

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«_____» _____ 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/6 кВ
«Чехівська»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ.м-11 _____ М. І. Лісніченко

Керівник, к.ф.-м.н, доцент _____ М. В. Петровський

Консультант

з економічної частини, к.е.н., доцент _____ О. М. Маценко

Нормоконтроль _____ М. А. Никифоров

Суми – 2022

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента

Лісніченка Максима Ігоровича

1. Тема магістерської роботи: «Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/6 кВ Чехівська»

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи 13.12.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: найменування та план розміщення обладнання підстанції, графіки добового навантаження, схема підстанції.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити, основні розділи зі змісту)

- аналіз стану обладнання підстанції
- перевірка силових трансформаторів на предмет перевантаження
- розрахунок доцільної висоти блискавкозахисту та зони грозозахисту підстанції
- звірка доцільності використання діючих вимикачів та їх заміна
- звірка заземлюючого пристрою
- вибір доцільного релейного захисту
- заміна високовольтних розрядників та обмежувачів перенапруг
- індивідуальне завдання

5. Перелік графічного матеріалу:

- схема підстанції до реконструкції
- схема підстанції після реконструкції
- Карта зон грозозахисту підстанції
- Схема заземлювального контуру підстанції

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Економічна частина	О. М. Маценко		

7. Дата видачі завдання 12.09.2022 р.

Керівник роботи _____ М. В. Петровський

Завдання прийняв до виконання _____ М. І. Лісніченко

Календарний план

№ з	Найменування етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Розрахунок силових трансформаторів	25.10-30.10 2022	
2	Розрахунок грозозахисту	01.11-07.11 2022	
3	Перевірка комутаційного обладнання	08.11-18.11 2022	
4	Розрахунок освітлення підстанції	18.11-19.11 2022	
5	Моделювання освітлення ЗРУ-6 кВ	19.11-22.11.2022	
6	Охорона праці	22.11-01.12.2022	
	Економічна частина	01.12-02.12.2022	
6	Оформлення креслень та пояснювальної записки	02.12-05.12.2022	

Студент-дипломник _____ М. І. Лісніченко

Керівник роботи _____ М. В. Петровський

Реферат

102 сторінки, 14 рисунків, 34 таблиці, 31 джерело

Бібліографічний опис: Лісніченко М.І. Реконструкція високовольтної підстанції 110/6 кВ «Чехівська»: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / М.І. Лісніченко; наук. керівник М.В. Петровський – Суми: СумДУ, 2022. – 102 с.

Ключові слова: високовольтна підстанція, силовий трансформатор, схема нормального режиму роботи, блискавкозахист, вимикач, заміна високовольтного обладнання, моделювання освітлення, техніко-економічне обґрунтування;

high voltage substation, power transformer, normal operation scheme, lightning protection, switcher, high-voltage equipment changing, lightning modeling, feasibility argumentation.

Короткий огляд.

В роботі досліджено обладнання високовольтної підстанції при нормальному режимі роботи. Проведено перевірку силових трансформаторів на предмет перевантаження. Перевірено грозозахист електричної підстанції та працюючі на підстанції масляні вимикачі. Змодельовано схему заземлення підстанції. Проведено перевірку пристроїв РЗА. Також в магістерській роботі висвітлені питання охорони праці, техніки безпеки під час реконструкції електричної частини високовольтної підстанції. Розрахунки проводились за допомоги програмного забезпечення Microsoft Office Excel, Dialux Evo, а також PTC MathCAD 15. Креслення виконано за допомогою AutoCAD 15.

Перелік умовних скорочень

ВРУ – відкрита розподільча установка

ЗРУ – закрита розподільча установка

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПС – підстанція

ТП – трансформаторна підстанція

ВН – сторона високої напруги

НН – сторона низької напруги

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

ТВП – трансформатор власних потреб

ДСТУ – державний стандарт України

ЛЕП – лінія електропередавання

РЗА – релейний захист та автоматика

ГЩУ – головний щит управління

АБ – акумуляторна батарея

ЗП – заземлювальний пристрій

ЗК – заземлювальний контур

ЗМІСТ

Вступ	6
1 Аналіз режиму роботи підстанції	8
1.1 Загальні відомості	8
2 Технічні заходи щодо реконструкції	20
2.1 Перевірка силових трансформаторів	20
2.2 Розрахунок блискавкозахисту	27
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання	35
3 Вибір комутаційного та захисного обладнання	38
3.1 Вибір вимикачів на стороні ЗРУ-6 кВ	38
3.2 Вибір обмежувачів перенапруг	46
3.3 Акумуляторні батареї	61
3.4 Релейний захист	64
3.5 Дугогасні реактори 6 кВ	71
4 Техніко-економічне обґрунтування технічного переоснащення ПС 110/6 кВ «Чехівська»	75
4.1 Загальні відомості	75
5 3D моделювання освітлення підстанції	80
6 Охорона праці	84
6.1 Перевірка заземлювальних пристроїв підстанції	84
Висновки	91
Список літератури	94
Додаток 1	98
Додаток 2	99
Додаток 3	100
Додаток 4	101
Додаток 5	102

					MP 3.6.141.388 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/6 кВ «Чехівська»	Літ.	Арк.	Акрушіє
Розроб.		М.І. Лісниченко						
Перевір.		М.В. Петровський					6	102
Нормоконтроль		М.А. Нікіфоров				СумДУ		
Затверд.		І.Л. Лебединський						

ВСТУП

В наш час сфера електроенергетики перебуває в періоді великих змін, відкриттів, та оновлень. Все більше будується нових електростанцій, винаходяться нові джерела електричної енергії, а наші міста розростаються з кожним днем. Будівництво також не спиняється – з'являються нові високоповерхівки, мікрорайони й навіть міста на картах.

Така ж ситуація стосується й нашого міста. Невпинно зростає населення Сум, з'являються нові житлові споруди та навіть цілі мікрорайони. Так і виходить, що навантаження на підстанції невинно зростає, і через це вони вже потребують модернізації, а, в деяких випадках, навіть реконструкції.

І тому важливою задачею електроенергетики є вчасні перевірки обладнання електричних підстанцій для своєчасної заміни, і паралельне розроблення нового устаткування з покращеними характеристиками і параметрами.

В останнє десятиліття у сфері електроенергетики невинно продукуються нові види електротехнічного устаткування: на заміну масляних вимикачів приходять вакуумні або ж елегазові, замість розрядників починають встановлюватись мікропроцесорні обмежувачі перенапруги тощо.

За останні вісім місяців в Україні відбулось багато порушень постачання електроенергії, знищення та пошкодження обладнання підстанцій та ліній електропередавання в зв'язку з військовою агресією російської федерації під час дії в Україні військового стану. І це все необхідно перевіряти, реконструювати, відновлювати та замінювати.

Саме через це тематика моєї магістерської роботи є актуальною в наш час.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 Аналіз режиму роботи підстанції

1.1 Загальні відомості

Для магістерської роботи було обрано підстанцію 110/6 кВ «Чехівська», що знаходиться в Сумській області, в м. Суми. Дана підстанція діюча та знаходиться в експлуатації з 1982 року. Від цієї підстанції заживлені побутові споживачі та промислові підприємства. Приєднання даної підстанції до енергосистеми також є важливим елементом, коли ми говоримо про конструкцію підстанції. На даний момент живлення підстанції виконано двома повітряними лініями ПЛ 110 кВ проводом АС-150. Щодо обладнання на території підстанції, то – існуючі комірки 6 кВ розташовані в закритій розподільчій установці (ЗРУ - 6кВ). Споживачі власних потреб підстанції живляться від щита змінного струму 0.23 кВ, що підключений до трансформаторів власних потреб ТВП-1 та ТВП-2. Силові та контрольні кабелі по території підстанції прокладені в кабельних лотках. Освітлення території виконується прожекторами, що встановлені на будівлі ЗРУ-6 кВ.

Площадка підстанції займає територію 9953 м².

Будівля

Будівля: бетонна, одноповерхова, перекрита залізобетонними плитами, покрівля шиферна односхильна. Довжина: ГЩУ – 24 м, ЗРУ-6 кВ – 24 м. Ширина: ГЩУ – 12 м, ЗРУ-6 кВ – 9 м, загальна площа складає 504 м².

В будівлі знаходяться ЗРУ-6 кВ, ГЩУ та підсобні приміщення. Будівля введена в експлуатацію в 1984 році. Стан будівлі задовільний.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗРУ-6 кВ

Обладнання ЗРУ-6 кВ знаходиться в будівлі підстанції та складається з комірок типу К-XXVII, К-ХІІ з вимикачами ВМПЭ-10, ВР-10: комірки типу К-104 з вимикачами ВК-10, комірки КУ-10Ц з вимикачами ВР1-10 та поділено на дві секції шин, що заживлені від трансформаторів 1Т та 2Т. Секції шин поєднані між собою через секційний вимикач. Стан обладнання ЗРУ-6 кВ задовільний.

Таблиця 1.1 – обладнання ЗРУ-6 кВ

№ Комірки	Назва комірки	Встановлене обладнання
1	—	—
2	1В	ВР-10-31,5/2500 У2 ТПШЛ -10 2000/5
3	ТВП-1	ТН-А-160/6 ПК-10
4	ТП-480 ком.8	ВМПЭ-10/630 ТВЛМ-10 400/5
5	РП-25 ком.5	ВР 1-10-20/630 У2 ТЛМ-10 400/5
6	Токаріський водозабір. Ввод 2	ВМПЭ-10/630 ТЛМ-10 600/5
7	ТП-448 ком.7	ВМПЭ-10/630 ТЛМ-10 400/5
8	РП-48 ком.16/ ком.8	ВР 1-10-20/630 У2 ТВЛМ-10 200/5
9	РП-48 ком.7	ВР 1-10-20/630 У2 ТВЛМ-10 400/5
10	Резерв	-

Продовження таблиці 1.1

11	ТН-1	НАМИ-10 ПКН-10 РВО-6
12	СВ	ВР 2-10-31,5/2000 У2 ТВЛМ-10 1500/5
13	-	-
14	ТН-2	НАМИ-10 ПКН-10 РВО-6
15	ТП-490 ком.7	ВМПЭ-10/630 ТЛМ-10 200/5
16	РП-25 ком.6	ВВ-TEL-10-20/1000 ТВК-10 400/5
17	ТП 448 ком.8	ВМПЭ-10/630 ТВЛМ-10 150/5
18	ТП 500 ком.2	ВМПЭ-10/630 ТВЛМ-10 150/5
19	Токаріський водозабір. Ввод 1	ВМПЭ-10/630 ТЛМ-10 400/5
20	ТВП-2	ТН-160/6 ПК-10
21	2В	ВР 2-10-31,5/2000 У2 ТПШЛ -10 2000/5
22	-	-
23А	Мануфактура. Ввод 1	ВР 1-10-20/1000 У2 ТОЛ-10-1-2У2 600/5

Продовження таблиці 1.1

23	ТРЦ. Ввод 1	ВР 1-10-20/630 У2 ТЛК-10-5 400/5
24	Перехідна шафа	-
25	Резерв	-
26	РП-50 ком.3	ВР 1-10-20/630 У2 ТОЛ-10 600/5
27	Лучанський водозабір РП-49 ком.22	ВК-10/1000 ТОЛ-10 300/5
28	Перехідна шафа	
29	ТП-500 ком.5	ВМПЭ-10-20/630 У2 ТВЛМ-10 300/5
30	КНС-9 ком.2 РП-52 водоканал	ВМПЭ-10-20/630 У2 ТВЛМ-10 600/5
31	Тягова 14 ф.1	ВМПЭ-10-20/630 У2 ТОЛ-10 100/5 ТЛК-10 600/5
32	ТДГК-1	ТМ-630/6 ВМПЭ-10/630 ТОЛ-10 150/5
33	СТО ВАЗ ф.1	ВМПЭ-10/630 ТЛМ-10 200/5
34	Мануфактура. Ввод 2	ВР 1-10-20/1000 У2 ТОЛ-10-1-2У2 600/5
35	РП-50 ком.12	ВР 1-10-20/1000 У2 ТОЛ-10 600/5

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Продовження таблиці 1.1

36	Лучанський водозабір РП-49 ком.8	ВК-10/1000 ТПЛ-10-У3 400/5
37	Тягова 14 ф.2	ВМПЭ-10/630 ТВЛМ-10 150/5
38	КНС-9 РП-52 ком.10 водоканал	ВМПЭ-10/630 ТВЛМ-10 400/5
49	РП-48 ком.8	ВР 1-10-20/630 У2 ТВК-10 200/5
40	РП-33 ком.9	ВР 1-10-20/630 У2 ТОЛ-10 600/5
41	СТО ВА3 ф.2	ВМПЭ-10/630 ТЛМ-10 200/5
42	ТДГК-2	ТМ-400/6 ВМПЭ-10/630 ТЛМ-10 150/5
43	ТРЦ. Ввод 1	ВР 1-10-20/630 У2 ТЛК-10-5 400/5

Трансформатори власних потреб

Трансформатори власних потреб ТВП-1 та ТВП-2 типу ТН-А-160/6000 встановлені у комірках 3 і 20 відповідно, по одному на кожну секцію шин. Трансформатори маломасляні, з природнім охолодженням, напругою 6/0,23 кВ та потужністю 160 кВА кожен. До шин 6 кВ обидва трансформатори власних потреб під'єднані через однофазні запобіжники ПКТ-10 по фазам А, В, С. Обидва трансформатори були введені в експлуатацію в 1984 році. Стан ТВП-1 та ТВП-2 задовільний.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Силові трансформатори

Силові трансформатори 1Т та 2Т 110/6 кВ типу ТДН-25000/110У1, потужністю 25000 кВА та ТДН-25000/110У1, потужністю 25000 кВА відповідно. Трансформатори маслонаповнені, трифазні, двообмоткові, з природньою циркуляцією масла, примусовим дуттям повітря та пристроями регулювання під напругою 1Т типу РС-3, 2Т типу РНТА-35/200. Трансформатори 1Т та 2Т введені в експлуатацію у 1990 році та 2012 відповідно. Стан трансформаторів задовільний.

Таблиця 1.2 – характеристики трансформаторів

Назва параметру	ТДН-25000/110	ТДН-25000/110У1
$S_{НОМ}$, МВ · А	25	25
Границі регулювання	$\pm 9 \times 1.78\%$	$\pm 9 \times 1.78\%$
$U_{НОМ}$ ВН, кВ	115	115
$U_{НОМ}$, НН кВ	10.5	10.5
U_K , %	10.5	10.5
P_K , кВт	120	120
ΔP_X , кВт	27	27
I_X , %	0.7	0.7
r_T , Ом	2.54	2.54
X_T , Ом	55.9	55.9
ΔQ_X , квар	175	175

ВРУ-110 кВ

ВРУ-110 кВ – відкрите розподільче устаткування розташоване на території ПС «Чехівська» та призначене для приймання електричної енергії напругою 110 кВ зі сторони повітряних ліній 110 кВ та підведення її до силових трансформаторів 1Т та 2Т.

Дане розподільче устаткування складається з секційного вимикача СВ-110 кВ, лінійних роз'єднувачів 1Р та 2Р, роз'єднувачів ремонтної перемички

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3Р та 4Р, секційних роз'єднувачів 5Р та 6Р, шинних роз'єднувачів 7Р та 8Р, обмежувачів перенапруг ОПН-110 кВ та ОПН-6 к, трансформаторів струму 110 кВ, трансформаторів напруги 110 кВ.

Установлені на ВРУ-110 кВ роз'єднувачі 1Р, 2Р, 3Р, 4Р, 5Р, 6Р, 7Р та 8Р типу РНДЗ-110/1000. Дані роз'єднувачі двоколонкові, з заземлюючими ножами, зовнішнього встановлення, розраховані на напругу 110 кВ та максимальний струм 1000 А, призначені для комутації електричного кола без струму, які у вимкненому положенні мають видимий ізоляційний проміжок. Кожен з роз'єднувачів має тип приводу ПР-1.

Обладнання введено в експлуатацію в 1984 році. Стан ВРУ-110 кВ задовільний.

Таблиця 1.3 – основні відомості про роз'єднувачі

№	Тип обладнання	Рік виготовлення	Рік введення в експлуатацію
1Р	РНДЗ-110/1000 У1	1980	1981
2Р	РНДЗ-110/1000 У1	1980	1981
3Р	РНДЗ-110/1000 У1	1980	1981
4Р	РНДЗ-110/1000 У1	1980	1981
5Р	РНДЗ-110/1000 У1	1980	1981
6Р	РНДЗ-110/1000 У1	1980	1981
7Р	РНДЗ-110/1000 У1	1980	1981
8Р	РНДЗ-110/1000 У1	1980	1981

Таблиця 1.4 – основні характеристики роз'єднувачів

№	Тип обладнання	Номінальний струм, А	Струм термічної стійкості, А	Максимальний скрізний струм головних ножів, А
1Р	РНДЗ-110/1000 У1	1000	40/3	100
2Р	РНДЗ-110/1000 У1	1000	40/3	100

Продовження таблиці 1.4

3Р	РНДЗ- 110/1000 У1	1000	40/3	100
4Р	РНДЗ- 110/1000 У1	1000	40/3	100
5Р	РНДЗ- 110/1000 У1	1000	40/3	100
6Р	РНДЗ- 110/1000 У1	1000	40/3	100
7Р	РНДЗ- 110/1000 У1	1000	40/3	100
8Р	РНДЗ- 110/1000 У1	1000	40/3	100

На обох системах шин встановлено трансформатори напруги ТН-1 та ТН-2 типу НКФ-110-57У1. Дані трансформатори призначені для передавання сигналів вимірювальної інформації до пристроїв виміру, пристроям захисту, автоматики, сигналізації та управління в колах змінного струму частоти 50 Гц. Дані трансформатори однофазні, тому на кожній з секцій шин встановлено 3 трансформатори напруги на кожен фазу.

Таблиця 1.5 – основні технічні характеристики

Назва характеристики трансформатора	Значення
Номінальна напруга первинної обмотки, кВ	110/ $\sqrt{3}$
Номінальна напруга основної вторинної обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$
Номінальна напруга додаткової вторинної обмотки, В	100
Класи точності основних вторинних обмоток	0,5 ; 1 ; 3
Класи точності додаткових вторинних обмоток	3
Номінальна потужність основної вторинної обмотки ($\cos\varphi=0.8$), ВА	400 ; 600 ; 1200
Номінальна потужність додаткової вторинної обмотки ($\cos\varphi=0.8$), ВА	1200

Продовження таблиці 1.5

Максимальна потужність, ВА	2000
Номинальна частота мережі, Гц	50
Габарити, мм	1040 × 1040 × 3300
Маса, кг	640
Кліматичне виконання	У1 (від -35 до +35)

Також, окрім трансформаторів напруги на ВРУ-110 кВ встановлені вимірювальні трансформатори струму 110 кВ типу ТОМ 123 III ХЛ1 600/5. Дані трансформатори однофазні, зовнішнього виконання, розраховані на напругу 110 кВ. Зовнішня ізоляція – фарфорова покривка. Головна внутрішня ізоляція – паперово-масляна, конденсаторного типу. Трансформатори мають п'ять вторинних обмоток.

