 (схема з'єднання - "повна зірка") 1 (схема з'єднання - "повна зірка")
3	Коефіцієнт трансформації т.с.	n т.с. вн n т.с. нн	400/5 = 80 3000/5 = 600
4	Первинний номінальний струм тр-ра на сторонах ВН та НН	$I_{ном\ вн}, A$ $I_{ном\ нн}, A$	251,4 А 1466,3 А

1. Визначення вторинних струмів ТТ в номінальному режимі:

- зі сторони ВН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{n \text{ т. с. НН}} = \frac{251,4}{80} = 3,14;$$

- зі сторони НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{n \text{ т. с. НН}} = \frac{1466,3}{600} = 2,444;$$

Номінальні струми вхідних ТТ терміналу:

- зі сторони ВН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ}} = 5 \text{ А};$$

- зі сторони НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ}} = 5 \text{ А};$$

2. Відносний струм початку гальмування приймаємо $I_{b \text{ поч}^*} \leq 1,25$.

3. Визначення кратності струму трансформаторів струму ВН

Гранична кратність ТТ при навантаженні на стороні 35 кВ:

Опір навантаження:

$$R_{\text{нав.}} = R_k + R_{\text{пер.}} + R_{\text{вх.терм.}};$$

$$R_{\text{нав.}} = 1,16 + 0,05 + 0,01 = 1,22 \text{ Ом};$$

Опір контрольного кабеля КВВГ-2,5 мм² довжиною 100 м:

$$R_k = R_o * \frac{L_k}{S_k} = 0,029 * \frac{100}{2,5} = 1,16 \text{ Ом};$$

де $R_{\text{пер.}} = 0,05 \text{ Ом}$ – опір з'єднувальних контактів в струмових ланцюгах

$R_{\text{вх.терм.}} = 0,01 \text{ Ом}$ – вхідний опір терміналу

По кривим граничної кратності для ТТ типу ТРУ 70.51-400/5 визначаємо для навантаження $R_{\text{нав.}} = 1,22 \text{ Ом}$ $K_{10} = 19$.

Приведена гранична кратність для ТТ типу ТРУ 70.51-400/5 повинна бути:

$$K_{\text{пр}} = K_{10} * \frac{I_{\text{НОМ.ТТ}}}{I_{\text{ВН НОМ}}} = 19 + \frac{200}{80,33} = 19;$$

4. Визначення кратності струму трансформаторів струму НН:

Опір контрольного кабеля КВВГ-4,0 мм² довжиною 140 м:

$$R_k = R_o * \frac{L_k}{S_k} = 0,019 * \frac{140}{4,0} = 0,665 \text{ Ом};$$

де $R_{\text{пер.}} = 0,05 \text{ Ом}$ – опір з'єднувальних контактів в струмових ланцюгах,

$R_{\text{вх.терм.}} = 0,01 \text{ Ом}$ – вхідний опір терміналу

Опір навантаження:

$$R_{\text{нав.}} = R_k + R_{\text{пер.}} + R_{\text{вх.терм.}};$$

$$R_{\text{нав.}} = 0,665 + 0,05 + 0,01 = 0,725 \text{ Ом};$$

По кривим граничної кратності для ТТ типу ТПОЛУ-10-3000/5 визначаємо для навантаження $R_{\text{нав.}} = 0,725 \text{ Ом}$ $K_{10} = 11$.

Приведена гранична кратність для ТТ типу ТПОЛУ-10-3000/5 повинна бути:

$$K_{\text{пр}} = K_{10} * \frac{I_{\text{НОМ.ТТ}}}{I_{\text{ВН НОМ}}} = 11 + \frac{3000}{1466,3} = 22,5;$$

$$22,5 > 16;$$

5. Розрахунок уставок характеристики гальмування

За методом послідовних наближень - перше наближення приймаємо струм $I_{b \text{ поч}^*} \leq 1,25$.

$$\begin{aligned} I_{d \text{ min}} &= K_{\text{отс}} * I_{b \text{ поч}^*} * \sqrt{(K_{\text{пер}})^2 + (1 + \Delta U_{\text{пер}^*} + \Delta F_{\text{вир}^*})^2 + (\Delta U_{\text{пер}^*} + \Delta F_{\text{вир}^*})^2} \\ &= 1,25 * 1,1 \sqrt{(1 + 0,1)^2 (1 + 0,12 + 0,02)^2 + (0,12 + 0,02)^2} = 0,248; \end{aligned}$$