Таблиця 1.6 – основні характеристики трансформаторів

Назва характеристики трансформатора	Значення
Номинальний первинний струм, А	200
Номинальний вторинний струм, А	5
Струм термічної стійкості, кА	16
Струм електродинамічної стійкості, кА	32

Приєднання трансформаторів

До приєднання силових трансформаторів 1Т та 2Т відносяться: вимикачі 110 кВ «В-1Т» та «В-2Т», обмежувачі перенапруг 110 кВ ОПН-110-1Т та ОПН-110-2Т, високовольтні розрядники 35 кВ РВС-35+15-1Т та РВС-35+15-2Т, високовольтні розрядники 6 кВ РВП-6-1Т та РВП-6-2Т, заземлюючі ножі ЗОН-1Т та ЗОН-2Т.

На ПС 110/6 кВ «Чехівська»

Головний щит управління

Головний щит управління (ГЩУ) розташований у будівлі підстанції. Від складається з 20 панелей пристроїв релейного захисту та автоматики, 6

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

панелей щита власних потреб, 4 панелей управління та центральної сигналізації, 2 панелей телемеханіки, 3 панелей щита постійного струму, 2 випрямлячів типу ВАЦП-380/260-40/8, свинцово-кислотної акумуляторної батареї типу СК-8, що складається зі 108 елементів. Головний щит управління введений в експлуатацію в 1984 році. Стан ГЩУ задовільний

Залізнодорожний шлях

На підстанції 110/6 кВ «Чехівська» наявний залізнодорожний шлях для встановлення силових трансформаторів на фундамент. Він складається з залізнодорожних рельс, що покладені на дерев'яні шпали. Його довжина складає 10 м. Стан залізнодорожного шляху задовільний.

Аварійний маслостік

Аварійний маслостік, встановлений на підстанції, призначений для аварійного зливу трансформаторного масла в маслосбірний пристрій при пошкодженні одно з, або одразу двох силових трансформаторів. Він виконаний з керамічних труб. Маслосбірний пристрій виготовлений з залізобетону, має об'єм 40 м³, вкопаний в землю. Стан аварійного маслостіку та маслосбірного пристрою задовільний.

Огорожа підстанції

Огорожа ПС «Чехівська» виконана з металічної сітки, закріпленої на рамах з металевого кута висотою 2 м та довжиною 400 м. Стан огорожі задовільний.

Кабельний канал

Кабельний канал виконаний з залізобетонних лотків, викладених на поверхні землі, закритих згори залізобетонними плитами, має довжину 100 м. Даний канал призначений для прокладання контрольних та силових кабелів від обладнання ВРУ-110 кВ та силових трансформаторів до головного щита управління. Стан кабельного каналу задовільний.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Освітлення підстанції

Освітлення підстанції призначення для забезпечення необхідного рівню освітленості відкритих розподільчих пристроїв та внутрішніх приміщень підстанції.

Освітлення підстанції призначено для створення необхідного рівня освітленості відкритих розподільчих пристроїв та внутрішніх приміщень підстанції. Стан освітлення в ЗРУ-6 кВ та ВРУ-110 кВ – задовільний.

Високочастотна обробка складається з високочастотного загороджувача типу ВЗ-630, підвішеного на першій опорі, конденсатора ВЧ зв'язку та фільтру приєднання, що змонтовані на залізобетонних стійках під спуском з повітряною лінією по фазі А.

Облік електроенергії на підстанції

Всі лінії 6 кВ, що відходять та вводи 6 кВ силових трансформаторів обладнані пристроями обліку електроенергії по напрузі 6 кВ.

Трансформатори власних потреб ТПВ-1 та ТПВ-2 обладнані пристроями обліку електроенергії по напрузі 0,4 кВ, що дозволяє врахувати постачання електричної енергії на шини як 6 кВ так і по 0,4 кВ, тобто присутня можливість розрахунку небалансу електричної енергії по підстанції.

Розрахунковий небаланс електричної енергії по підстанції складає $\pm 5\%$.

Фактичний небаланс на момент паспортизації склав 3,54 %.

Всі релейні шафи та пристрої обліку електричної енергії закриті та опломбовані. Таким чином на ПС виключена можливість несанкціонованого доступу до кіл обліку.

1.3 Заземлення та грозозахист підстанції

Блискавкозахист підстанції виконано блискавковідводами, встановленими на порталах. Їх висоти зведені у таблицю 1.7:

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 – висоти блискавковідводів підстанції

Блискавковідвід	Висота блискавковідводу, м
h_1	27
h_2	27
h_3	19.5
h_4	19.5
h_5	19.5
h_6	19.5
h_7	19.5
h_8	19.5

2 Технічні заходи щодо реконструкції

2.1 Перевірка трансформаторів

Найважливішою частиною будь-якої підстанції є силові трансформатори, через які й проходить електрична енергія. Однак, як і будь-що в нашому світі, міста не стоять на місці – мікрорайони розростаються в повноцінні райони, будуються нові промислові об'єкти і так далі. Через це необхідно періодично перевіряти завантаженість трансформаторів, щоб бути впевненими в їх справній безперебійній роботі. Одразу необхідно вказати, що для перевірки за ДСТУ 3463-96 я обираю температуру 10 °С, спираючись на дані [25], згідно яких середня температура міста Суми складає, приблизно, 8.2 °С. За ДСТУ 3463-96 найближчим до цього значенням є 10 °С. Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо у двоступінчастий.

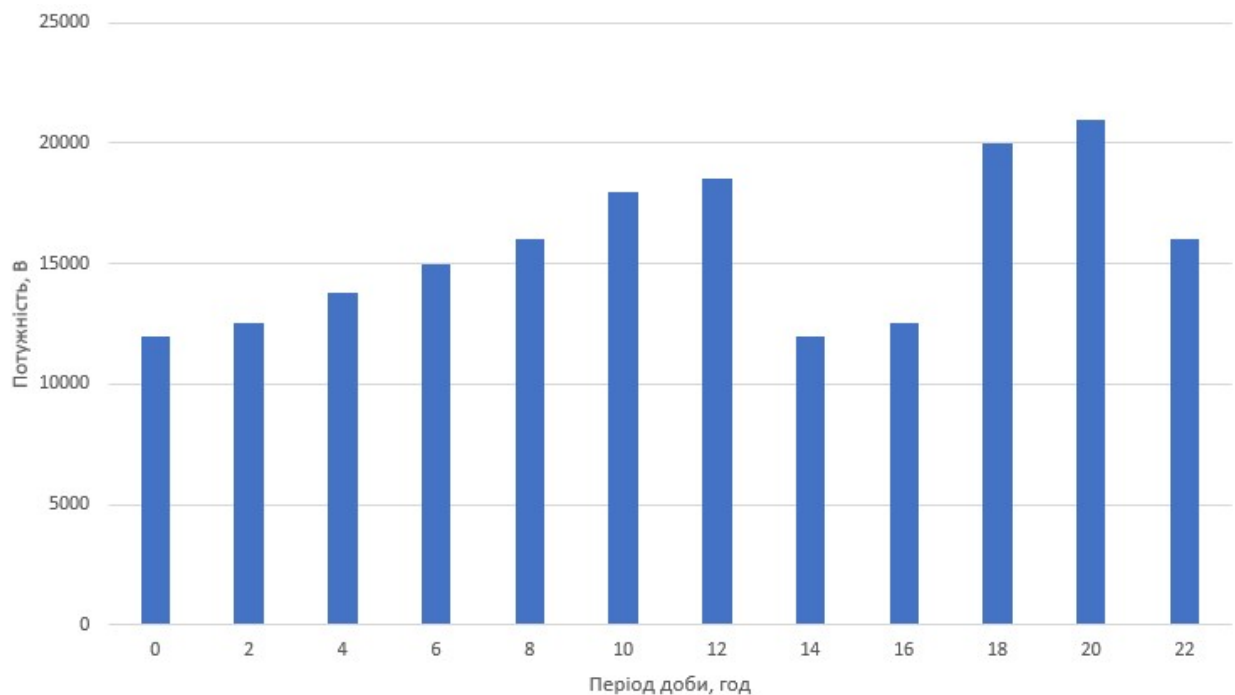


Рисунок 2.1 – добовий графік навантаження трансформатора 1Т

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Таблиця 2.1 - Вихідні дані для проектування

$S_{НОМ.НАВ.},$ МВА	$\cos \varphi_{НАВ}$	$t, ^\circ\text{C}$
25	0,88	+ 10

Таблиця 2.2 – навантаження у відсотках

Навантаження в % від номінальної потужності											
S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6	S_7	S_8	S_9	S_{10}	S_{11}	S_{12}
48	50	55.2	60	64	72	74	48	50	80	84	64

Де S_1, S_2, S_n – власне навантаження першого; другого; n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора (або на ній);

Таблиця 2.3 – погодинне навантаження трансформатора 1Т

Год.	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
%	48	50	55.2	60	64	72	74	48	50	80	84	64
$S_{1-12},$ МВА	12	12.5	13.8	15	16	18	18.5	12	12.5	20	21	16

Як Ми бачимо, на графіку відсутні точки перевантаження.

Спершу визначимо повну потужність навантаження:

$$S_{НОМ.НАВ.} = \frac{P_{НОМ.НАВ.}}{\cos \varphi_{НАВ.}} = \frac{25}{0.88} = 28.41(\text{МВА})$$

Потужність трансформатора повинна бути :

$$S_{НОМ.ТР.} \geq \frac{S_{НОМ.НАВ.}}{1.4} = \frac{28.41}{1.4} = 20.3 (\text{МВА})$$

													Арк.
													21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата									

MP 3.6.141.388 ПЗ

Таким чином, можна зробити попередній висновок, що трансформатор 1Т обрано правильно. Однак, для повної достовірності необхідно також розрахувати коефіцієнти K_1 та K_2 :

Так як точки перевантаження відсутні, для розрахунку K_1 використовуються всі значення S

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \times \sqrt{\frac{\sum(S_1^2 \times t_1 + \dots + S_{12}^2 \times t_{12})}{\sum(t_1 + \dots + t_{12})}} = \frac{1}{25} \times \sqrt{\frac{6070}{24}} = 0.636$$

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \times 0 = 0$$

Отже, коефіцієнт K_1 складає 0.636, а $K_2 = 0$, тому ми можемо підтвердити попередній висновок – трансформатор 1Т ТДН-25000/110 обрано вірно. Однак, трансформатор 1Т встановлено та введено в експлуатацію на підстанцію 110/6 кВ «Чехівська» у 1990-му році. Тобто, він знаходиться в роботі вже 32 роки при припустимих 25. Отже, в ході реконструкції даний трансформатор необхідно замінити на аналогічний, однак, вироблений не пізніше 1 кварталу 2022-го року.

Таблиця 2.4 – порівняльна характеристика трансформаторів

Назва параметру	ТДН-25000/110
$S_{\text{НОМ}}$, МВ · А	25
Границі регулювання	$\pm 9 \times 1.78\%$
$U_{\text{НОМ}}$ ВН, кВ	115
$U_{\text{НОМ}}$, НН кВ	10.5
U_K , %	10.5
P_K , кВт	120

Продовження таблиці 2.4

ΔP_X , кВт	27
I_X , %	0.7
r_T , Ом	2.54
X_T , Ом	55.9
ΔQ_X , квар	175

Перевіряючи перший трансформатор 1Т, ми впевнились в тому, що кожен елемент підстанції необхідно періодично перевіряти на відповідність до сучасних умов. Тож другий трансформатор також потребує перевірки і, якщо це буде необхідно, заміни. Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо у двоступінчастий. На графіку, приведеному нижче, показано навантаження другого трансформатора:

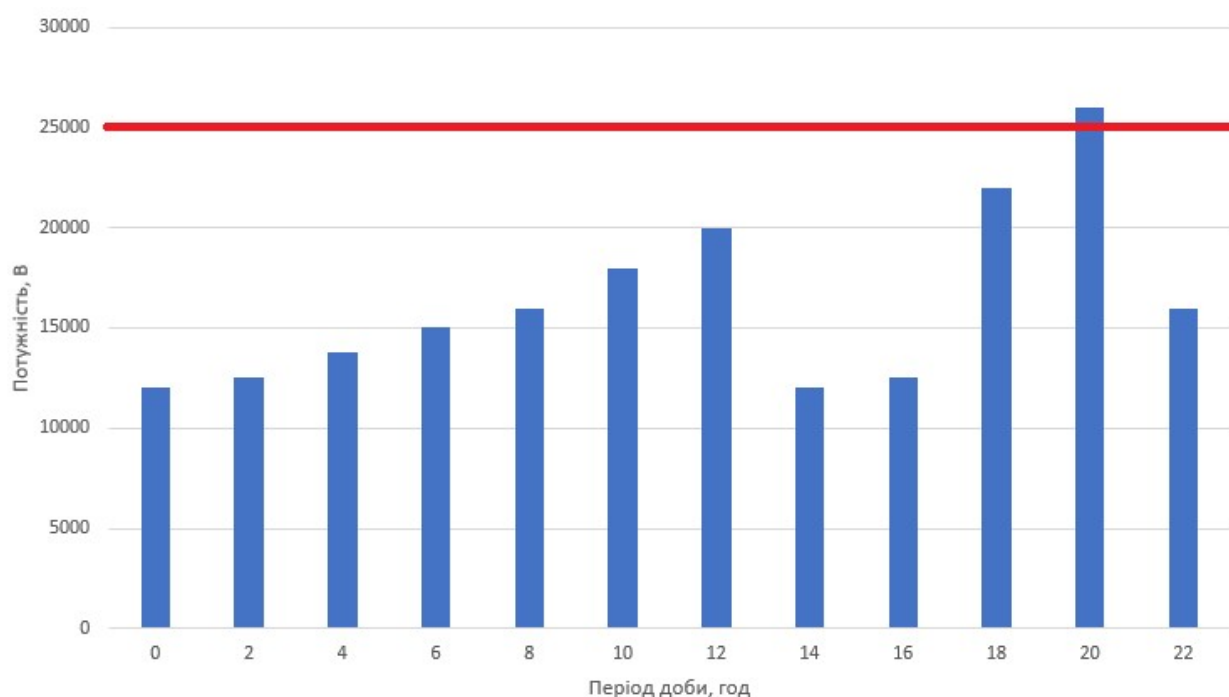


Рисунок 2.2 – добовий графік навантаження трансформатору 2Т

Таблиця 2.5 – Вихідні дані для проектування

$S_{НОМ.НАВ.},$ МВА	$\cos \varphi_{НАВ}$	$t, ^\circ\text{C}$
25	0,88	+ 10

Таблиця 2.6 – Добове навантаження споживачів

Навантаження в % від номінальної потужності											
0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
48	50	55.2	60	64	72	80	48	50	88	104	64

Як Ми бачимо, на графіку присутня точка перевантаження о 22-й годині.

Спершу визначимо повну потужність навантаження:

$$S_{НОМ.НАВ.} = \frac{P_{НОМ.НАВ.}}{\cos \varphi_{НАВ.}} = \frac{25}{0.88} = 28.41(\text{МВА})$$

Потужність трансформатора повинна бути :

$$S_{НОМ.ТР.} \geq \frac{S_{НОМ.НАВ.}}{1.4} = \frac{28.41}{1.4} = 20.3 (\text{МВА})$$

Таблиця 2.6 – Навантаження від номінальної потужності

Год.	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
%	48	50	55.2	60	64	72	80	48	50	88	104	64
$S_{1-12},$ МВА	12	12.5	13.8	15	16	18	20	12	12.5	22	26	16

Для розрахунку коефіцієнту K_1 у формулу було підставлено всі значення S , за винятком S_{11} . Початкове навантаження еквівалентного графіка визначимо за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \times \sqrt{\frac{\sum(S_1^2 \times t_1 + \dots + S_{12}^2 \times t_{12})}{\sum(t_1 + \dots + t_{12})}} = \frac{1}{25} \times \sqrt{\frac{5472}{22}} = 0.631$$

Де S_1, S_2, S_{12} – власне навантаження першого; другого; 12-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора (або на ній);

t_1, t_2, t_{12} – тривалість ступеня, година.

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \times \sqrt{\frac{1352}{2}} = 1.04$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{\text{МАХ}} = \frac{S_{\text{МАХ}}}{S_{\text{НОМ.}}} = \frac{26}{25} = 1.04$$

$$K_2' = 0.9 \cdot K_{\text{МАХ}} = 0.9 \cdot 1.04 = 0.936$$

Так як значення $K_2' \geq K_2$, то остаточно беремо $K_2 = K_2' = 1.04$.

Визначимо значення K_2 за ДСТУ 3463-96 при нормальному режимі роботи ($\theta = +10^\circ\text{C}$, тип охолодження Д, $t_{\text{перев.}} = 2$ год).

Використавши метод лінійної інтерполяції ми отримали

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.7: Розрахунок $K_{2ГОСТ}$ методом лінійної інтерполяції

0.6	1.67
0.631	1.66
0.7	1.63

$$K_{2ГОСТ} = 1.66$$

Ми бачимо, що при перевірці другого трансформатора $K_{2ГОСТ}$ виявився більшим за K_2 , тому можемо зробити аналогічний висновок – трансформатор 2Т не потребує заміни на більш потужний. Також необхідно додат – трансформатор 2Т, введений у 2012-му році, достатньо новий, і не потребує заміни через довготривалий термін експлуатації.

Як висновок, можна сказати, що запропоновані силові трансформатори цілком задовольняють заданим умовам роботи підстанції.

Стандартною зоною захисту стрижньового блискавковідводу висотою h є круговий конус висотою $h_0 < h$, вершина якого співпадає з вертикальною віссю блискавковідводу. Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою конуса h_0 і радіусом конуса на рівні землі r_0 .

В подальших розрахунках Я буду використовувати формули придатні для блискавковідводів висотою до 150 м. При більш високих блискавковідводах слід користуватися спеціальною методикою розрахунку.

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між стрижньовими блискавкоприймачами L не перевищує граничної величини L_{MAX} . В іншому випадку обидва блискавковідводи будуть розглядатись як одиничні.

Блискавковідводи на підстанції розглядаються як окремі одиничні блискавковідводи, Встановлені поблизу ВРУ-6 кВ.

При висоті до 150 метрів захисний простір стрижньового блискавковідводу має конусовидну форму, основа якої являє собою коло радіусом r_x , а вершина знаходиться на висоті $h_0 < h$.

Ці розміри для зони А-типу визначаються за допомогою рівнянь:

1) Для блискавковідводу 1:

$$h_0 = 0.7h = 0.7 \times 27 = 18.9(\text{м})$$

$$r_0 = 0.6 \times h = 0.6 \times 27 = 16.2(\text{м})$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16.2(18.9 - 6)}{18.9} = 11.1 (\text{м})$$

2) Для блискавковідводу 2:

$$h_0 = 0.7h = 0.85 \times 27 = 18.9(\text{м})$$

$$r_0 = 0.6 \times h = 0.6 \times 27 = 16.2(\text{м})$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16.2(18.9 - 6)}{18.9} = 11.1 (\text{м})$$

3) Для блискавковідводу 3:

$$h_0 = 0.7h = 0.7 \times 19.5 = 13.65(\text{м})$$

$$r_0 = 0.6 \times h = 0.6 \times 19.5 = 11.7 (\text{м})$$

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11.7(13.65 - 6)}{13.65} = 6.6 \text{ (м)}$$

4) Для блискавковідводу 4:

$$h_0 = 0.7h = 0.7 \times 19.5 = 13.65 \text{ (м)}$$

$$r_0 = 0.6 \times h = 0.6 \times 19.5 = 11.7 \text{ (м)}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11.7(13.65 - 6)}{13.65} = 6.6 \text{ (м)}$$

5) Для блискавковідводу 5:

$$h_0 = 0.7h = 0.7 \times 19.5 = 13.65 \text{ (м)}$$

$$r_0 = 0.6 \times h = 0.6 \times 19.5 = 11.7 \text{ (м)}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11.7(13.65 - 6)}{13.65} = 6.6 \text{ (м)}$$

6) Для блискавковідводу 6:

$$h_0 = 0.7h = 0.7 \times 19.5 = 13.65 \text{ (м)}$$

$$r_0 = 0.6 \times h = 0.6 \times 19.5 = 11.7 \text{ (м)}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11.7(13.65 - 6)}{13.65} = 6.6 \text{ (м)}$$

7) Для блискавковідводу 7:

$$h_0 = 0.7h = 0.7 \times 19.5 = 13.65 \text{ (м)}$$

$$r_0 = 0.6 \times h = 0.6 \times 19.5 = 11.7 \text{ (м)}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11.7(13.65 - 6)}{13.65} = 6.6 \text{ (м)}$$

8) Для блискавковідводу 8:

$$h_0 = 0.7h = 0.7 \times 19.5 = 13.65 \text{ (м)}$$

$$r_0 = 0.6 \times h = 0.6 \times 19.5 = 11.7 \text{ (м)}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11.7(13.65 - 6)}{13.65} = 6.6 \text{ (м)}$$

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Таблиця 2.9 – Порівняльна таблиця зон захисту

Блискавковідвід	Розраховані зони захисту, м
r ₁	11.1
r ₂	11.1
r ₃	6.6
r ₄	6.6
r ₅	6.6
r ₆	6.6
r ₇	6.6
r ₈	6.6

Наступним кроком необхідно визначити параметри зони захисту подвійних стрижневих блискавковідводів для кожної з пар.

Для пари відводів 1 та 2 ($L = 67.87$ м):

$$L_{max} = 4.25h = 4.25 \times 27 = 114.75 \text{ (м)}$$

$$L_c = 2.25h = 2.25 \times 27 = 60.75 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L_c < L < L_{max}$, тому висоту h_c буде визначено за відповідними формулами:

$$h_c = \frac{(L_{max} - L)}{L_{max} - L_c} h_0 = \frac{114.75 - 67.87}{114.75 - 60.75} 18.9 = 16.408$$

$$l_x = \frac{L(h_0 - h_c)}{2(h_0 - h_c)} = \frac{67.87(18.9 - 16.408)}{2(18.9 - 16.408)} = 33.9$$

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c} = \frac{16.2(16.408 - 6)}{16.408} = 10.28$$

Тепер необхідно розрахувати аналогічним чином пари 3-4, 3-6, 3-8, 1-3, 2-3, 3-5, 3-7.

Для пари відводів 3 та 4 ($L = 29$ м):

$$L_{max} = 4.25h = 4.25 \times 19.5 = 82.9 \text{ (м)}$$

$$L_c = 2.25h = 2.25 \times 19.5 = 43.86 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L < L_c$, тому висоту h_c визначати не потрібно, адже межа зони не має провисання. Можна зробити висновок – для пар 5-6 та 7-8 ситуація аналогічна.

Для пари відводів 3 та 5 ($L = 13.2$ м):

$$L_{max} = 4.25h = 4.25 \times 19.5 = 82.9 \text{ (м)}$$

$$L_c = 2.25h = 2.25 \times 19.5 = 43.86 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L < L_c$, тому висоту h_c визначати не потрібно, адже межа зони не має провисання. Для пари 4-6 ситуація аналогічна.

Для пари відводів 3 та 7 ($L = 31$ м):

$$L_{max} = 4.25h = 4.25 \times 19.5 = 82.9 \text{ (м)}$$

$$L_c = 2.25h = 2.25 \times 19.5 = 43.86 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L < L_c$, тому висоту h_c визначати не потрібно, адже межа зони не має провисання. Для пари стрижнів 4-8 ситуація аналогічна.

Для пари відводів 3 та 1 ($L = 75$ м):

$$L_{max} = 4.25h = 4.25 \times 19.5 = 82.9 \text{ (м)}$$

$$L_c = 2.25h = 2.25 \times 19.5 = 43.86 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L_c < L < L_{max}$, при чому, відводи встановлені на різних висотах, тому висоту h_c буде визначено за відповідними формулами:

$$h_{c1} = \frac{(L_{max} - L)}{L_{max} - L_c} h_0 = \frac{114.75 - 75}{114.75 - 43.86} 18.9 = 16.408$$

$$h_{c1} = \frac{(L_{max} - L)}{L_{max} - L_c} h_0 = \frac{82.9 - 75}{82.9 - 43.86} 13.65 = 2.756$$

$$\begin{cases} h_{cmin} = \frac{h_{c1} + h_{c2}}{2} = \frac{16.408 + 2.756}{2} = 9.582 \\ r_{c0} = \frac{r_{01} + r_{02}}{2} = \frac{16.2 + 11.7}{2} = 13.95 \\ r_{cx} = \frac{r_{c0}(h_{cmin} - h_x)}{h_{cmin}} = \frac{14(8 - 6)}{8} = 5.215 \end{cases}$$

Для пари відводів 3 та 2 ($L = 87.7$ м):

$$L_{max} = 4.25h = 4.25 \times 19.5 = 82.9 \text{ (м)}$$

$$L_c = 2.25h = 2.25 \times 19.5 = 43.86 \text{ (м)}$$

Довжина L більша ніж L_{max} , тому впливом даної системи на загальну можна знехтувати. Для пари стрижнів 1-4 ситуація аналогічна.

Для пари відводів 3 та 6 ($L = 31.9$ м):

$$L_{max} = 4.25h = 4.25 \times 19.5 = 82.9 \text{ (м)}$$

$$L_c = 2.25h = 2.25 \times 19.5 = 43.86 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L < L_c$, тому висоту h_c визначати не потрібно, адже межа зони не має провисання. Для пари стрижнів 4-5 ситуація аналогічна.

Для пари відводів 3 та 8 ($L = 42.4$ м):

$$L_{max} = 4.25h = 4.25 \times 19.5 = 82.9 \text{ (м)}$$

$$L_c = 2.25h = 2.25 \times 19.5 = 43.86 \text{ (м)}$$

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Довжина L знаходиться у діапазоні $L < L_c$, тому висоту h_c визначати не потрібно, адже межа зони не має провисання. Для пари стрижнів 4-7 ситуація аналогічна.

Тепер можна зробити проміжний висновок – існуючі блискавковідводи не підходять, та, задля того, щоб підвищити рівень безпеки від ураження блискавки до $P_3=0.999$ необхідно збільшувати висоту, або ставити нові блискавковідводи в незахищених зонах.

Виставимо нові висоти блискавковідводів:

Таблиця 2.10 – висоти нових блискавковідводів

Блискавковідвід	Висота блискавковідводу, м
h_1	55
h_2	55
h_3	35
h_4	35
h_5	35
h_6	35
h_7	35
h_8	35

Необхідно зазначити – нові висоти стрижнів будуть в діапазоні 30-100 метрів, що є іншим класом блискавковідводів, тому формули розрахунку будуть іншими.

При висоті до 150 метрів захисний простір стрижньового блискавковідводу має конусовидну форму, основа якої являє собою коло радіусом r_x , а вершина знаходиться на висоті $h_0 < h$.

Ці розміри для зони А-типу визначаються за допомогою рівнянь:

9) Для блискавковідводу 1:

$$h_0 = (0.7 - (7.14 \times 10^{-3}) \times (h_1 - 30))h_1 = 37.518 \text{ (м)}$$

$$r_0 = (0.6 - (1.43 \times 10^{-3})(h_1 - 30))h_1 = 31.034 \text{ (м)}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = 26.071 \text{ (м)}$$

10) Для блискавковідводу 2:

$$h_0 = (0.7 - (7.14 \times 10^{-3}) \times (h_2 - 30))h_2 = 37.518 \text{ (м)}$$

$$r_0 = (0.6 - (1.43 \times 10^{-3})(h_2 - 30))h_2 = 31.034(\text{м})$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = 26.071(\text{м})$$

11) Для блискавковідводу 3:

$$h_0 = (0.7 - (7.14 \times 10^{-3}) \times (h_3 - 30))h_3 = 24.375(\text{м})$$

$$r_0 = (0.6 - (1.43 \times 10^{-3})(h_3 - 30))h_3 = 20.75(\text{м})$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = 15.642(\text{м})$$

12) Для блискавковідводу 4:

$$h_0 = (0.7 - (7.14 \times 10^{-3}) \times (h_4 - 30))h_4 = 24.375(\text{м})$$

$$r_0 = (0.6 - (1.43 \times 10^{-3})(h_4 - 30))h_4 = 20.75(\text{м})$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = 15.642(\text{м})$$

13) Для блискавковідводу 5:

$$h_0 = (0.7 - (7.14 \times 10^{-3}) \times (h_5 - 30))h_5 = 24.375(\text{м})$$

$$r_0 = (0.6 - (1.43 \times 10^{-3})(h_5 - 30))h_5 = 20.75(\text{м})$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = 15.642(\text{м})$$

14) Для блискавковідводу 6:

$$h_0 = (0.7 - (7.14 \times 10^{-3}) \times (h_6 - 30))h_6 = 24.375(\text{м})$$

$$r_0 = (0.6 - (1.43 \times 10^{-3})(h_6 - 30))h_6 = 20.75(\text{м})$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = 15.642(\text{м})$$

15) Для блискавковідводу 7:

$$h_0 = (0.7 - (7.14 \times 10^{-3}) \times (h_7 - 30))h_7 = 24.375(\text{м})$$

$$r_0 = (0.6 - (1.43 \times 10^{-3})(h_7 - 30))h_7 = 20.75(\text{м})$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = 15.642(\text{м})$$

16) Для блискавковідводу 8:

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

$$h_0 = (0.7 - (7.14 \times 10^{-3}) \times (h_8 - 30))h_8 = 24.375 \text{ (м)}$$

$$r_0 = (0.6 - (1.43 \times 10^{-3})(h_8 - 30))h_8 = 20.75 \text{ (м)}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = 15.642 \text{ (м)}$$

Наступним кроком необхідно визначити параметри зони захисту подвійних стрижневих блискавковідводів для кожної з пар.

Для пари відводів 1 та 2 ($L = 67.87 \text{ м}$):

$$L_{max} = (4.25 - (3.57 \times 10^{-3})(h_1 - 30))h_1 = 228 \text{ (м)}$$

$$L_c = (2.25 - 0.01007(h_2 - 30))h_2 = 110 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L < L_c$, тому висоту h_c визначати не потрібно, адже межа зони не має провисання.

Тепер необхідно розрахувати аналогічним чином пари 3-4, 3-6, 3-8, 1-3, 2-3, 3-5, 3-7, 4-5, 4-6, 4-7, 4-8, 1-4, 2-4, 5-6, 5-7, 5-8, 1-5, 2-5, 1-7, 1-8.

Для пари відводів 3 та 7 ($L = 13.2 \text{ м}$):

$$L_{max} = (4.25 - (3.57 \times 10^{-3})(h_3 - 30))h_3 = 123.25 \text{ (м)}$$

$$L_c = (2.25 - 0.01007(h_3 - 30))h_3 = 65.25 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L < L_c$, тому висоту h_c визначати не потрібно, адже межа зони не має провисання.

Для пари полюсів 1 та 3 ($L = 75 \text{ м}$):

$$L_{max} = (4.25 - (3.57 \times 10^{-3})(h_3 - 30))h_3 = 148.125 \text{ (м)}$$

$$L_c = (2.25 - 0.01007(h_3 - 30))h_3 = 76.988 \text{ (м)}$$

Довжина L знаходиться у діапазоні $L < L_c$, тому висоту h_c визначати не потрібно, адже межа зони не має провисання. Далі розрахунок подвійних зон проводити не потрібно – всі останні пари відводів мають значення L менше за 75 метрів, тому можна зробити висновок – всі вони будуть в діапазоні $L < L_c$.

Тепер залишилось лише відобразити нову карту блискавкозахисту графічно. Вона буде прикладена як Додаток 5.

В даному розділі було повністю перевірено існуючий блискавкозахист заданої підстанції. Розраховано необхідні висоти блискавковідводів. Розраховано блискавко захист подвійних стрижневих блискавковідводів. Після проведення необхідних розрахунків стало очевидно, що блискавкозахист високовольтної розподільчої підстанції 110/6 кВ «Чехівська» не відповідає нормам згідно ДСТУ Б В.2.5-38:2008, а надійність зони захисту від уражень блискавки не відповідає $P_z=0.999$.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротким замиканням (КЗ) називають будь-яке, непередбачене нормальними умовами, з'єднання двох точок електричного кола. КЗ ніколи не виникає безпричинно, однак, основними передумовами виникнення замикання є:

- Пошкодження ізоляції внаслідок старіння чи забруднення
- Накидання проводів один на один
- Халатність чи просто помилка у праці персоналу підстанції

Тому дуже важливо, в першу чергу для безпечної роботи електроустаткування, чітко розраховувати струм КЗ.

Тривалість КЗ складає, зазвичай, від часток секунди до декількох секунд. Протягом цього часу виділення тепла настільки велике, що температура провідників і апаратів виходить за встановлені для нормального режиму роботи межі, а здатність апарата або провідника витримувати короточасну теплову дію струму короткого замикання без ушкоджень називають термічною стійкістю.

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 6 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_{КЗ.С} = 40000$ МВА.

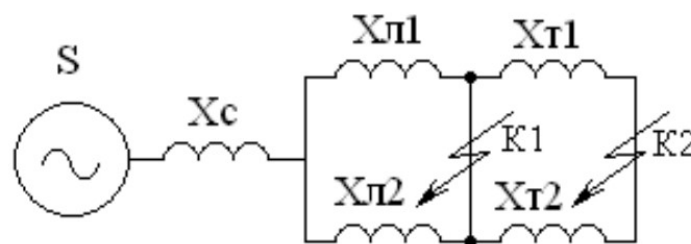


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

									Арк.
									35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

MP 3.6.141.388 ПЗ

Спершу розрахуємо опори ліній, трансформаторів та системи

Таблиця 2.10 – Параметри проводу АС-150 [8]

Переіз проводу	Переріз алюмінію, мм ²	Переріз сталі, мм ²	Діаметр провідника, мм	Діаметр сталюного сердечнику, мм	Електричний Опір, Ом/км
150/24	149	24.2	18.9	6.3	0.198

1) Опір працюючих ліній дорівнює:

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{152 \cdot 78}{78 + 152} = 51.548 \text{ (Ом)}$$

2) Опір трансформаторів дорівнює :

$$X_T = \sqrt{U_K^2 - \left(\frac{100P_{K.HOM}}{S_{T.HOM}}\right) \cdot \frac{U_{HH.HOM}^2}{S_{T.HOM}}} = \sqrt{10.5^2 - \left(\frac{100 \cdot 172}{40000}\right) \cdot \frac{6^2}{40}} = 9.432 \text{ (Ом)}$$

3) Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_B^2}{S_C} = \frac{110^2 \cdot 10^6}{40000 \cdot 10^6} = 0.303 \text{ (Ом)}$$

4) Періодична складова СКЗ у точці K₁:

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0.303 + 51.548)} = 1.2 \text{ (кА)}$$

5) Періодична складова СКЗ у точці K₂:

$$I_{K2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(0.303 + 51.548 + 9.432)} \cdot \frac{110 \times 10^3}{6 \times 10^3} = 19 \text{ (кА)}$$

6) Ударний струм

– у точці K₁: $= i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.61 \cdot 1.2 = 2.732 \text{ (кА)}$

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 Вибір комутаційного та захисного обладнання

3.1 Вибір вимикача на стороні ЗРУ 6 - кВ

Вимикачі високої напруги служать для комутації електричних кіл у всіх нормальних експлуатаційних режимах і для відключення струмів КЗ. Режим КЗ, під час якого вимикач відключає великий струм, є найбільш важким для вимикача. При цьому на вимикач діє електродинамічні сили і високі температури. Відключення намагнічуючих струмів може викликати небезпечні перенапруги.

Вимикачі класифікуються:

- за кількістю фаз (одно-, дво- та трифазні);
- за місцем розташування (зовнішньої та внутрішньої установки);
- за часом вимикання (до 0,08 с – швидкодіючі; до 0,12 с – прискореної дії; до 0,25 с – не швидкодіючі).

До вимикачів пред'являються такі вимоги:

- 1) надійність в роботі і безпека для оточуючих;
- 2) можливо малий час відключення;
- 3) по можливості малі габарити і маса;
- 4) простота монтажу;
- 5) безшумність роботи;
- 6) порівняно невисока вартість.

Очевидно, неможливо збудувати підстанцію без встановлених на ній вимикачів. При чому, як і будь-яка інша технологія, вимикачі постійно модернізуються, створюються покращені аналоги або й зовсім винаходяться вимикачі, засновані на інших, покращених, технологіях.

Повертаючись до заданої підстанції – у закритій розподільчій установці (ЗРУ-6 кВ) на даний момент встановлені масляні вимикачі типу ВМПЭ-10/630, ВР1-10-20/630 У2, ВР2-10-31,5/2000 У2, ВМПЭ-10/630-20-У2, ВК-10/1000 та вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-20/1000. Дані вимикачі

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відносяться до типу маломасляних або вакуумних і призначені для роботи в закритих установках змінного струму високої напруги частотою 50 Гц.