Приймаємо уставку $I_{d \text{ min}^*} = 0.25$

Коефіцієнт нахилу (гальмування) на другій ділянці:

$$S_2 = \frac{K_{\text{отс}} * I_{\text{нб розр}^*} * I_{\text{в розр}^*} - I_{d \text{ min}^*}}{I_{\text{в розр}^*} - I_{b \text{ поч}^*}};$$

де
$$I_{\text{нб розр}^*} = \sqrt{(K_{\text{пер}})^2 + (1 + \Delta U_{\text{пер}^*} + \Delta F_{\text{вир}^*})^2 + (\Delta U_{\text{пер}^*} + \Delta F_{\text{вир}^*})^2} = \sqrt{(2 + 0,1)^2 (1 + 0,12 + 0,02)^2 + (0,12 + 0,02)^2} = 0,267;$$

$$S_2 = \frac{1,1 * 0,267 * 2 - 0,25}{2 - 1,25} = 0,45;$$

Остаточно приймаємо уставки:

$$I_{d \text{ min}^*} = 0,25;$$

$$I_{b \text{ поч}^*} = 1,25;$$

$$S_2 = 0,45;$$

На третій ділянці характеристики гальмування $S_3 = 0,65$ – без розрахунків.

6. Розрахунок уставок диференційної відсічки

Номінальні струми вхідних ТТ терміналу:

– - зі сторони ВН:

$$I_{НОМ.ВТ} = 5 \text{ A};$$

– - зі сторони НН:

$$I_{НОМ.ВТ} = 5 \text{ A};$$

При цьому відношення першої гармоніки струму небалансу до приведеної амплітуди гармонічної складової сквозного струму $K_{Н6(1)} = 1$.

Струм спрацювання диференційної відсічки:

$$I_{дв*} = K_{отс} * K_{Н6(1)} * I_{СКВ max} = 1.1 * 1 * \frac{1594}{251.4} = 6.975;$$

Приймаємо $I_{дв*} = 8$.

Прийняті уставки диференційного захисту трансформатора Т1(Т2):

Номінальні струми вхідних ТТ терміналу:

– - зі сторони ВН:

$$I_{НОМ.ВТ} = 5 \text{ A};$$

– - зі сторони НН:

$$I_{НОМ.ВТ} = 5 \text{ A};$$

Струм спрацювання диференційної відсічки $I_{дв*} = 8$.

Мінімальний струм спрацювання $I_{d min*} = 0,25$.

Струм початку гальмування $I_{b \text{ поч}^*} = 1,25$.

Коефіцієнт нахилу (гальмування) на другій ділянці $S_2 = 0,45$.

Коефіцієнт нахилу (гальмування) на третій ділянці $S_3 = 0,65$.

Релейний захист та автоматика на стороні 35 кВ трансформатора Т1(Т2).

Розрахунок максимального струмового захисту на реле типу REF620 (ABB)

Трансформатори струму – 400/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

Розрахунковий первинний струм спрацювання на стороні 35 кВ:

$$I_{сз \text{ роз.}} = \frac{I_{роб. max} K_n K_{сзп}}{K_B} = \frac{251.4 * 1.1 * 1.25}{0.95} = 1.43 * 251.4 = 359.5 \text{ A};$$

Первинний струм спрацювання МСЗ – 368 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 4,6 А.

Чутливість МСЗ:

$$K_{ч} = \frac{I_{k^2 min}}{I_{сз.}} = 920 * \frac{0,867}{368} = 2.17;$$

$$2.17 > 1,5;$$

Прийнята уставка за струмом $I_{ср} = 4,6 \text{ A} = 0.92 Ln$.

Час спрацювання МСЗ – 1.3 сек – відключення В-35 кВ.

Час прискорення спрацювання МСЗ – 0.4 сек – відключення В-35 кВ.

Розрахунок струмової відсічки трансформатора на реле типу REF620 (ABB)

Трансформатори струму – 400/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

Розрахунковий первинний струм спрацювання на стороні 35 кВ:

$$I_{сз\ роз.} = 1,1 * I_{k\ max}^{(3)} = 1.1 * 1594 = 1753.4\ A;$$

Первинний струм спрацювання – 1760 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 22 А.

Прийнята уставка за струмом $I_{ср} = 22\ A = 4.4I_n$.

Час спрацювання захисту – 0 сек – відключення В-35 кВ.

Розрахунок блокування РПН від перевантаження на реле типу REF620 (ABB)

Трансформатори струму – 400/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

Розрахунковий первинний струм спрацювання на стороні 35 кВ:

$$I_{сз\ роз.} = 2 * I_{вн\ ном} = 2 * 251.4 = 502.8\ A;$$

Первинний струм спрацювання – 504 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 6.3 А.

Прийнята уставка за струмом $I_{ср} = 6.3\ A = 1.26I_n$.

Релейний захист та автоматика на стороні 6 кВ трансформатора Т1(Т2)

Розрахунок максимального струмового захисту та ЛЗШ на реле типу REF620 (ABB)

Трансформатори струму – 3000/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

Розрахунковий первинний струм спрацювання на стороні 6 кВ:

$$I_{сз\ роз.} = \frac{I_{роб.мах} K_H K_{сзп}}{K_B} = \frac{1466.3 * 1.1 * 1.25}{0.95} = 2.05 * 1466.3 = 2546.7 \text{ A};$$

Первинний струм спрацювання МСЗ – 2640 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 4,4 А.

Чутливість МСЗ:

$$K_{ч} = \frac{I_{к^2\ min}}{I_{с.з.}} = 6011 * \frac{0,867}{2640} = 1.97;$$

$$1.97 > 1,5;$$

Прийнята уставка за струмом $I_{ср} = 4,4 \text{ A} = 0.88 I_n$.

Час спрацювання МСЗ – 1 сек – відключення В-6 кВ.

Час прискорення спрацювання МСЗ – 0.4 сек – відключення В-6 кВ.

Первинний струм спрацювання ЛЗШ – 2640 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 4.4 А.

Час спрацювання ЛЗШ – 0.2 сек – відключення В-6 кВ.

Розрахунок захисту від перевантаження трансформатора на реле типу REF620

(ABB)

Трансформатори струму – 3000/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

Розрахунковий первинний струм спрацювання на стороні 6 кВ:

$$I_{\text{сз роз.}} = 1.2 * I_{\text{нн.ном}} = 1.2 * 1466.3 = 1759.6 \text{ А};$$

Первинний струм спрацювання – 1800 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 3 А.

Прийнята уставка за струмом $I_{\text{ср}} = 3 \text{ А} = 0.6 I_n$.

Час спрацювання МСЗ – 9 сек – сигнал або відключення В-6 кВ.

АПВ трансформатора 6 кВ на реле REF620 (ABB)

Час спрацювання АПВ – 2 сек

Релейний захист та автоматика СВ-35 1-2 с.ш.

Розрахунок максимального струмового захисту та ЛЗШ на реле типу REF620 (ABB)

Трансформатори струму – 400/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

Розрахунковий первинний струм спрацювання на стороні 35 кВ:

$$I_{\text{сз роз.}} = 1.1 * I_{\text{сз попер.}} = 1.1 * 368 = 404.8 \text{ А};$$

Первинний струм спрацювання МСЗ – 408 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 5.1 А.

Чутливість МСЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{k^2 \text{ min}}}{I_{\text{с.з.}}} = 902 * \frac{0,867}{408} = 1.96;$$

$$1.96 > 1.5;$$

Прийнята уставка за струмом $I_{\text{сп}} = 5.1 \text{ A} = 1.02 I_n$.

Час спрацювання МСЗ – 1.7 сек – відключення В-35 кВ.

Час прискорення спрацювання МСЗ – 0.4 сек – відключення В-35 кВ.

Релейний захист та автоматика СВ-6 1-2 с.ш.

Розрахунок максимального струмового захисту та ЛЗШ на реле типу REF620

(ABB)

Трансформатори струму – 3000/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

Розрахунковий первинний струм спрацювання на стороні 6 кВ:

$$I_{\text{сз роз.}} = 1.1 * I_{\text{сз попер.}} = 1.1 * 1900 = 2100 \text{ A};$$

$$I_{\text{сз роз.}} = 1.1 * I_{\text{нн ном.}} = 1.1 * 1466.3 = 1612.9 \text{ A};$$

Первинний струм спрацювання МСЗ – 2100 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 3.5 А.