У масляних вимикачах усіх типів масло застосовується для гасіння дуги, а в вимикачах з великим об'ємом масла воно застосовується ще й у якості ізоляції струмоведучих частин. Вимикачі з малим об'ємом масла мають баки, які знаходяться під напругою і ізольовані від землі.

У процесі відключення масляного вимикача між його контактами виникає електрична дуга. Під дією високої температури відбувається розкладання масла і інтенсивне виділення газу з утворенням газового міхура в області розмикання контактів.

У газовому міхурі міститься до 70% водню, що позитивно позначається на процесі гасіння дуги. Великий тиск в газовому міхурі також сприяє процесу гасіння дуги. Для збільшення відключаючої здібності масляних вимикачів застосовуються дугогасильні камери з автогазовим дугтям, в яких відбувається розмикання контактів.

На процес гасіння дуги в масляних вимикачах впливає швидкість розбіжності розмикаючих контактів. Чим вище ця швидкість, тим успішніше гаситься дуга. Так як розмикання контактів вимикача відбувається в маслі, то в'язкість масла також впливає на швидкість руху розмикаючих контактів. Зі зниженням температури повітря в'язкість масла збільшується, що призводить до зниження цієї швидкості, і в кінцевому підсумку, може стати причиною відмови вимикача. До зниження швидкості розмикання контактів може призвести також загустіння і забруднення тертьових частин приводу.

Зниження в'язкості масла при низьких температурах навколишнього повітря проводиться шляхом електропідігріву масла, а усунення загустіння і забруднення тертьових частин - заміною старого мастила на нове консистентне незамерзаюче мастило ЦІАТІМ-221, ЦІАТІМ-201, ГОІ-54.

При експлуатації масляних вимикачів перевіряють відповідність положення вимикачів в натурі положенню вимикачів на оперативній схемі. Перевіряють стан поверхні фарфорових покришок вводів, ізоляторів і тяг.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Забруднена поверхня ізоляції може призвести до її перекриття. Це найбільш масовий вид пошкодження вимикачів. Перекриттям сприяють комутаційні і грозові перенапруги.

Можливі перекриття всередині бакової ізоляції вимикачів зовнішньої установки при попаданні всередину бака вологи. В експлуатації необхідно стежити за цілістю зварних з'єднань баків, ущільненням кришок, справність кранів. З метою недопущення скупчення вологи в баках великооб'ємних МВ необхідно два рази на рік у весняний час і в кінці осені виконувати злив води через спускні крани зі складанням акту довільної форми. Звертати увагу на рівень масла в баках вимикачів. Рівень масла повинен відповідати температурним позначкам на шкалі масловказівника. Практично рівень масла повинен знаходитися приблизно посередині шкали масловказівника з невеликими відхиленнями в обидві сторони (при температурі навколишнього середовища $+15^{\circ}\text{C}$ і відсутності шкали масловказівника). Значні відхилення рівня можуть призвести до руйнування баків.

При підвищеному рівні масла в баку вимикача зменшується обсяг повітряної подушки над маслом. Під час відключення вимикача при інтенсивному виділенні газу масло піднімається вгору, заповнюючи повітряний простір. Якщо цей простір малий або відсутній, тиск буде передаватися на дно і стінки бака, що може призвести до руйнування вимикача. Для скидання небезпечного тиску всередині бака на деяких вимикачах передбачають запобіжний клапан з мембраною. При надмірному підвищенні тиску в баку мембрана руйнується і відбувається викид газомасляної суміші назовні вимикача.

При значному зниженні рівня масла у великій повітряній подушці виділений газ (водень) змішується з киснем повітря. При цьому може утворитися небезпечна концентрація "гримучого газу", вибух якого призводить до руйнування бака. При значному зниженні рівня масла в баку, необхідно вжити термінових заходів для запобігання відключення струму КЗ дефектним вимикачем.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При експлуатації вимикачів звертати увагу на стан фарфорових тяг та ізоляторів вимикачів, ізоляційних тяг вимикачів, на слух визначати наявність тріску і шумів в баках вимикачів, які можуть з'являтися внаслідок перекриття внутрішньої ізоляції. Перевіряють стан контактних з'єднань.

У зимовий час при тривалому (більше 1 доби) зниженні температури навколишнього повітря до мінус 20°C і нижче включають електропідігрів баків вимикачів. Зниження температури зовнішнього повітря впливає і на роботу приводів вимикачів, сповільнюючи переміщення їх деталей через застигання мастила. При чергових ремонтах застосовують незамерзаюче мастило. Крім того, у шафах приводів при середньодобовій температурі зовнішнього повітря плюс 5°C включають електропідігрів.

Ці вимикачі представляють собою триполюсний комутаційний апарат. Керування вимикачами може здійснюватися електромагнітними приводами постійного струму, або пружинними приводами. Зовнішній вигляд представлений на рисунках 3.1 та 3.2

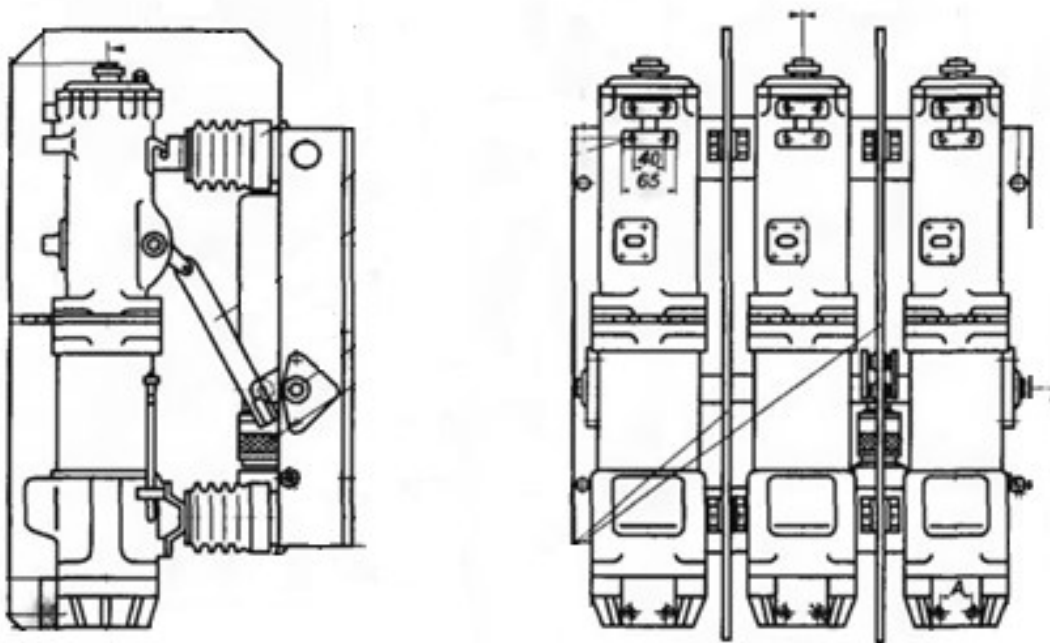


Рисунок 3.1 – Креслення вимикача ВМП-10К

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Однак, сфера електроенергетики не стоїть на місці і, ще нещодавно, сучасні масляні вимикачі вже, так звані, рудимент, який необхідно замінювати навіть не на аналогічний, а на більш сучасні вакуумні або елегазові вимикачі.

На даний момент прийнято вважати, що елегазові вимикачі є більш новітньою й новочасною технологією аніж вакуумні. Однак, елегазові вимикачі, в свою чергу, й більш складні в експлуатації. Сам елегаз SF₆ при нормальних умовах у 5^[12] разів важчий за повітря, і саме з цим пов'язані складності експлуатації даного типу вимикачів. До того ж, елегазові вимикачі зазвичай використовуються для комутаційних операцій в колах напруги 35 кВ і вище.

Тож, остаточний вибір, у разі необхідності заміни, припадає на сучасні вакуумні вимикачі.

Вакуумні вимикачі - це комутаційні апарати, розрив контактів в яких проводиться в камерах, що знаходяться під глибоким вакуумом. Відповідно, за рахунок цього, спрощується конструкція цих вимикачів порівняно з масляними вимикачами і підвищується комутаційний і механічний ресурс, а також значно спрощується експлуатація цих вимикачів.

Експлуатація вакуумних вимикачів зводиться до регулярного очищення від пилу зовнішньої поверхні вакуумних камер, опорних ізоляторів, контролю за станом контактних з'єднань, опорної ізоляції та ізоляції вакуумних камер, контролю відсутності нагрівання контактів, тріщин і сколів ізоляторів та корпусів камер. По лічильнику необхідно контролювати кількість спрацьовувань вимикачів при КЗ та загальна кількість включень і відключень для визначення його комутаційного та механічного ресурсу. Інформація про комутаційному і механічному ресурсі повинна зберігатися в паспорті підстанції осередки на вимикач.

Ручне відключення або включення вимикачів використовується тільки у випадку неоперативних операцій.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Однак, на звичайному виборі типу вимикача робота не завершується, необхідно обрати найбільш підходящий комутаційний апарат за декількома критеріями, у цьому нам, як раз, і знадобляться вираховані у попередньому пункті струми короткого замикання.

Таблиця 3.1 – Розраховані струми короткого замикання

Точка КЗ	Період. склад. струму КЗ в поч. момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. склад. струму КЗ в момент спрац. вимикача, кА	Аперіод. склад. струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, кА ² с
Шини 110 кВ (K ₁)	1.2	2.732	1.2	0.358	0.661
Шини 6 кВ (K ₂)	19	43.259	19	8.279	280.701

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на високій напрузі:

$$I_{max}^{BB} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183 \text{ (A)}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{HH} = \frac{1,4 S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 6} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3371 \text{ (A)}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{С.В.} = \frac{0,7 S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 6} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1685 \text{ (A)}$$

Струм у колі лінії, що відходить:

Даний вимикач цілком і повністю підходить під встановлені умови, тому рекомендується поставити його.

Також, одразу необхідно вказати, що деякі з вимикачів будуть при нормальному режимі роботи вимкнені, а деякі ввімкнені. На схемі нормального режиму роботи підстанції це гарно видно.

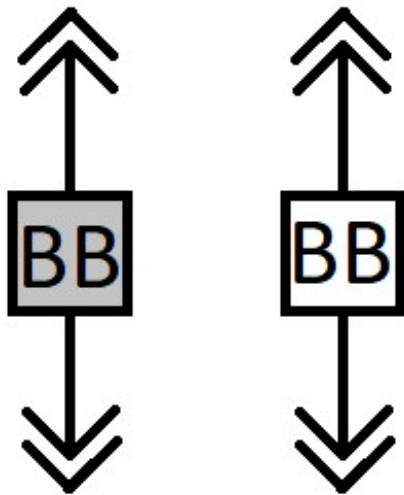


Рисунок 3.2 – Умовні позначення вимикачів (а – вимкнений вимикач, б ввімкнений)

Тепер вимикачі на боці низької напруги підстанції повністю перевірені та замінені, що буде помітно на схемі підстанції після реконструкції. Повністю замінені старі масляні вимикачі на нові вакуумні вимикачі ВВТЭ – 10 – 31.5/1000УЗ. Це пов'язано з тим, що вакуумні вимикачі краще підходять до умов, які склалися після розрахунку параметрів, необхідних для обирання вимикача, а також через те, що вакуумні вимикачі простіші в експлуатації, аніж їх масляні аналоги.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

3.2 Вибір обмежувачів перенапруг

Підвищення напруг, які впливають на ізоляцію електроустановок і електроустаткування понад номінальне експлуатаційне значення, виникає як від зовнішніх (грозові розряди), так і внутрішніх (перемикання в мережі або аварійні режими та пов'язані з ними перехідні процеси) причин.

Надійність експлуатації електроустаткування багато в чому залежить від можливості зниження рівня перенапруг, що впливають на його ізоляцію, який забезпечується застосуванням захисних апаратів - вентильних розрядників (ВР) або обмежувачів перенапруг нелінійних (ОПН), що мають досить стабільні захисні характеристики протягом усього строку служби. У той же час на ізоляцію електроустаткування постійно впливають підвищена температура, вібрації, підвищена вологість, а також короточасні імпульси грозових та комутаційних перенапруг і тривалі (протягом десятків секунд і навіть хвилин) ферорезонансні перенапруги. У результаті під час тривалої експлуатації відбувається старіння ізоляції, внаслідок чого втрачаються її властивості. У даних умовах необхідну надійність експлуатації можна забезпечити у випадку, якщо поточні значення електричної стійкості ізоляції стосовно рівнів напруг, які впливають, мають запас не менше 20-25%, передбачений вимогами координації ізоляції.

Завданням експлуатаційного персоналу є підтримка незмінним заданого співвідношення протягом усього терміну експлуатації устаткування, яке досягається шляхом здійснення періодичних, позачергових і контрольних профілактичних випробувань як ізоляції, так і захисних апаратів.

Дане комутаційне обладнання має характерний типовий вигляд, ілюстрацію якого приведено на рис. 3.5:

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

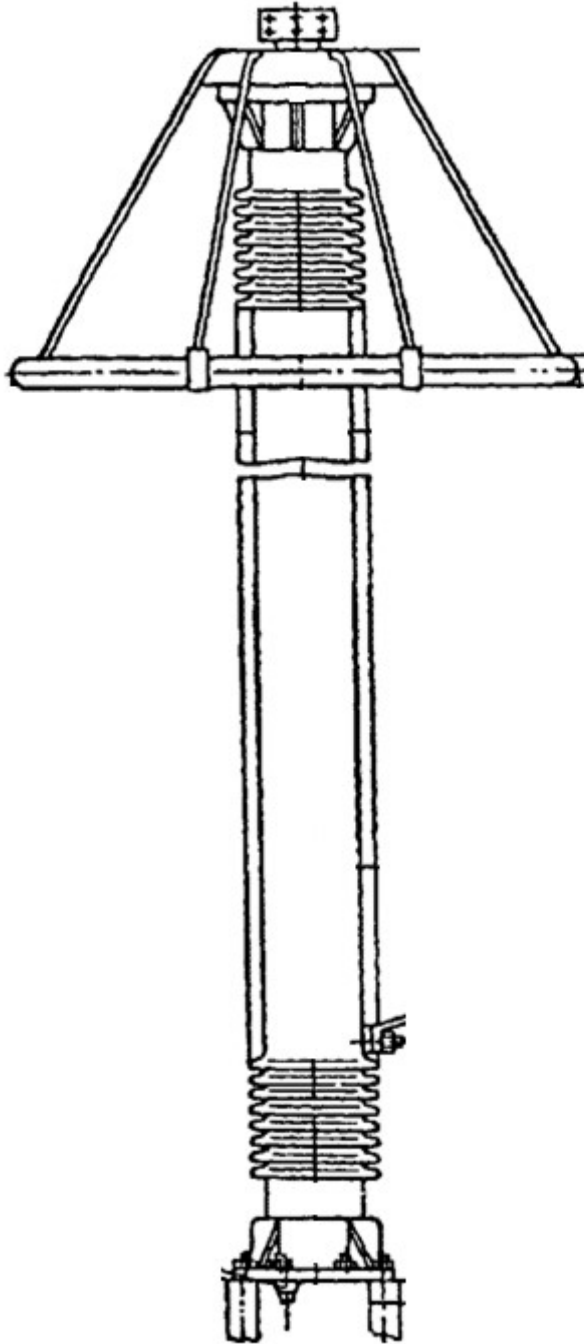


Рис.3.3 – зовнішній вигляд ОПН-110 кВ

ВР і ОПН застосовуються відповідно до класу напруги, номінальної напруги, типу виконання електрообладнання, яке захищається, та місця установлення.

Для захисту розподільчих пристроїв (РП) та трансформаторних підстанцій 6 та 10 кВ від грозових перенапруг необхідно установлювати розрядники серій РВП (РВО) або ОПН за номінальною напругою електроустановки.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.388 ПЗ

Арк.

47

РП та трансформатори 35 кВ захищаються розрядниками серії РВС або ОПН відповідно до номінальної напруги електроустаткування.

Розподільчі установки (РУ) 110 кВ, а також силові трансформатори 110 кВ захищаються від перенапруг розрядниками серій РВС або ОПН.

Для захисту ізоляції нейтралі обмоток трансформаторів 110 кВ застосовуються елементи розрядників РВС-35 + РВС-15 або ОПНН.

Усі роботи зі встановлення ВР і ОПН мають проводитися після відключення і заземлення електроустановок.

ВР і ОПН встановлюються у ВРП, ЗРП на спеціальних конструкціях стояках. Встановлювати ВР та ОПН необхідно на висоті понад 2500 мм від нижньої кромки фарфорового кожуха (полімерного матеріалу) до рівня планування підстанції або наземних комунікаційних споруд.

Дозволено застосовувати ОПН сумісно з ВР в одній РУ під час реконструкції існуючих підстанцій із заміною ВР на ОПН за умови, що залишкові напруги ОПН за номінального розрядного струму становлять менше 90% залишкової напруги ВР.

Обмежувачі перенапруг повинні застосовуватись одночасно у всіх трьох фазах приєднання до шин РУ. Застосування ОПН та ВР у різних фазах одного приєднання та в одному трифазному комплекті не допускається. Сумісна робота ОПН і ВР на однойменній фазі можлива за умови, коли ВР по ходу хвилі, яка набігає з лінії, встановлено раніше ніж ОПН.

Відстані в просвіті між фазами розрядників (ОПН) або від розрядників (ОПН) до заземлених або інших елементів підстанцій, які знаходяться під напругою, повинні бути не менше ніж зазначені в додатку 1.

ВР і ОПН опірною типу встановлюють у колони строго вертикально, їх ошинування у ВРУ потрібно виконувати гнучким мідним або алюмінієвим проводом. Найменші перерізи ошинування наведено в таблиці 3.4

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Таблиця 3.4. Найменші перерізи ошиновання ВР і ОПН.

Номинальна напруга, кВ	Кількість проводів у фазі, шт.	Найменший переріз проводу, мм ²	
		алюміній	мідь
6	1	35	25
10	1	35	25
35	1	70	50
110	1	95	70

Спуски до ВР і ОПН повинні укріплюватись з розрахованою слабиною, щоб уникнути як небезпечного одностороннього тяжіння, так і не виправданих розгойдувань проводів.

Ошиновання ВР і ОПН 6-10 кВ у ВРУ та всіх інших напруг ЗРУ рекомендується виконувати жорсткими мідними або алюмінієвими шинами. У ЗРУ для приєднання шини заземлення дозволено використовувати гнучкі ізольовані провідники відповідно до вимог чинних правил улаштування електроустановок.