Чутливість МСЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{k^2 \text{ min}}}{I_{\text{с.з.}}} = 6011 * \frac{0,867}{2100} = 2.48;$$

$$2.48 > 1.5;$$

Прийнята уставка за струмом $I_{cp} = 3.5 \text{ A} = 0.7I_n$.

Час спрацювання МСЗ – 0.7 сек. – відключення В-6 кВ.

Первинний струм спрацювання ЛЗШ – 2640 А.

Вторинний струм спрацювання реле – 4.4 А.

Час спрацювання ЛЗШ – 0.2 сек – відключення В-6 кВ.

АПВ СВ - 6 кВ на реле типу REF620 (ABB)

Час спрацювання АПВ – 2 сек

Релейний захист та автоматика ПС «ЛБ-2» л. Л-451 ПС ЛБ-2

Трансформатори струму – 3000/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

МСЗ III ст.:

$$I_{сз} = 460 \text{ A};$$

$t_{сз} = 2 \text{ с.}$ – резервний захист для трансформаторів після реконструкції

Чутливість МСЗ III ст. при к.з. на шинах 6 кВ ПС "ЛБ-2" після реконструкції:

$$K_{ч} = \frac{I_{k^2 min}}{I_{сз.}} = 920 * \frac{0,867}{460} = 1.73;$$

$$1.73 > 1.5;$$

Релейний захист та автоматика ПС «Маївка» л. Л-563 ПС Баловка

Трансформатори струму – 400/5 (схема з'єднання – «повна зірка»)

МСЗ III ст.:

$$I_{сз} = 440 \text{ A};$$

$t_{сз} = 2 \text{ с.}$ – резервний захист для трансформаторів після реконструкції

Чутливість МСЗ III ст. при к.з. на шинах 6 кВ ПС "ЛБ-2" після реконструкції:

$$K_{ч} = \frac{I_{k^2 min}}{I_{сз}} = 920 * \frac{0,867}{440} = 1.81;$$

$$1.81 > 1.5;$$

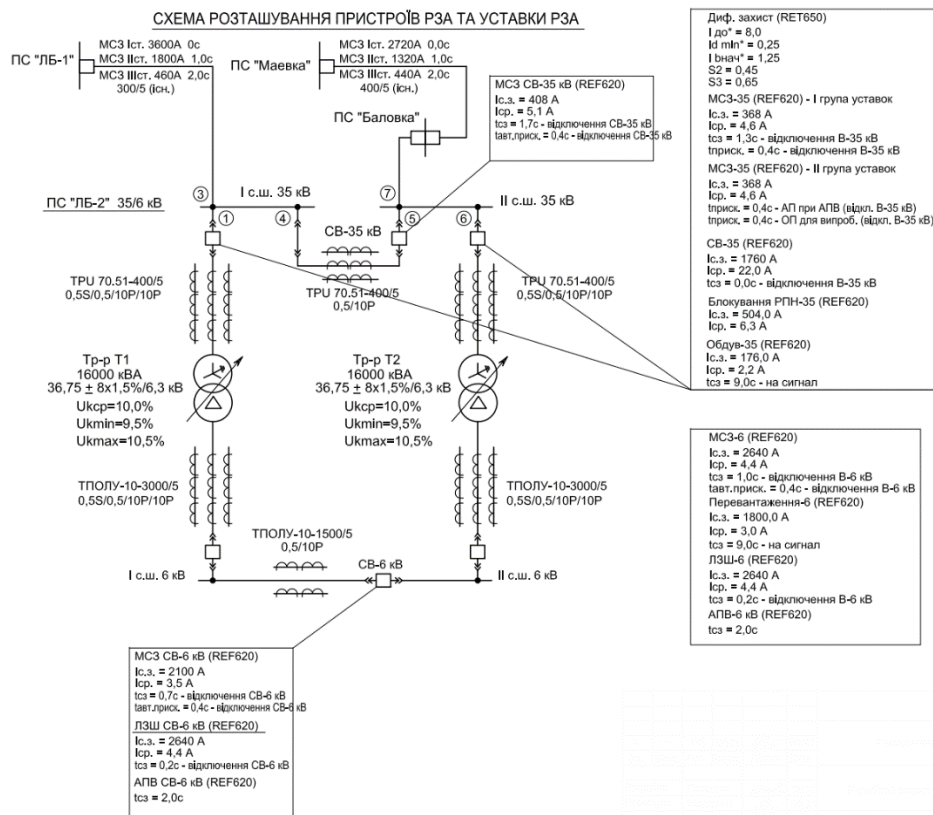


Рисунок 2.5 – Схема розташування пристроїв РЗА та уставки РЗА

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Актуальність впровадження реконструкції підстанції.

У цій частині виконанні економічні розрахунки технічного переоснащення підстанції «ЛБ-2». Так як за проектом рекомендовано встановити нове устаткування: трансформатор струму 35 кВ, роз'єднувачі 35 кВ, обмежувачі перенапружень 35 кВ, трансформатор струму 6 кВ, трансформатор напруги 6 кВ, трансформатор власних потреб 6/0,4 кВ, запобіжник 6 кВ – потрібно проаналізувати всі фактори витрат: вартість придбання електрообладнання, транспортно-заготівельні і складські витрати, витрати на монтажні роботи, інші одноразові вкладення грошових коштів.

3.1 Розрахунок капітальних витрат

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} \left(\sum_{i=1}^K C_i \right) + Z_{\text{тзс}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{н}} + Z_{\text{пр}},$$

де $K_{\text{об}} \left(\sum_{i=1}^K C_i \right)$ – вартість придбання електрообладнання за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів i -го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення;

K - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{\text{тзс}}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_{\text{м}}$ – витрати на монтажні роботи;

$Z_{\text{н}}$ - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Розподільче обладнання 35 кВ та 6 кВ передбачається виробництва ТОВ «Високовольтний союз-РЗВА», м. Рівне. Силові трансформатори 35/6 кВ передбачаються виробництва ПАО «Запорожтрансформатор», м. Запоріжжя.

Таблиця 3.1 - Витрати на придбання технічних засобів або комплектуючих виробів зводимо у таблицю капітальних витрат

№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	Ціна за одиницю, тис. грн.	Сума, тис.грн.
Силовий трансформатор	ТДНС-16000/35	10540	2	21080
Вакуумні вимикачі 35кВ	ВР35-35-20-630У1	3	385	1155
Роз'єднувач	РЛНД 35-600	3	21	62
Трансформатор струму 35 кВ	СТС 38.41W (400/5 А)	3	60	180

Кінець таблиці 3.1

Обмежувачі перенапружень 35 кВ	ОПН-П- 35/40,5/10/550- 03 УХЛ1.	6	24	144
Вакуумні Вимикачі 6 кВ	ВРС-10- 31,5/2500	16	210	3360
Трансформаторів струму 6 кВ	ТОЛУ-10-2,3	32	35	1120
Трансформатор напруги 6 кВ	ЗНОЛП-6	16	65	1040
Трансформатор власних потреб 6 кВ	ТМ-100/10	2	100	200
Реле	REF620 (ABB)	4	85	340
Всього				28681

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{\text{тзс}}$) визначається виходячи з:

- відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;
- кількості, маси і габаритів устаткування;
- виду транспортних засобів;
- транспортних тарифів;

- розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;
- витрат на складську обробку.

$$З_{тзс} = 210 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на монтажні ($З_{м}$) і на налагоджувальні роботи ($З_{н}$) можна визначити наступним чином:

$$З_{м(н)} = \sum (Ч_i * a_i * t_i) * K_d * K_{см} * K_{пр},$$

де $Ч_i = 5$ – чисельність працівників 4-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

$a_i = 89,54$ – годинна тарифна ставка працівника 4-го розряду, грн.;

$t_i = 40$ – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_d = 1,15$ – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см} = 1,22$ – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

Інші одноразові вкладення грошових коштів ($З_{пр}$) можуть включати витрати:

- на демонтаж застарілого обладнання;
- на проведення проектно-конструкторських робіт;
- на підготовку персоналу;
- на придбання готового програмного забезпечення.