З'єднувати заземлювальний вивід ОПН з контуром заземлення опори, на яку він встановлений необхідно сталевією шиною перетином не менше 4x40 мм² або мідним дротом перетином не менше 25 мм² з кабельними наконечниками. Якщо ОПН буде експлуатуватися з ізолювальною основою, заземлювальний провідник повинен мати ізоляцію з електричною міцністю не нижче 3 кВ. За необхідності підключення лічильника імпульсів він повинен бути включений в розрив заземлювального провідника на відстані не більше 3 метрів від обмежувача. Корпус лічильника з'єднати із заземлювальним контуром у точці підключення до нього заземлення обмежувача мідним провідником перетином не менше 4 мм².

Шина заземлення кожної фази ВР або ОПН встановленого для захисту ізоляції трансформатора приєднується до заземлюючого контуру підстанції

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.388 ПЗ

Арк.

49

по найкоротшому шляху так, щоб місце її приєднання знаходилося між точками вмикання заземлюючих провідників порталю і трансформатора.

ВР або ОПН приєднуються до ошиновки підстанції, залежно від місця їх установлення, таким чином: до збірних шин - через свої роз'єднувачі або загальні з трансформаторами напруги; до ошиновки трансформаторів - глухими відгалуженнями без роз'єднувачів.

Місце установлення ВР або ОПН у РП вибирається, виходячи з найбільших припустимих відстаней до електрообладнання, що захищається, з урахуванням можливості зручного приєднання та безпечного обслуговування. Відстані мають обиратися з дотриманням вимог чинних правил улаштування електроустановок.

При цьому очевидно, що захисні апарати необхідно розташовувати як найближче ошиновуванням приєднання до устаткування, яке захищається, відстань до яких, при будь-яких змінах у електричній схемі РП, не повинна перевищувати найбільш припустиму.

При будівництві та реконструкції електроустановок напругою 35-110кВ для їх захисту від перенапруг повинні застосовуватись тільки ОПН. Заміна ВР на ОПН повинна здійснюватись згідно з проектами. При заміні розрядників типів РВО, РВП, РВС необхідно застосовувати ОПН 1 класу пропускної здатності.

Обмотки НН (6-10 кВ) і СН (35 кВ) силових трансформаторів, які не використовують для живлення споживачів, а також обмотки, які тимчасово від'єднано від шин РУ, потрібно з'єднувати в зірку або трикутник і захищати ОПН або ВР, які вмикають між уводами кожної фази і землею. Захист обмоток НН, які не використовують для живлення споживачів, можна виконувати заземленням однієї із вершин трикутника, однієї із фаз або нейтралі зірки.

ОПН і ВР у одній камері РУ 6-10 кВ із трансформатором напруги потрібно приєднувати перед запобіжником трансформатора напруги.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для узагальнення та аналізу досвіду експлуатації захисних апаратів у коло їх заземлення можуть установлюватись реєстратори спрацювань при застосуванні ОПН в електромережах напругою 110 кВ.

Монтаж ВР та ОПН необхідно виконувати строго відповідно до вимог інструкцій заводу-виготовлювача та вказівок цієї інструкції, які уточнюються за необхідності в кожному конкретному випадку.

Після закінчення монтажу провадяться приймально-здавальні випробування ВР та ОПН у обсязі відповідно до вимог інструкції заводу-виготовлювача та даної інструкції.

Перед монтажем усі елементи розрядників та ОПН необхідно ретельно оглянути, особливу увагу звертати на:

- поверхні фарфорових покриттів, у тому числі торці, які примикають до фланців, не повинні мати відколів, тріщин або інших слідів удару;

- поверхні цементних армуючих швів не повинні мати раковин або тріщин;

- отвори для стоку води у верхніх фланцях повинні бути ретельно прочищені;

- стан внутрішніх деталей елемента перевіряється слабким струшуванням і повертанням його в різні боки під кутом 20 - 30° від вертикальної осі. Наявність при цьому шумів або дзенькання свідчить про ушкодження внутрішніх деталей елемента;

- перед монтажем елементи ВР та ОПН потрібно випробувати відповідно до інструкції заводу-виготовлювача, вимог "Правил устроювання електроустановок", СОУ –Н ЕЕ 20.302:2007, а також цієї інструкції. Під час монтажу використовують тільки ті елементи ВР і ОПН, результати випробувань яких задовольняють вимоги перерахованих вище документів.

Елементи розрядників різних типів і номінальних напруг відрізняються характеристиками і не можуть бути взаємозамінними. Елементи розрядників, які замінюють спрацьовані в процесі експлуатації, повинні бути тієї ж

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

категорії за вибухобезпекою і відноситись до тієї ж групи за опором ізоляції або струмом провідності, що й заміни.

Після закінчення монтажу всі зовнішні металеві деталі ВР, крім паспортних щитків, а також цементні армувальні шви необхідно пофарбувати вологостійкою фарбою або емаллю.

ВР та ОПН повинні залишатись під напругою протягом усього року.

Експлуатаційний нагляд передбачає обов'язковий зовнішній огляд і очищення ВР та ОПН від забруднень, яке виконується тільки зі сходів-драбин (опиратись ними на корпус фази ВР або ОПН категорично забороняється) або з застосуванням механізмів (автогідропідйомника, телевішки і т.п.).

Запиленні поверхні ізоляції ОПН з полімерною ізоляцією після транспортування і зберігання повинні очищатись пирососом або сухими ганчірками, що не залишають волокон. У разі забруднення поверхні ізоляції її промивають мильним розчином, а місця сильних забруднень – тампоном, змоченим у розчині синтетичного миючого засобу. Заборонено застосування масел, бензину, бензолу і металевих щиток. Після очищення поверхню ізоляції ОПН необхідно промити струменем води.

Під час огляду ВР і ОПН, який здійснюється при обходах черговим персоналом, обліковуються дані про спрацьовування за показниками реєстраторів з записом до журналу (1 раз у квартал). Особливу увагу звертають на:

- наявність забруднень фарфорових покришок елементів;
- цілість підвідних та заземлюючих кіл;
- наявність тріщин фланців елементів;
- наявність сколів та тріщин фарфорових покришок та ізолюючого виводу або ізоляторів ізолюючих основ;
- наявність тріщин у цементних швах армування.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При виявленні будь-яких із перерахованих дефектів необхідно зробити запис у журналі дефектів підстанції, а ВР або ОПН вимкнути з мережі для організації контрольних випробувань і відповідного ремонту.

Зведення про експлуатаційні та ремонтні роботи з обслуговування ВР або ОПН, виявлені дефекти та ушкодження записуються на зворотному боці паспорта-картки випробувань ВР або ОПН (додаток 2).

Захисне покриття армуючих швів і металевої арматури елементів ВР та ОПН потрібно відновлювати, за необхідності, за результатами періодичних зовнішніх оглядів устаткування під час обходів оперативно-виробничим персоналом відповідно до РД 34.20.501. Головки болтів кріплення фланців і кришки потрібно фарбувати (для попередження корозії та появи залізистих потьоків на глазури фарфорових покришок), а поверхню необхідно систематично очищати від забруднень.

Важливою складовою експлуатаційного нагляду є профілактичні випробування ВР та ОПН, які проводяться в строки і в обсязі відповідно до вказівок цієї інструкції з урахуванням вимог заводу-виготовлювача. Для оцінки стану ВР та ОПН при розгляді результатів їх випробувань потрібно враховувати показники заводських випускних, монтажних і приймально-здавальних, профілактичних і контрольних-перевірочних випробувань.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.5 – Обов'язкові види перевірок і випробувань ВР і ОПН та їх періодичність.

Категорія випробувань	Зовнішній огляд елементів їх фланців, покриттів та ін.	Поелементне вимірювання				Пофазне вимірювання	
		R_{12} , МОм, мегомметром (з екраном): на 2,5 кВ -у ВР(ОПН) 3кВ і більше.	$I_{\text{пров.}}$ (витоку при випробній випрямленій напрузі (тільки у ВР), мкА	$U_{\text{проб.}}$ при $f = 50$ Гц, кВ	Герметичності	$I_{\text{пров.}}$ (витоку) при $U_{\text{випр}} 50$ Гц від стороннього джерела, за ступенями, мкА	ступеня нагрівання елементів у колі ВР або ОПН під робочою напругою за допомогою ТВК, °С (рекомендовано)
1	2	3	4	5	6	7	8
Після транспортування, до монтажу, на площадці складання	+	+	—	—	—	—	—
Приймально - здавальні: після монтажу до увімкнення під робочу напругу	+	—	+	У ВР 3-6-10 кВ(без ШС)	—	+	—
Після увімкнення під робочу напругу	+	—	—	—	—	—	+
Профілактичні, з періодичністю: до 15 кВ	+	3 вимкненням із мережі (один раз у шість років)	—	У ВР зовнішнього установлення (один раз у шість років)	—	—	Один раз на рік після закінчення грозового сезону (жовтень -листопад)
15 кВ і вище	+	—	—	—	—	—	—
Після вимкнення з мережі	+	+	+	За необхідністю	—	+	—
Під час капітального ремонту ВР або ОПН	+	+	+	+	+		

Результати випробувань порівнюються за категоріями та умовами випробувань як для окремих елементів, так і для фаз у цілому, аналізуються тенденції зміни показників, уточнюються абсолютні значення, які порівнюються з нормованими.

На кожний трифазний комплект ВР або ОПН оформлюється паспорт-картка випробувань (додаток 2), який передбачає чітку фіксацію всіх категорій випробувань, послідовно заповнюється за всіма видами показників

і дає змогу простежувати динаміку їх змін у ході експлуатації. У паспорт вносяться дані на 25 - 30-річний період випробувань розрядників або ОПН, тобто практично на весь термін їх служби. Паспорт є основним експлуатаційним документом на ВР або ОПН, у ньому вміщують усю інформацію про захисний апарат за весь період експлуатації. Паспорт-картка заповнюється персоналом СДІЗП окрім відомостей про експлуатаційні і ремонтні роботи при обслуговуванні ВР або ОПН, виявлені дефекти і пошкодження.

Кожне випробування ВР або ОПН за всіма категоріями та видами випробувань потрібно оформляти протоколом за встановленою на підприємстві формою.

Паспорти ВР та ОПН зберігаються в СДІЗП, яка виконує роботи з аналізу та узагальнення результатів експлуатації засобів захисту від перенапруг.

Кожний розрядник (ОПН) або партія однотипних захисних апаратів одного року виготовлення повинні мати комплект заводської документації, у тому числі:

- заводську інструкцію з технічного обслуговування та експлуатації ВР (ОПН);
- заводський паспорт на розрядник (ОПН) або на партію цих апаратів;
- протоколи заводських випробувань на кожний розрядник або ОПН.

ВР та ОПН, які не мають зазначених документів, повинні мати дублікати.

Вентильні розрядники перевіряють під час експлуатації:

Один раз на рік:

- Тепловізійний контроль.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виміряні в процесі експлуатації значення опору розрядників не повинні змінюватися більше ніж на 30% від початкового. Найменші допустимі значення опору розрядника типу РВП повинне бути не менше ніж 1000 МОм, типу РВО – не менше ніж 5000 МОм, РВС – декілька сотень до декількох тисяч МОм.

Опори однотипних елементів багатоелементних розрядників РВС-33, укомплектованих в одну фазу за значенням опору, повинні відрізнятися між собою не більше ніж на 30 %.

У разі перевищення відхилення опору ізоляції нормованих величин необхідно виміряти струм провідності і зробити висновок про стан розрядника. Якщо вимірний струм провідності задовольняє норми, то такий елемент вважається придатний до експлуатації. Допустимі струми провідності розрядників та їх елементів наведені в таблиці 3.5

Таблиця 3.6 – Допустимі струми провідності вентиляльних розрядників і їх елементів.

Тип розрядника або елемента розрядника	Значення випрямленої напруги, за якої вимірюють струм провідності, кВ	Струм провідності, мкА за температури розрядника 20° С	
		не менше	не більше
РВС-15	16	200	340
РВС-33	32	400/450	620
РВС-35	32	400/450	620

Допустимі значення пробивної напруги розрядників типу РВП та РВО на напругу 6-10 кВ наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Допустимі пробивні напруги вентиляльних розрядників.

Тип розрядників	Діюче значення пробивної напруги, кВ	
	не менше	не більше
РВП-6, РВО-6	16	19
РВП-10, РВО-10	26	30,5

Обмежувачі перенапруг нелінійні в експлуатації повинні перевірятися:

Через кожні шість місяців у перші два роки експлуатації:

тепловізійний контроль.

Один раз на рік перед початком грозового сезону – для ОПН-110-35кВ:

тепловізійний контроль.

Один раз на шість років:

випробування ізолюваного виводу обмежувача перенапруг (при наявності).

Позачергові контрольні випробування після випадків частих спрацювань (10 і більше разів на фазу) за показниками реєструючих пристроїв в обсязі:

тепловізійний контроль.

У разі не задовільних результатів тепловізійного контролю необхідно виконати:

вимірювання струму провідності обмежувача перенапруг;

вимірювання опору ізоляції ізолюваної основи або ізолюваного виводу обмежувача перенапруг;

Значення припустимого струму провідності має визначатися за даними підприємств-виробників. Зняття ОПН з експлуатації має виконуватись у випадках перевищення на 50 % значення виміряного струму над наведеним у паспорті підприємств-виробників на цей ОПН.

Значення опору ізолюваного виводу ОПН, ізолюючих основ ВР і ОПН, виміряне з реєстраторами спрацювання мегомметром 2,5 кВ, повинне бути

не менше 10 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не менше 1 МОм в експлуатації.

При вимірюванні струмів провідності та випробуванні мегомметром 2,5 кВ поверхня фарфорових покриттів повинна бути чистою та сухою. Перед вимірюванням фарфор протирають ганчіркою, змоченою в бензині або ацетоні.

Вимірювати необхідно після періоду вологої погоди за температури вище плюс 5оС (квітень-травень) на вертикально встановленому елементі розрядника з застосуванням екрана, щоб виявити порушення його герметичності - зволоження.

Якщо вимірювання проводяться при температурі, яка значно відрізняється від 20°, то в результати вимірювання потрібно вносити поправку:

- зменшити виміряні значення струмів провідності на 0,3 % на кожний градус перевищення температури понад 20°С;

- збільшити обмірювані значення струмів провідності на 0,3 % на кожний градус зниження температури нижче 20°С.

При періодичних випробуваннях ізоляції устаткування підстанції підвищеною напругою ОПН мають бути відключені.

На ПС 110/6 кВ «Чехівська» у приєднаннях трансформаторів 1Т і 2Т по стороні високої напруги 110 кВ встановлено обмежувачі перенапруг нелінійні ОПН-110. Дані обмежувачі встановлюються комплектами – по одному на кожну з фаз. Для того, щоб перевірити відповідність встановлених на підстанції ОПН-110 кВ необхідно провести відповідні розрахунки:

$$U_{НРО} \geq (1.1 \div 1.2) \cdot \frac{U_{НР}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{НРО} \geq (1.1 \div 1.2) \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 87.295 \text{ (кВ)}$$

$$100 \geq 1.2 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} \geq 87.295 \text{ (кВ)}$$

					МР 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

Таблиця 3.8 – Характеристика ОПН-110

Назва параметру	ОПН-110
Номінальна напруга	110 кВ
Частота струму	48-62 Гц
Найбільша довготривала допустима робоча напруга ОПН	100 кВ

Даний комутаційний апарат (ОПН-П-110/100 УХЛ1) повністю задовольняє даним умовам експлуатації. Тому рекомендується заміна діючого розрядника РВС-110 на ОПН-110.

Аналогічно до вибору ОПН на стороні 110 кВ замінено й розрядники на стороні 6 кВ.

На даний момент високовольтні розрядники РВП-6 встановлені у приєднаннях трансформаторів 1Т та 2Т по стороні низької напруги 6 кВ. РВП-6 кВ призначений для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання у системах змінного струму 50 Гц. Даний тип захисту встановлюється на відкритому повітрі в розподільчих пристроях класом напруги 6 кВ.

$$U_{НРО} \geq (1.1 \div 1.2) \cdot \frac{U_{НРС}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{НРО} \geq (1.1 \div 1.2) \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} = 4,36 \text{ (кВ)}$$

$$6 \geq 1.2 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} \geq 4,36 \text{ (кВ)}$$

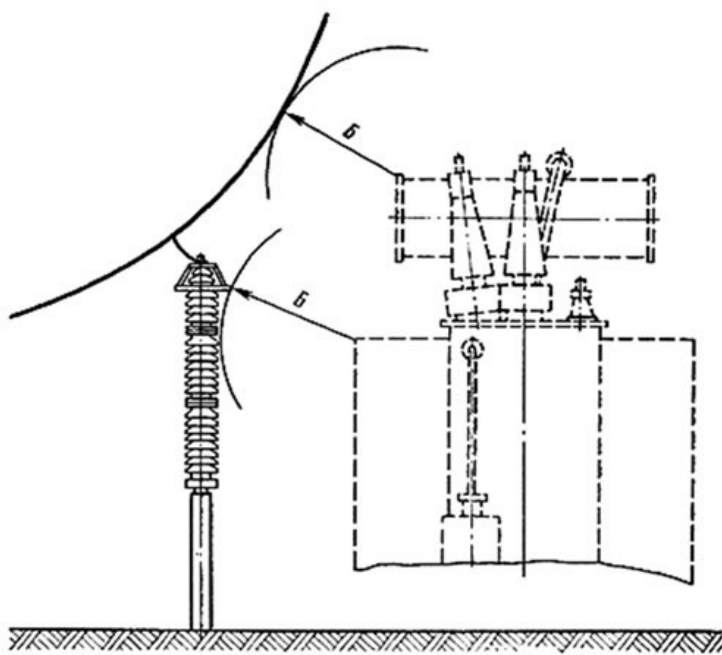
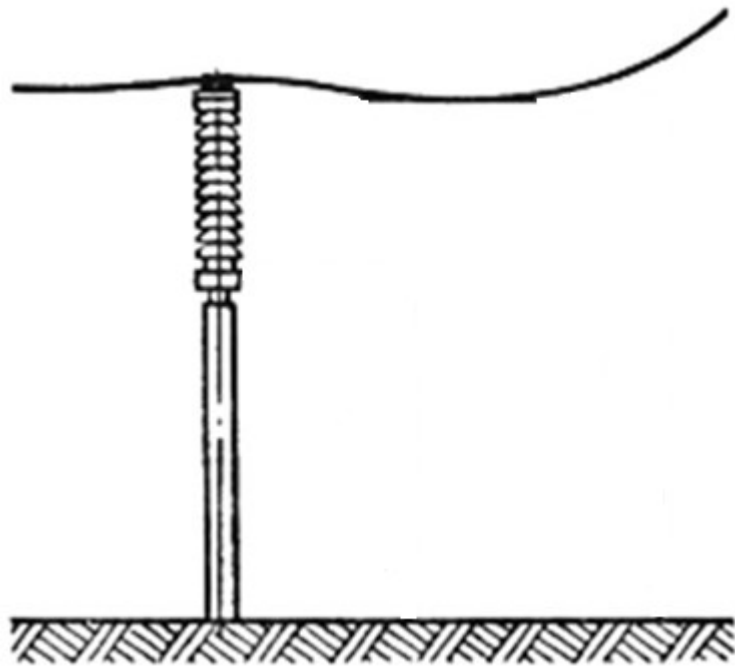


Рисунок 3.4 – Зображення розрядника вентильного РВП-6

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.388 ПЗ

Арк.

60

Однак, такі розрядники мають масу обмежень в експлуатації. Наприклад, мінімальна відстань від даного розрядника до іншого електроустаткування має бути не менше 1650 мм. Також, встановлений на фундаменті, РВП-6 має бути огорожений, якщо висота фундаменту розрядника нижча за 2.5 метра. Зараз вважається, що розрядники вже морально застарілі, тому, навіть зневажаючи на стан комутаційного апарату, їх бажано замінювати.

Тому рекомендується замінити високовольтні розрядники РВП-6 на обмежувачі перенапруг ОПН-6. На схемі нормального режиму роботи дані обмежувачі будуть позначені як ОПН-6-1Т та ОПН-6-2Т відповідно.

3.3 Акумуляторні батареї

3.3.1 Загальні відомості

На ПС «Чехівська» є ряд споживачів постійного струму. Це пристрої релейного захисту та автоматики, телемеханіки, блокувальні пристрої, пристрої сигналізації та зв'язку, аварійне освітлення, соленоїдні приводи вимикачів 6 кВ. Всі ці пристрої живляться від щита постійного струму (ЩПС).

Щит постійного струму в нормальному режимі живиться від одного з випрямних зарядних пристроїв (ЗП) (інший перебуває в резерві) і паралельно від акумуляторної батареї (АБ). Напруга на ЗП вибрана такої величини, що вона бере на себе все навантаження споживачів постійного струму і одночасно підзаряджає акумуляторну батарею, тобто акумуляторна батарея в нормальному режимі також є споживачем постійного струму.

У разі знеструмлення ЗП з боку змінного струму 0,4 кВ все навантаження по постійному струму бере на себе акумуляторна батарея.

Допустимий час роботи від акумуляторної батареї, без ЗП, залежить від величини струму навантаження АБ (такий режим роботи АБ називається режимом розряду АБ).

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На ПС «Чехівська» в якості джерела постійного струму встановлені два зарядних пристрої (УЗ 220-40УХЛ4.2) і акумуляторна батарея (4 OGI 260 LA).

3.3.2 Технічні дані джерел постійного струму

Таблиця 3.9 – Технічні дані випрямних зарядних пристроїв:

Диспетчерське найменування	ЗП-1	ЗП-2
Тип УЗ	УЗ 220-40 УХЛ4.2	УЗ 220-40 УХЛ4.2
Напруга живлячої мережі, В	3ф*380В ±15% з робочим нулем	3ф*380В ±15% з робочим нулем
Номінальна вихідна напруга, В	220	220
Діапазон регулювання вихідн.У, В	220-280	220-280
Допустиме стале відхилення вихідної напруги, %	не більше 1,0	не більше 1,0
Пульсація вихідної напруги, %	не більше 0,1	не більше 0,1
Номінальний вихідний струм, А	40	40
Обмеження вихідного струму, А	20-40	20-40
Дата випуску	липень 2014	липень 2014
Виробник	ТОВ "Акку Енерго"	

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.388 ПЗ

Арк.

62

Технічні дані акумуляторної батареї:

Тип АБ: - 4 OGI 260 LA

Кіл-ть елементів (з'єднані послідов.) - 108 шт.

Номинальна напруга, В - 220 В

Гарантована ємність АБ залежить від величини струму розряду (до 1,80 В/ел.) і дорівнює:

Таблиця 3. 10 – Гарантована ємність АБ

Струм розряду, А	Час розряду, год.	Ємність АБ, А/год
128	1,0	128
62,1	3,0	186,3
44,6	5,0	223
26	10	260

• Діапазон робочих температур: +10 ÷ +30оС

Технічні особливості АБ:

- Малообслуговувані свинцево-кислотні АБ.
- Корпус акумулятора виготовляється з високоякісного, ударостійкого і прозорого пластика-стіролакрілнітріла.
- Прозорий корпус дозволяє контролювати стан пластин і внутрішні частини виводів.
- Високі показники при розрядах поштовховими струмами.
- Термін служби до 15 років при температурі навколишнього середовища 20оС.

Нормальна експлуатація АБ можлива лише за наявності точних даних про стан окремих елементів і працездатності всієї батареї в цілому, тому в технічній документації АБ з моменту введення і протягом всієї експлуатації повинні фіксуватися всі параметри режимів її роботи, всі заходи профілактики, ремонтів і ненормальних явищ. Точність цих записів дозволяє організувати правильну експлуатацію батареї, вчасно усунути несправності.

Враховуючи всю вищеперераховану інформацію, а також той факт, що акумуляторна батарея на ПС 110/6 кВ «Чехівська» не відслужила свій термін

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

експлуатації, можна зробити висновок – акумуляторна батарея на ПС «Чехівська» обрана вірно, та не потребує заміни.

3.4 Релейний захист

На даний момент силові трансформатори коштують надто дорого, щоб залишати їх без належного захисту, саме через це необхідно також підібрати підходящий релейний захист. Трансформатори підстанції однакові, тому для другого трансформатора будуть аналогічні розрахунки.

Тип трансформатору: ТДН – 40000/110.

Характеристики заданого трансформатору наведені в таблиці 3.5

Таблиця 3.11 – Паспортні дані трансформатора

Тип	S _н , МВА	Каталожні дані					Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	Втрати, кВт		I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН		ΔP _к	ΔP _х				
ТДН- 25000/110	25	115	6.3	10.5	120	27	0.7	2.54	55.9	175

Межі регулювання $\pm 9 \cdot 1.78 = 0.12\%$

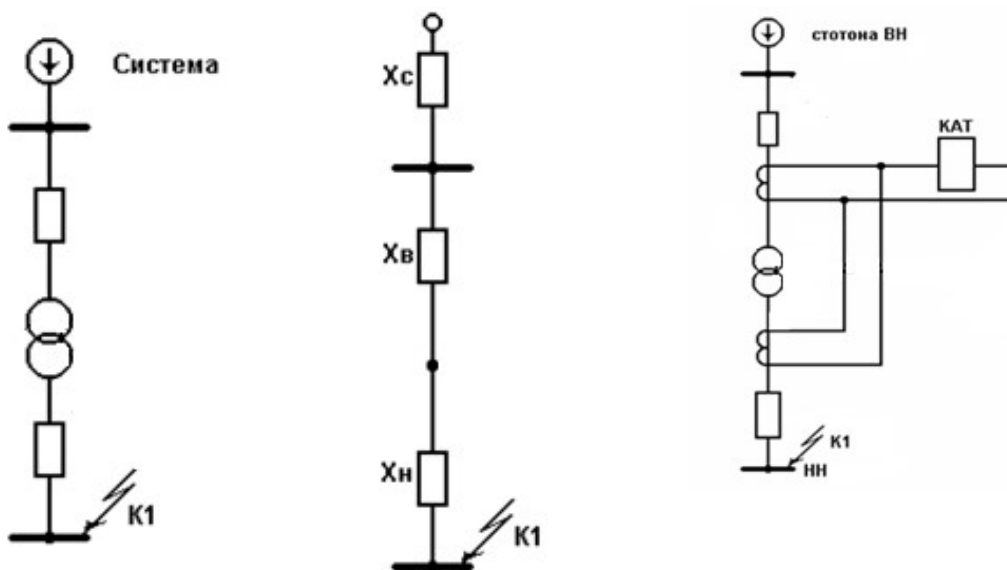


Рис.3.5 Пояснювальна схема захисту трансформатора

Розраховуємо струми КЗ в максимальному і мінімальному режимах системи. Струми КЗ приведені до напруги 110 кВ.

Розрахуємо опори трансформатора на ВН та НН:

$$X_{с.макс} = 10 \text{ Ом}; X_{с.мін} = 22 \text{ Ом.}$$

$$X_T = 22 \text{ Ом}$$

$$X_{ТВ} = 0.125 \cdot X_T = 2.75 \text{ Ом}$$

$$X_{ТН} = 1.75 \cdot X_T = 38.5 \text{ Ом}$$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН необхідно врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 110 кВ наближено можна прийняти:

$$X_{Т.мін} = X_{Т.ном} (1 - \Delta U)^2$$

$$X_{Т.макс} = X_{Т.ном} (1 + \Delta U)^2$$

звідси:

$$X_{В.мін} = 2.75(1 - 0,12)^2 = 2.13 \text{ Ом}$$

$$X_{В.макс} = 2.75(1 + 0,12)^2 = 3.45 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.мін} = 38.5(1 - 0,12)^2 = 29.814 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.макс} = 38.5(1 + 0,12)^2 = 48.294 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах низької напруги (точка К1) становить:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(X_{с.макс} + X_{В.мін} + X_{Н.мін})} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(10 + 2.13 + 29.814)} = 1583 \text{ А}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(X_{с.мін} + X_{В.макс} + X_{Н.макс})} = \frac{115 \cdot 10^3}{2(22 + 5.44 + 76.14)} = 931 \text{ А}$$

Розраховуємо середні значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх плечей диференційного захисту (за номінальною напругою найбільш потужної обмотки трансформатора). Розрахунки зводимо у табл. 3.7.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.12 – Розрахунок струмів

Величина	Розрахунковий вираз	Чисельне значення для сторони	
		ВН	НН/НН
Первинний номінальний струм ТР, А,	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 122$	$\frac{1}{2} \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 1145$
Схема з'єднання обмоток		Y	Δ
Коефіцієнт трансформації	$k_{\text{ТА}}$	500/5	5000/5
Коефіцієнт схеми	$k_{\text{СХ}}$	1	$\sqrt{3}$
Вторинний струм в плечі захисту, А	$I_{2\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТА}}}$	$\frac{122 \cdot 1}{500/5} = 1,22$	$\frac{1145 \cdot \sqrt{3}}{5000/5} = 1,98$

Струм спрацювання захисту визначається по більшому із двох розрахункових виразів:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{\text{С.З}} = k_{\text{від}} I_{\text{НОМ}} = 1.3 \cdot 122 = 158,6 \text{ (А)}$$

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{\text{С.З}} = k_{\text{З}} (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U) I_{\text{К.МАКС}}^{(3)} = 1.3(1.0 \cdot 0.1 + 0.12) \cdot 1583 = 452.7 \text{ (А)}$$

Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МІН}}^{(2)}}{I_{\text{С.З}}} = \frac{913}{452.7} = 2.057 > 2$$

Реле типу РНТ забезпечує необхідний нам коефіцієнт чутливості, однак, даний тип реле використовується на трансформаторах до 20 МВА, а в нас встановлено обидва на 63 МВА. Тому, все одно, обирається реле типу ДЗТ-11,

										Арк.
										66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

MP 3.6.141.388 ПЗ

для якого струм спрацювання захисту вибирається за умовами:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{c.3} = k_{\text{від}} I_{\text{ном}} = 1.5 \cdot 122 = 183 \text{ (A)}$$

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{c.3} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U) I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1.5(1.0 \cdot 0.1 + 0.12) \cdot 1583 = 522.39 \text{ A}$$

Приймаємо значення $I_{c.3} = 522.39 \text{ A}$.

Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{913}{522.39} = 1.783 < 2$$

Це значення $k_{\text{ч}}$ дещо менше нормованого, однак, вже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{\text{к.мін}}^{(2)} = \frac{115 \cdot 10^3}{2(22 + 4.34 + 60.7)} = 1122 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{1122}{522.39} = 2.148$$

І, тепер, необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується.

Вибір уставок реле ДЗТ-11

В якості основної сторони візьмемо сторону НН, яка має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацювання реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{c.3} k_{\text{сх}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{АТ}}} = \frac{522.39 \cdot \sqrt{3} \frac{115}{6.3}}{5000/5} = 16.516 \text{ A}$$

Розрахункове число витків для робочої обмотки для основної сторони:

$$W_{\text{осн.розрах}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{16.516} = 6.055$$

Приймаємо $w_{\text{роб.осн}} = 6$, що відповідає фактичному струму спрацювання реле:

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{100}{4} = 25 \text{ А}$$

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються:

$$W_{\text{В.розрах}} = W_{\text{роб.осн}} \frac{I_{2\text{В.ном}}}{I_{2\text{Н.ном}}} = 6 \frac{5}{3.163} = 9.485$$

Приймаємо $w_{\text{В.роб}} = 9$ витків.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться :

$$I_{\text{с.з}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U + \Delta w) I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1.5 (1.0 \cdot 0.1 + 0.12 + 0.051) \cdot 1583 = 644 \text{ А}$$

де

$$\Delta w = \frac{W_{\text{В.розрах}} - W_{\text{В.роб}}}{W_{\text{В.розрах}}} = \frac{9.485 - 9}{9.485} = 0.051$$

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначається:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{сх}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{АТ}}} = \frac{644 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{115}{6.3}}{5000/5} = 20.631 < 25 \text{ А}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле менше фактичного, то вибір робочих витків закінчений.

Число витків гальмівної обмотки знаходиться за висловом:

$$W_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{\text{нб.розрах}} W_{\text{роб}}}{I_{\text{к.макс}} \tan \alpha} = 3,04$$

$$W_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{\text{нб.розрах}} W_{\text{роб}}}{I_{\text{к.макс}} \tan \alpha} = 3,04$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_{\text{В}} = 9, \quad w_{\text{Н}} = 4, \quad w_{\text{гальм}} = 3.$$

Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора

						MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
							68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{931.265}{644} = 1.446 \text{ і } k_{\text{ч}} = \frac{1192}{644} = 2.458$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги практично відповідає нормованому, а при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки.

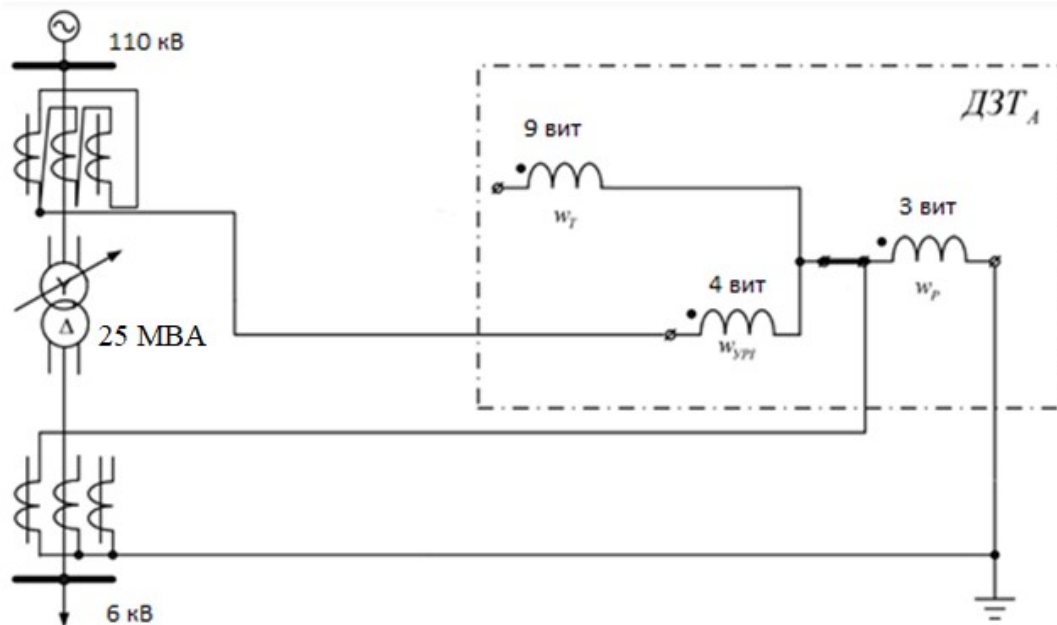


Рисунок 3.6 – Схема включення обмоток реле ДЗТ-11

Для двообмоткових трансформаторів, якщо на стороні нижчої напруги (НН) обмотка НН розщеплена, то в колі кожного відгалуження встановлюється окрема МТЗ, як правило, з пуском по напрузі. Захист діє з двома витягами часу: з першою витримкою відключається вимикач відгалуження НН, з другою - всі вимикачі об'єкта.

Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_B} k_c I_{\text{нав.макс}} = \frac{1.2}{0.8} \cdot 2,5 \cdot 316.3 = 1186 \text{ А}$$

Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шині НН в мінімальному розрахунковому режимі.

$$k_{\text{ч}} = \frac{931.265}{1186} < 1$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторони НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} I_{\text{ном}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 342.6 = 474.45 \text{ А}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{\text{ч}} = \frac{931.265}{474.45} = 1.963 \approx 2$$

Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за вираженням

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{с.мін}}}{k_{\text{в}}} = \frac{0,7 \cdot 115}{1.2} = 67.1 \text{ кВ}$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається

$$U_{2\text{с.з}} = 0.06 U_{\text{ном}} = 0.06 \cdot 115 = 6.9 \text{ кВ}$$

Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле

$$U_{\text{к.зах}}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{2\text{к.зах}} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \cdot \sqrt{3}} = 33.2 \text{ кВ, тоді:}$$

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{с.з}}}{U_{\text{к.зах}}^{(3)}} > 1.5$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{2\text{к.зах}}}{U_{2\text{с.з}}} = 2.02 > 1.5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{\text{ч}} > 1,5$ то диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за висловом:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} I_{\text{т.ном}} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 316.3 = 415.144 \text{ А}$$

3.5 Дугогасні реактори 6 кВ

Компенсація ємнісного струму замкнення на землю в мережах 6-10-35 кВ застосовується для зменшення струму замкнення на землю, зниження швидкості відновлення напруги на пошкодженій фазі після гасіння заземлюючої дуги, зменшення перенапруг при повторних її запаленнях та створення умов для її самогасіння.

Для компенсації ємнісного струму замкнення на землю застосовуються дугогасні заземлюючі реактори з плавним або ступінчатим регулюванням індуктивності.

Компенсація ємнісного струму замкнення на землю заснована на протилежно напрямлених векторах ємнісного струму лінії та індуктивного струму дугогасного реактора (ДГР).