$$З_{м(н)} = \sum (5 * 89,54 * 40) * 1,15 * 1,22 * 1,3 = 30,5 \text{ тис. грн.,}$$

3.2 Визначення експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу ($C_з$);
- єдиний соціальний внесок (C_c);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_T);
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або витрат електроенергії ($C_э$);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{пр}$).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_з + C_c + C_T + C_э + C_{пр}.$$

3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик

основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_{\Pi} - Л,$$

де $\Phi_{\Pi} = 1\,250\,300$ тис. грн – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л = 150$ тис. грн. – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_{\Pi} - Л}{\Phi_{\Pi} * T_{\Pi}} * 100\%,$$

$$H_a = \frac{1\,250\,300 - 150\,000}{1\,250\,300 * 5} * 100 = 17,6 \%,$$

де $T_{\Pi} = 5$ років – термін корисного використання (амортизаційний період).

Тоді річні амортизаційні відрахування C_a за прямолінійним методом:

$$C_a = \frac{\Phi_{\text{п}} * H_a}{100},$$

$$C_a = \frac{1\,250\,300 * 17,6}{100} = 220\,052 \text{ грн.},$$

3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу (робітники, КСС), що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Основна заробітна плата працівників – це винагорода за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників.

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника F_H визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_H = (D_{\text{к}} - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) * T_{\text{зм}}, \text{ год}$$

де ($D_{\text{к}} = 365$, $D_{\text{св}} = 10$, $D_{\text{вих}} = 82$) – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{\text{зм}} = 8$ – тривалість зміни, годин.

Таблиця 3.2 - Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу

№	Найменування професій робітників	Явочний штат у зміну, осіб.	Обліковий склад з урахуванням змінності роботи, осіб	Годинна тарифна ставка, грн	Номінальний річний фонд робочого часу, годин	Усього основна зарплата, грн.
1	черговий персонал	3	9	64	2184	1 257 984

Додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на підприємстві преміальними системами, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам, за навчання учнів тощо).

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 8-10% від основної заробітної плати.

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати складає:

$$C_3 = Z_{осн} + Z_{дод}, \text{ грн.},$$

$$C_3 = 1\,257\,984 + 1\,257\,984 * 0,1 = 1\,383\,782 \text{ грн.},$$

де $Z_{осн}$, $Z_{дод}$ – основна і додаткова заробітна плата відповідно.

3.2.3 Єдиний соціальний внесок

Нарахування на заробітну плату визначаємо по ставці 22 % від суми усіх виплат (основних і додаткових) з урахуванням обов'язкових відрахувань до пенсійного фонду, фонду зайнятості, соціального страхування:

$$C_c = 0,22 * C_3 = 0,22 * 1\,383\,782 = 304\,432 \text{ грн.}$$

3.2.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства.

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою:

$$Z_{\text{т.р.}} = \sum_{i=1}^n (R_i * t_i * m_i * R_{\Sigma i} + \frac{S_i * \Pi_i}{T_i} * T_{\Phi}),$$

де n – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

R_i – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

t_i – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од. :

$$t_i = 15,$$

m_i – число ремонтів за рік (малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1)

$R_{\Sigma i}$ – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання:

$$R_{\Sigma i} = 10.$$

S_i - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

Π_i – кількість однотипних замінних елементів;

T_i – середній термін служби деталей даного типу, год.;

T_{ϕ} – число годин роботи апаратури на рік, год.

$$C_T = Z_{т.р.} = 242\,500 \text{ грн/рік.}$$

3.2.5 Інші витрати

Інші витрати по експлуатації об'єкту включають витрати по охороні праці, на спецодяг і ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4 % від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{\text{пр}} = 0,04 * 1\,383\,782 = 53\,681,5 \text{ грн.},$$

Таким чином, експлуатаційні витрати складуть:

$$\begin{aligned} C &= C_a + C_z + C_c + C_T + C_{\text{э}} + C_{\text{пр}} \\ &= 220\,052 + 1\,383\,782 + 304\,432 + 242\,500 + 63\,612 \\ &\quad + 53\,681,5 = 2\,268\,059,5 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Висновки по розділу

Економічні показники проекту, отримані в результаті розрахунку наступні : капітальні витрати 28 681 тис.грн., експлуатаційні витрати з урахуванням

заробітної плати персоналу і амортизаційних відрахувань -2 268 059,5 грн. - при реалізації проекту з встановленням нового ефективного електрообладнання.