ДГР, в свою чергу, повинні бути налагоджені на струм компенсації, як правило, рівний ємнісному струму замкнення на землю (резонансне налагодження). Допускається налагодження з перекомпенсацією, при якій індуктивна складова струму замкнення на землю не перевищує 5 А, а ступінь розлагодження – 5%.

В залежності від режиму роботи секцій шин, на які ввімкнуті ДГР, їх налагодження може бути змінено оперативним персоналом, що обслуговує підстанцію. Для вимкнення і ввімкнення ДГР при відсутності замкнення на землю слугує однополюсний роз'єднувач.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При застосуванні в мережі ДГР з ступінчатим регулюванням струму кількість та потужність реакторів вибирається з врахуванням можливих змін ємнісного струму мережі з тим, щоб ступені регулювання струму дозволяли виконати налагодження, близьке до резонансного при всіх можливих схемах мережі.

При величині ємнісного струму більшою за 50 А рекомендується застосувати не менше двох реакторів.

Для підключення реакторів 6-10 кВ застосовуються силові трансформатори із схемою з'єднання «зірка з виведеною нейтраллю – трикутник». Ці трансформатори ДГР в нейтралі повинні підключатись до шин підстанції вимикачами.

ДГР-35 кВ підключаються безпосередньо до нейтралей силових трансформаторів через роз'єднувачі.

В ланцюг заземлення реактора встановлюється трансформатор струму для контролю величини струму, що протікає через реактор при замкненні на землю.

Перемикання на ДГР необхідно виконувати при зміні величини ємнісного струму мережі, що компенсується, не менше, ніж на ступінь регулювання ДГР, а у випадку наявності плавного регулювання – на величину плюс-мінус 5% від встановленого на ДГР струму компенсації. З достатньою точністю для повітряних ліній величина ємнісного струму вираховується за формулою:

$$I_{\text{емн}} = \frac{U_{\text{роб}} \times L}{350}$$

Де $I_{\text{емн}}$ – величина ємнісного струму в амперах (А);

$U_{\text{роб}}$ – величина робочої напруги ПЛ в кіловольтах (кВ);

L – загальна довжина повітряних ліній, які підключені до секції з ДГР в кілометрах (км);

350 – числовий коефіцієнт.

Якщо до секції підключені і кабельні лінії також (або тільки КЛ), тоді величину ємнісного струму ділянки мережі з кабельними лініями орієнтовно знаходять за формулою:

$$I_{\text{емн}} = \frac{U_{\text{роб}} \times L}{10}$$

Де $I_{\text{емн}}$ – величина ємнісного струму в амперах (А);

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$U_{роб}$ – величина робочої напруги ПЛ в кіловольтах (кВ);

L – загальна довжина повітряних ліній, які підключені до секції з ДГР в кілометрах (км);

10 – числовий коефіцієнт.

Вивід ДГР з роботи проводиться шляхом відключення роз'єднувача від нейтралі заземлюючого трансформатора.

Вивід з роботи заземлюючого трансформатора проводиться шляхом відключення вимикача комірки, при цьому роз'єднувач ДГР повинен бути відключеним.

Перевід перемикача ДГР в інше положення проводиться черговим персоналом підстанції в наступній послідовності:

1. Перевіряється відсутність замкнення на землю в мережі і величина напруги в нейтралі. Після чого відключається роз'єднувач ДГР від трансформатора.
2. Встановлюється ПЗ на вивід «А» ДГР.
3. Включається роз'єднувач ДГР.

Експлуатація ДГР в аварійному режимі

При виникненні замкнення на землю в мережі напруга на непошкоджених фазах збільшується в, приблизно, 1,73 разів і збільшується вірогідність ураження людей в місці замкнення напругою кроку або напругою дотику.

У випадку виявлення приєднання з «землею» черговий диспетчер філії або дільниці приймає заходи для усунення аварійного режиму.

Так як на підстанції 110/6 кВ «Чехівська» встановлено ДГР на обох секціях шин, перевірити правильність встановлених на ПС реакторів потрібно обох. Загальна довжина кабельних ліній на першій секції шин складає – 74 км, на другій секції шин – 76 км.

На обох ділянках присутні тільки кабельні лінії, тому розрахунок ємнісних струмів проводиться за формулою:

$$I_{емн} = \frac{U_{роб} \times L}{10}$$

Де $I_{емн}$ – величина ємнісного струму в амперах (А);

$U_{роб}$ – величина робочої напруги ПЛ в кіловольтах (кВ);

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

L – загальна довжина повітряних ліній, які підключені до секції з ДГР в кілометрах (км);

10 – числовий коефіцієнт.

Для ДГР 1СШ:

$$I_{\epsilon\text{мн}} = \frac{U_{\text{роб}} \times L}{10} = \frac{6 \times 74}{10} = 44,4 \text{ (А)}$$

Для ДРГ 2СШ:

$$I_{\epsilon\text{мн}} = \frac{U_{\text{роб}} \times L}{10} = \frac{6 \times 76}{10} = 45,6 \text{ (А)}$$

Відомо, що на ПС 110/6 кВ «Чехівська» встановлено ДГР-1 типу ПКР-70/6 у ком.32, а ДГР-2 РЗДСОМ-230/6 у ком.43.

Таблиця 3.13 – Технічні дані ДГР ПС «Чехівська»

Тип ДГР		Струм ємнісний вимірний		Робоче положення перемикача	
ДГР-1	ДГР-2	ДГР-1	ДГР-2	ДГР-1	ДГР-2
ПКР-70/6	РЗДСОМ-230/6	44,4 А	45,8 А	45 А	50 А

Таким чином, можна зробити висновок, що ДГР-1 та ДГР-2 на високовольтній розподільчій підстанції 110/6 кВ «Чехівська» обрано вірно, і заміни вони не потребують.

4 Техніко-економічне бґрунтування технічного переоснащення ПС 110/6 кВ «Чехівська»

4.1 Загальні відомості

Підстанція 110/6 кВ «Чехівська» введена у експлуатацію у 1982 році.

На сьогоднішній день на підстанції «Чехівська» знаходиться в експлуатації силовий трансформатор 1Т типу ТДН-25000/110 У1, потужністю 25000 кВА, 1990 року виготовлення з класами напруги 110/6 кВ та трансформатор 2Т типу ТДН-25000/110 У1, потужністю 25000 кВА, 2012 року виготовлення з класами напруги 110/6 кВ.

Силовий трансформатор 1Т знаходиться в експлуатації 32 роки відповідно при рекомендованому терміні експлуатації заводу виробника – 25 років. За тривалий час експлуатації трансформатор має значні підтікання трансформаторного масла по зварних швах, по гумовим ущільненням, непрацездатний термосигналізатор. Відсутній пристрій регулювання напруги під навантаженням, що унеможливорює надання споживачам електроенергії належної якості та призводить до виникнення постійних скарг.

Погіршення ізоляційних характеристик силових трансформаторів з плином часу підтверджується плановими лабораторними випробуваннями. Пошкодження ізоляції може призвести до пробою ізоляції та виникненню короткого замикання.

Схема КРУЗ-10 кВ виконана з використанням застарілих масляних вимикачів, які через значний строк експлуатації повністю відпрацювали свій механічний та комутаційний ресурс.

Трансформатори струму та напруги 10 кВ морально та фізично застарілі, мають незадовільні метрологічні характеристики, що унеможливорює виконання мікропроцесорних захистів, складання точних балансів електричної енергії та організації комерційного обліку.

Ремонт та експлуатація вказаного обладнання недоцільна з наступних причин:

- запасні частини до такого обладнання в основному відсутні у зв'язку з припиненням їх випуску заводами виробниками;
- технічні характеристики такого обладнання недосконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних витрат матеріалів та часу, вимагає скорочення міжремонтних періодів.

В дипломному проекті «Реконструкція обладнання високовольтної розподільчої підстанції 110/6 кВ Чехівська» передбачено заміну силового

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

трансформатора 1Т, заміна комірок КРУЗ-10 кВ на комірки з вакуумними вимикачами 10 кВ, РВП-6 на ОПН-6.

З метою недопущення виникнення аварійних ситуацій, забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів, зменшення технологічних втрат електроенергії, необхідно виконати заміну силового трансформатора 1Т на новий, виконати заміну комутаційного обладнання ВРУ-110 кВ та КРУЗ-10кВ.

4.2 Оцінка економічної ефективності від технічного переоснащення ПС 110/6 кВ «Чехівська»

Розрахунок зменшення втрат активної та реактивної потужності протягом року при заміні силового трансформатора 1Т:

$$\Delta W_{XA} = (\Delta P_{(1)} - \Delta P_{(2)}) \cdot T$$

$$\Delta Q_{XP} = (\Delta Q_{(1)} - \Delta Q_{(2)}) \cdot T$$

де $\Delta P_{(1)}$, $\Delta P_{(2)}$ - втрати активної потужності відповідно старого і нового трансформатора, кВт;

$\Delta Q_{(1)}$, $\Delta Q_{(2)}$ - втрати реактивної потужності відповідно старого і нового трансформатора, кВар;

T – кількість годин у році – 8640 год.

Втрати активної потужності трансформатора:

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_k * \left(\frac{S}{S_H}\right)^2.$$

Втрати реактивної потужності трансформатора:

$$\Delta Q = \frac{I_x * S_H}{100} + \frac{U_k * S_H}{100} * \left(\frac{S}{S_H}\right)^2.$$

Завантаження в режимний день 17500,00 кВт. Для старого трансформатора ТДН-25000/110: втрати потужності холостого ходу $\Delta P_x = 27$ кВт, струм холостого ходу $I_x = 0,7$ %. Для нового трансформатора ТДН-25000/35-У1 (зазначено у специфікації заводу виробника) втрати потужності холостого ходу $\Delta P_x = 25$ кВт, струм холостого ходу $I_x = 0,7$ %.

$$\Delta W_{XA} = (27 - 25) \cdot 8640 = 17280 \text{ (кВт·год)}$$

$$\Delta Q_{XP} = (126 - 123,8) \cdot 8640 = 43200 \text{ (кВар·год)}$$

Розраховуємо економію коштів за рахунок зменшення втрат активної та реактивної енергії за формулою, грн:

$$B_A = N_A \cdot \Delta W_{XA},$$

									Арк.
									76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

MP 3.6.141.388 ПЗ

$$B_P = N_P \cdot \Delta W_{XP},$$

де N_A - вартість активної енергії – 1810 грн за МВт·год.

N_P - вартість реактивної енергії – 65 грн за МВар·год.

$$B_A = 1,810 \cdot 17280 = 31,276 \text{ тис. грн.}$$

$$B_P = 0,065 \cdot 19008 = 2,808 \text{ тис. грн.}$$

Сумарна економія коштів протягом року буде дорівнювати:

$$B_{СУМ} = B_A + B_P = 31,276 + 2,808 = 34,087 \text{ (тис. грн.)}$$

4.3 Розрахунок економічної ефективності при заміні МВ-10 кВ на ВВ-10 кВ (КРУЗ-10 кВ)

Капітальний ремонт кожного масляного вимикача виконується 1 раз на 6 років, а поточний ремонт – кожного року згідно періодичності, затвердженої АТ «Сумиобленерго».

Таблиця 4.1 – Підрахунок витрат при заміні одного вимикача

Найменування витрат	Масляний вимикач ВМГ-10	Вакуумний вимикач ВР1-10
1. Витрати на капітальний ремонт у т.ч, тис.грн. на 1 рік:	2,73/6=0,455	-
- трудовитрати	1,289	-
- вартість матеріалів	0,198	-
- загальнопромислові витрати	0,911	-
2. Витрати на поточний ремонт у т.ч, тис. грн.:	0,30	0,19
- трудовитрати	0,147	0,110
- вартість матеріалів	0,04	0
- загальнопромислові витрати	0,117	0,089
3. Загальні експлуатаційні витрати на 1 рік, тис грн.:	0,755	0,19

- Вакуумні вимикачі не потребують проведення капітального ремонту (лише експлуатаційне обслуговування і контроль перехідного опору при наблизенні до граничної цифри відключень).

Загальна економія при заміні одного МВ-6 кВ на вакуумний вимикач 10 кВ з урахуванням витрат на експлуатацію складе:

$$E_{\text{заг}} = V_{\text{заг.експл МВ-10}} - V_{\text{заг.експлВВ-10}} = 0,755 - 0,19 = 0,565 \text{ тис.грн.}$$

Дипломним проектом передбачена заміна 18 шт. масляних вимикачів на вакуумні вимикачі 10 кВ.

$$\text{Загальна сума економії по інвестиції складе} - 0,565 \times 18 = 10,17 \text{ тис. грн.}$$

Вартість реалізації технічного переоснащення ПС 110/6 кВ «Чехівська» становить – 25000,00 тис. грн.

Амортизаційні відрахування на рік становлять:

$$AB = 25000 : 25 = 1000 \text{ тис. грн.}$$

Необхідно визначити суму від оприбуткування зворотних матеріалів (старого трансформатора ТДН-25000/110 У1):

вага трансформатора: 38 т;

вага оливи: 16,9 т;

орієнтовна вага обмоток (ймовірно алюміній): 0,5 т;

орієнтовна вага твердої ізоляції (дерево і папір, 4% від ваги обмоток): 0,02 т;

орієнтовна вага фарфорової ізоляції (0,5% від ваги трансформатора): 0,043 т;

орієнтовна вага сталі: 5,5 т.

Загальна сума від оприбуткування зворотних матеріалів при вартості з ПДВ: алюмінію 17000 грн./т, сталі 1200 грн./т, оливи б/в 1500 грн./т:

$$V_{\text{ут.тр}} = 17000 \times 0,5 + 1200 \times 5,5 + 16,9 \times 1500 = 40,450 \text{ тис. грн.}$$

Вартість матеріалів від утилізації одного вимикача масляного 10 кВ складає 0,996 тис. грн.

Для вісімнадцяти вартість складає:

$$V_{\text{ут.МВ-10}} = 0,996 \times 18 = 17,928 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, чистий грошовий потік на рік становить:

$$П_{\text{чт}} = V_{\text{сум}} + V_{\text{ут.МВ-10}} + AB = 34,087 + 17,928 + 1000 = 1052,015 \text{ тис.грн.}$$

Визначимо період повернення капіталу:

$$T_{\text{п}} = (K_t - V_{\text{ут. тр.-ра}} - V_{\text{МВ-35}} - V_{\text{МВ-10}}) / П_{\text{чт}} = (25000 - 40,450 - 17,928) / 1052,015 = 23,71 = 24 \text{ роки.}$$

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

Таким чином, на основі даного техніко-економічного обґрунтування, можна зробити остаточний висновок – з метою недопущення виникнення аварійних ситуацій, забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів, зменшення технологічних втрат електроенергії даний проєкт являється обґрунтованим та вигідним з економічної точки зору.

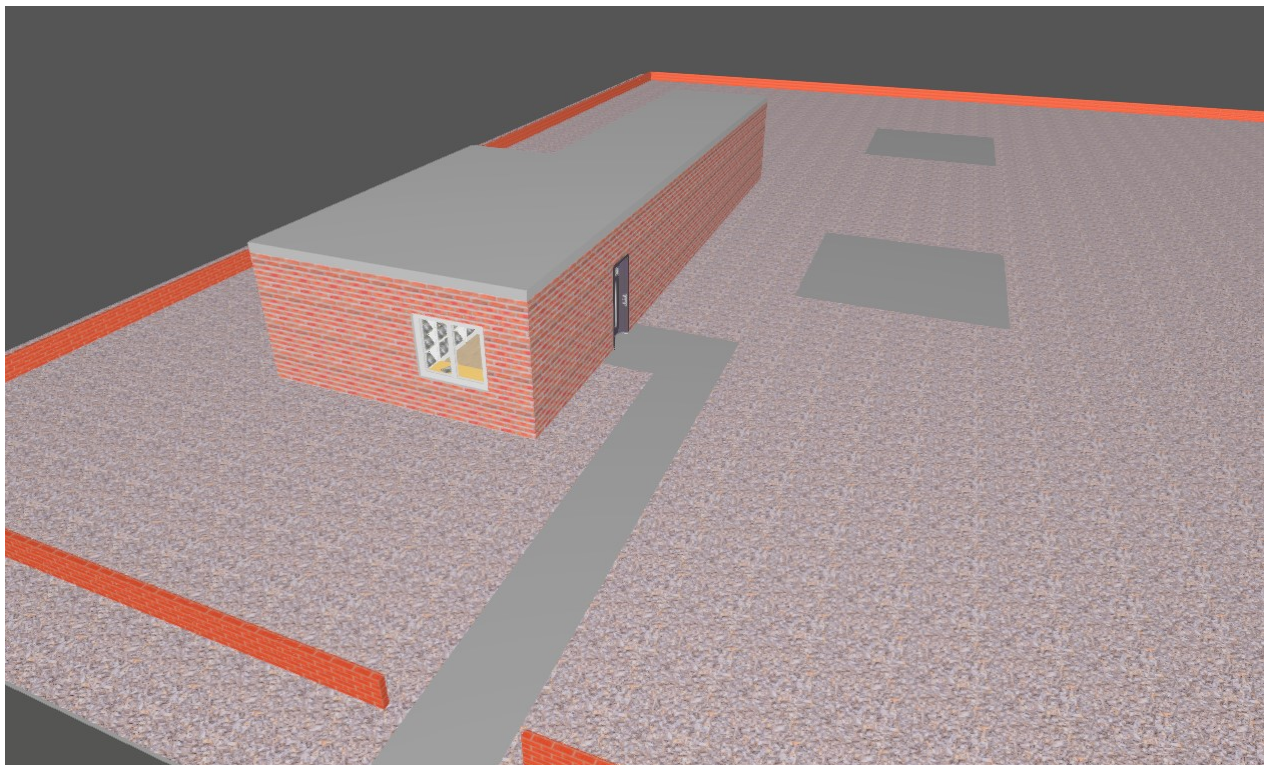
					<i>MP 3.6.141.388 ПЗ</i>	Арк.
						79
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

5 3D моделювання освітлення підстанції

Важливим завданням при проєктуванні ЗРУ-6 кВ є забезпечення необхідного рівня освітленості в будівлі задля безпечного виконання робіт, комутаційних перемикачів, заміни та ремонту обладнання. Однак, для того, щоб виконувати монтаж освітлення в закритій розподільчій установці, спершу, необхідно розрахувати необхідний рівень освітленості в приміщенні на етапі проєктування. Для цього виконується розрахунок освітленості одним з двох традиційних методів – методом коефіцієнта використання або точковим методом. Однак, при виконанні магістерської роботи було використано новітній, альтернативний метод розрахунку необхідної освітленості ЗРУ-6 кВ підстанції 110/6 кВ «Чехівська». За допомогою програмного забезпечення Dialux Evo 11 було створено модель даної установки та розраховано необхідну кількість джерел світла для досягнення рівня освітленості в 550 лм у всіх важливих точках ЗРУ.