Подальше використання існуючого устаткування підстанції «ЛБ-2» на ВРП-35 кВ та КРПН-6 кВ є менш раціональним порівнянно з проектним варіантом впровадження сучасного обладнання.

ВИСНОВОК

У даній роботі була проведена реконструкція міської підстанції 35/6 кВ. На перших етапах роботи було проведено аналіз існуючої ПС 35/6 В, проаналізував обґрунтування підстанції, вибір силових трансформаторів 110 кВ, розрахунок значень струмів короткого замикання для подальшого вибору електрообладнання.

На ПС «ЛБ-2» кВ було вибрано силові трансформатори ТДНС - 16000/35 кВ виробництва ПАО «Запоріжтрансформатор», м. Запоріжжя.

Після розробки заходів по реконструкції підстанції, до установки було прийнято наступне обладнання виробництва ТОВ «Високовольтний союз-РЗВА», м. Рівне:

На стороні 35 кВ встановлюється КРПЗ-35 кВ кВ, трансформатор струму СТС 38.41W (400/5 А), вакуумні вимикачі 35кВ - ВР35-35-20-630У1, роз'єднувач - РЛНД 35-600, Обмежувачі перенапружень 35 кВ ОПН-П-35/40,5/10/550-03 УХЛ1.

На стороні 6 кВ було обрано комірки КРПЗ-6 типу КУ-10С, які підходять за конструкцією для цієї підстанції. Комірки 6 кВ складаються із лінійних шаф. шаф вводу трансформатора та комірок секційного вимикача та роз'єднувача.

Також у дипломному проєкті було описано захист основних силових трансформаторів. Була проведена заміна трансформаторів власних потреб.

При виборі трансформатора ТВП включали власні навантаження: опалення та вентиляція, освітлення та систему пожежної сигналізації.

В результаті виробленої реконструкції підстанція, стала відповідати всім сучасним нормам і вимогам.

Перелік посилань

1. Історія підприємства АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі». Режим доступу: <https://www.dtek-dnem.com.ua/ua/about>
2. СР та його функції. Режим доступу: <https://www.dtekdnem.com.ua/ua/field-of-activity>
3. 3. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Затверджено наказом №543 від 04.08.2014 р. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України.
4. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. / Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен / За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. – Дніпропетровськ: Видавництво НГА України, 2000.– 597 с.
5. Електричні мережі систем електропостачання: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська, Л.П. Ворохов, О.Б. Іванов: За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003. – 316 с
6. Методика вибору номінальної потужності силових трансформаторів в умовах розподільчих мереж населених пунктів / Ю.А. Папаїка, І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган // Електротехніка та електроенергетика – 2021. – №2.
7. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х.: Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

8. Кабишев А.В. Блискавкозахист електроустановок систем електропостачання: навчальний посібник/ А.В. Кабишев: Вид-во ТПУ, 2006. - 124 с.
9. Неклепаєв Б.М., Крючков І.П. Електрична частина електростанцій та підстанцій: Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування: Навч. посібник для вузів. - 4-те вид., Перероб. та доп. - М.: Енергоатомвидав, 1989. - 608 с.
- 10.Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в електроустановках змінного струму напругою понад 1 кВ: ГОСТ 27514-87. - 33 С.
- 11.ДСТУ 3008-95. Документація. Звіти у сфері науки і техніки. – Київ,- 1995. – 38 с
- 12.БНіП 3.05.06-85 Електротехнічні пристрої. М, 1986.
- 13.ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок.
- 14.ПУЕ „Правила улаштування електроустановок”. Розділ 1 Загальні правила. Гл.1.7 Заземлення і захисні заходи електробезпеки. – К.: ОЕП ”ГРІФЕ”, 2006.– 77 с
- 15.НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок.
- 16.ДБН А.3.1-5-2016 Організація будівельного виробництва

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ОППБ.22.14.ПЗ	Пояснювальна записка	95	
5					
6			Графічні матеріали	7	
7					
8		ЕЕ.ОППБ.22.14.ПМ	Презентація	12	