В першу чергу було створено схематичну модель всієї ПС, на якій було встановлено будівлю ЗРУ-6 кВ.

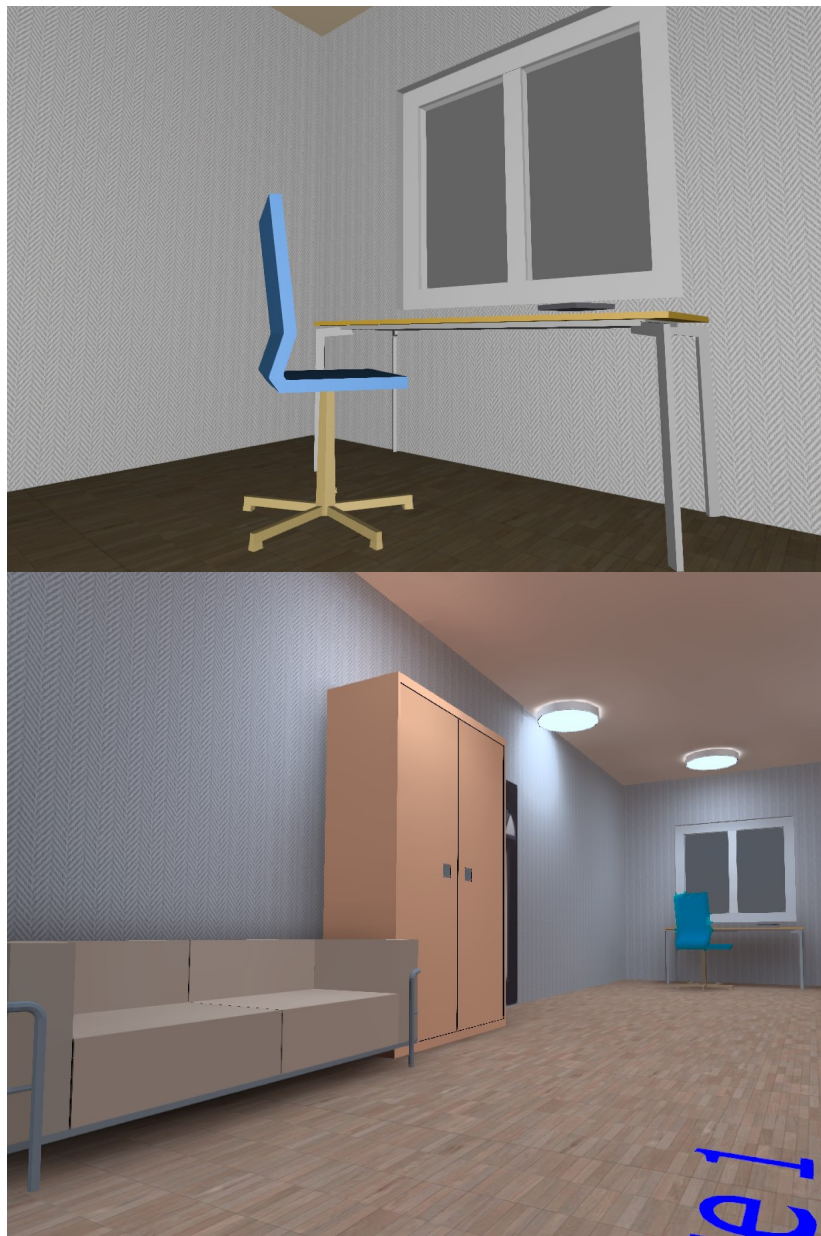
Рис. 5.1 – Схематичне зображення ЗРУ



					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

Після цього було створено внутрішнє приміщення розподільчої установки з комірками, панелями та місцем роботи чергового. Кожна поверхня в моделі має власну текстуру та відповідний коефіцієнт відбиття для створення умов всередині будівлі, близьких до реальних.

Рис. 5.2 – Приміщення ЗРУ-6 кВ

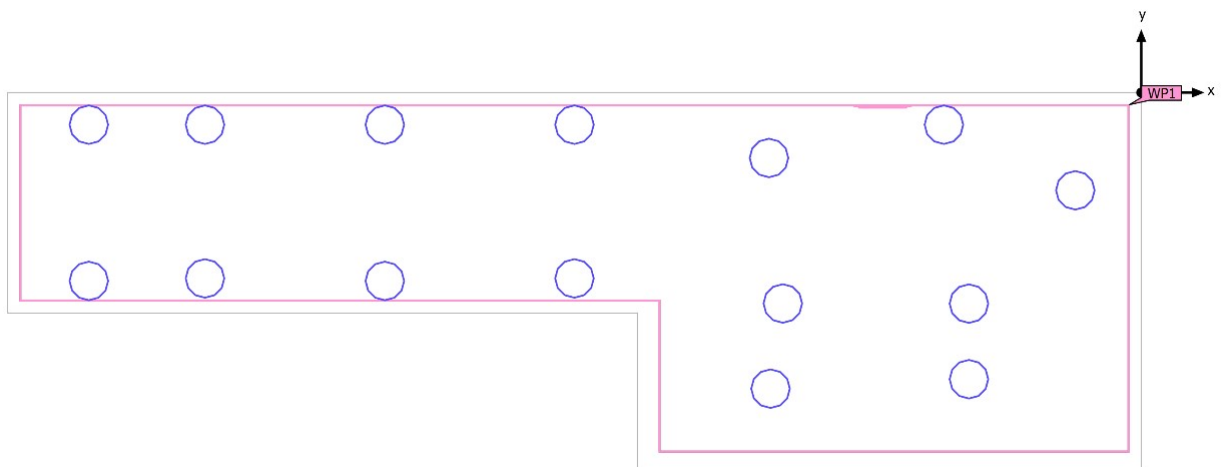


					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

Далі, за допомогою спеціальної функції програми Dialux, було створено карту розташування світильників. Дане розташування дозволяє отримати заданий рівень освітленості – 550 лк при найменшій кількості світильників на висоті робочої поверхні, а саме 80 см. В даному випадку використовується 15 світильників «Orphelia luminaire rod suspension di/id silver 620m» номінальною потужністю 76 Вт, номінальним світловим потоком 9138 лм та номінальною колірною температурою 3000 К. По всій площі стелі. В результаті розрахунків було отримано світловий потік $\Phi = 137295$ лм, а показник світловіддачі на виході – 120 лм/Вт.

Необхідно відмітити, що в деяких кутках ЗРУ-6 кВ склала менше, ніж 550 лк, але це не являється критичним, бо дані точки знаходяться за комірками, куди світло й не має потрапляти.

Рис 5.3 – схематичне позначення світильників на стелі ЗРУ-6 кВ



WP1 – контур внутрішнього приміщення

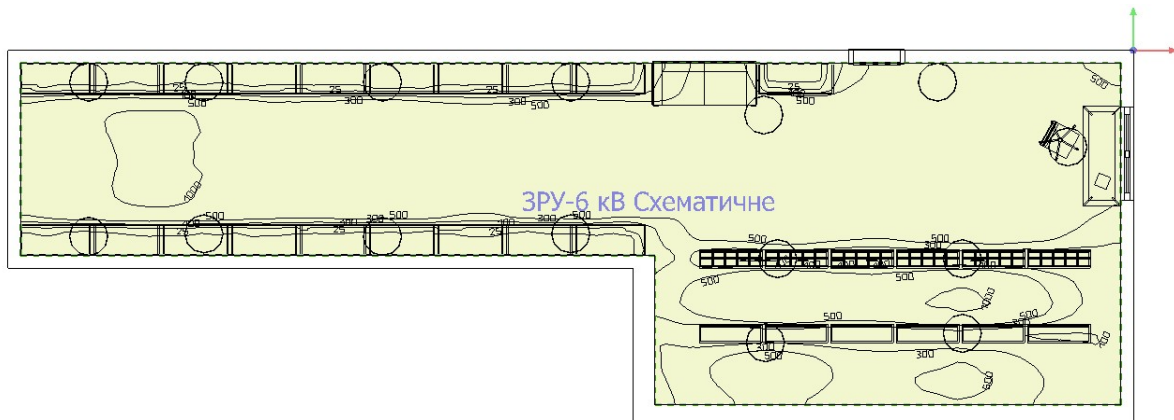
Рис. 5.4 – забезпечений рівень освітленості в кожній з точок



Спираючись лише на рис. 5.4 можна зробити висновок, що дана модель зберегла багато часу не втративши точність розрахунків.

Наступним кроком стала побудова карти освітленості на рівні робочої поверхні, і, як можна побачити на рис. 5.5, кожна точка приміщення ЗРУ-6 кВ підстанції забезпечена достатнім рівнем освітленості.

Рис. 5.5 – Карта освітленості приміщення на висоті робочої поверхні



Отже, за допомогою програмного забезпечення Dialux Evo 11 було розроблено, сконструйовано та змодельовано повноцінне освітлення ЗРУ-6 кВ високовольтної розподільчої підстанції 110/6 кВ «Чехівська» та забезпечити необхідний рівень освітленості в кожній точці на рівні робочої поверхні без необхідності проводити низку розрахунків вручну.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

6 Охорона праці

6.1 Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції

Заземленням називають електричне з'єднання елементів електричних машин, апаратів, пристроїв і так далі з землею для захисту людей від ураження електричним струмом або захисту електрообладнання. Основним показником якості заземлення є його опір.

У відповідності від ПУЕ встановлюють припустимий опір заземлюючого пристрою R_3 . Сам заземлюючий пристрій повинен бути виконаний у відповідності до ПУЕ пп. 51 п. 1.7. Опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 0.5 Ом.

Для заземлення територіально зближених електроустановок різних призначень і напруги слід застосовувати один спільний заземлювальний пристрій.

Заземлювальний пристрій, який використовують для заземлення електроустановок одного або різних призначень і напруг, протягом усього періоду експлуатації повинен відповідати всім вимогам до заземлення цих електроустановок: захисту людей від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції, умовам режимів роботи мереж, захисту електрообладнання від перенапруги, електромагнітної сумісності комп'ютерних і мікропроцесорних систем, РЗА і АСУ ТП, які застосовують у цих електроустановках тощо. У першу чергу слід дотримуватися таких вимог до захисту заземлення.

Заземлювальні пристрої електроустановок будівель і споруд і заземлювальні пристрої для їх блискавко захисту, як правило, повинні бути спільними.

У разі влаштування електрично незалежного заземлювача для функціонального заземлення, за умовами роботи інформаційного або іншого

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

чутливого до впливу завад обладнання, слід застосовувати спеціальні заходи захисту від ураження електричним струмом, які зазначаються в технічних умовах або інструкції з експлуатації обладнання.

Для об'єднання заземлювальних пристроїв різних електроустановок в один спільний заземлювальний пристрій слід використовувати всі наявні штучні заземлювальні провідники і заземлювачі. Кількість їх має бути не меншою двох. У випадку, коли між розподільними пристроями провідників мусить бути не меншою чотирьох. При цьому два з них повинні знаходитися поблизу стін цієї будівлі.

Вимоги захисту в разі непрямого дотику поширюються:

а) на корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо;

б) на приводи електричних апаратів;

в) на вторинні обмотки трансформаторів струму і трансформаторів напруги, а також вторинні обмотки фільтрів приєднання високочастотних каналів;

г) на каркаси розподільних щитів, щитів керування, щитків і шаф, а також знімних частин або частин, які відкриваються, якщо на останніх встановлено електрообладнання напругою понад 50 В змінного або 120 В постійного струму.

д) на металеві і залізобетонні конструкції розподільних установок, шинопроводів (струмопроводів), металеві кабельні з'єднувальні муфти, металеві оболонки і броню контрольних і силових кабелів, металеві оболонки проводів, металеві рукави і труби електропроводки, кожухи, лотки, коробки, струни, троси і сталеві смуги, на яких прикріплено кабелі і проводи (крім струн, тросів і смуг, на яких прокладено кабелі, металеву оболонку чи броню

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

яких з'єднано із захисним провідником), а також інші металеві основи, на яких установлюють електрообладнання;

е) на металеві оболонки і броню контрольних, силових кабелів і проводів, прокладених на спільних металевих конструкціях з кабелями і проводами більш високих напруг;

ж) на металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів;

и) на металеві корпуси електрообладнання, встановленого на рухомих частинах верстатів, машин і механізмів.

Заземлювальний пристрій, який влаштовують за вимогами до напруги дотику, має забезпечувати в будь-яку пору року значення напруги дотику, що не перевищує наведену в табл. 6.1

Таблиця 6.1 – Гранично допустима напруга дотику

Тривалість дії, с	До 0.1 с	0,2	0,5	0,7	0,9	1,0-5,0
Напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Опір заземлювального пристрою в цьому разі визначають за допустимою напругою на заземлювальному пристрої та за струмом замикання на землю. Для визначення допустимої напруги дотику за розрахункову тривалість дії слід приймати суму часу дії захисту і повного часу вимикання вимикача. На робочих місцях оперативного обслуговування електричного обладнання, де під час виконання оперативних перемикачів може виникнути коротке замикання на конструкції, досяжній для дотику персоналу, який виконує перемикач, треба приймати мінімальний час дії резервного захисту від цього виду пошкодження, а для іншої території – основного захисту. Поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі для виконання захисного вирівнювання потенціалів необхідно розміщувати з урахуванням вимог обмеження напруги дотику до нормованих значень і

зручності приєднання заземлювального обладнання. Глибина закладання в ґрунті поздовжніх і поперечних горизонтальних штучних заземлювачів має бути не менше ніж 0,3 м. Для зниження напруги дотику в місцях оперативного обслуговування електричного обладнання може бути виконане підсипання шару щебеню товщиною від 0,1 м до 0,2 м. У разі поєднання заземлювальних пристроїв електроустановок різних напруг у один спільний заземлювальний пристрій напругу дотику слід визначати як найбільшу з випадків замикання на землю на кожній з цих електроустановок.

На ПС 110/6 кВ «Чехівська» заземлювальний пристрій підстанції виконано з дотриманням вимог до його опору, без порушень конструктивних виконань ЗП та напруги дотику при короткому замиканні на території підстанції. Також розрахунковий опір ЗП підстанції не перевищує допустимі значення. Необхідно відмітити, що згідно вимог ПУЕ:2017 на ПС «Чехівська» виконано:

1. Прокладку додаткових заземлювачів по краю території, яку займає ЗП, таким чином, що вони в сумі утворюють замкнутий контур. При цьому горизонтальні заземлювачі прокладені на глибині 0.8 м.
2. З'єднання по заземлювачам ЗП ЗРУ-6 кВ (ЗПК) з ЗУ ВРУ-110 кВ.
3. Прокладання додаткових горизонтальних заземлювачів у вже існуючому ЗП підстанції на глибині 0.8 м.
4. Установлення вертикальних заземлювачів по контуру ЗП підстанції.
5. Приєднання по штучним заземлювачам до ЗП підстанції корпус трансформатора 1Т та 2Т й відповідні заземлюючі нейтралі ЗОН-1Т та ЗОН-2Т.
6. Прокладання додаткових горизонтальних заземлювачів поблизу місць встановлення заземлювачів нейтралей ЗОН-1Т та ЗОН-2Т.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. Приєднання шини заземлення до ЗП підстанції обладнання ТПВ-1, ТВП-2, ДГК-1, РДГК-1, ДГК-2, РДГК-2, ТДГК-1 та ТДГК-2.

8. Приєднання шини заземлення до ЗП підстанції стійки окремо встановлених блискавководів №1 та №2.

9. Приєднання шини заземлення до ЗП підстанції стійки №1' - №3', №5' та №6', що встановлені на порталах.

10. Приєднання шини заземлення до ЗП підстанції стійки №1" та №2" конструкцій, до яких приєднано тросові блискавководи.

11. Встановлено біля блискавководів №1 та №2 і №1'-№6' вертикальні заземлювачі.

12. Приєднання шини заземлення до ЗП підстанції порталів (2 шт.), опорних ізоляторів (4 шт.).

Для перевірки вірності встановлених заземлювачів початкові дані було зведено в таблицю 6.2

Таблиця 6.2 – Початкові дані

ρ , Ом м	100
R_H , Ом	4
$K_{п.г.}$	2.5
$K_{п.в.}$	1.5

$$\rho_{р.г.} = \rho_{пит} \times K_{п.г.} = 100 \times 2.5 = 250 \text{ (Ом)}$$

$$\rho_{р.в.} = \rho_{пит} \times K_{п.в.} = 100 \times 1.5 = 150 \text{ (Ом)}$$

Тепер можна знайти опір стікання струму одного вертикального електрода. Діаметр даного електрода 20 мм, довжина 3 м. Верхні кінці стрижнів знаходяться в землі на глибині 0.2 метра від поверхні землі. Отже:

$$H = 0.8 \text{ (м)} ; l = 3 \text{ (м)} ; d = 20 \times 10^{-3} \text{ (м)}.$$

$$t = H + \frac{l}{2} = 0.8 + \frac{3}{2} = 2.3 \text{ (м)}$$

$$R_{в.0} = \frac{\rho_{р.в.}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \right) \ln \frac{4t+l}{4t-l} = \frac{150}{6\pi} \left(\ln \frac{2 \times 1}{20 \times 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \times 2.3 + 3}{4 \times 2.3 - 3} \right) = 48 \text{ (Ом)}$$

Далі визначається зразкове число вертикальних заземлювачів:

$$N = \frac{R_{в.0}}{K_{и.в.} \times R_u} = \frac{48}{4 \times 0.8} = 15 \text{ (шт.)}$$

Де $K_{и.в.}$ – коефіцієнт використання, $K_{и.в.} = 0.8$

Для вирівнювання потенціалів по всій площі підстанції використовується зрівняльний контур із сталевих смуг перетином $40 \times 4 \text{ мм}^2$, що прокладається на глибині 0.8 м від поверхні землі.

$$H = 0.8 \text{ (м)} ; t = 0.802 \text{ (м)} ; l = 120 \text{ (м)} ; b = 0.04 \text{ (м)}.$$

$$R_{р.г.е.} = \frac{\rho_{р.г.}}{2\pi l} \ln \left(\frac{2l^2}{bt} \right) = \frac{5.3}{2\pi \times 120} \ln \left(\frac{2 \times 120^2}{0.04 \times 0.802} \right) = 22 \text{ (Ом)}$$

Тепер необхідно уточнити необхідний опір вертикальних електродів:

$$R_{в.е.} = \frac{R_{р.г.е.} \times R_u}{R_{р.г.е.} - R_u} = \frac{22.8 \times 4}{(22.8 - 4)} = 3.85 \text{ (Ом)}$$

Отже, остаточне число вертикальних електродів:

$$N = \frac{R_{в.0}}{K_{и.в.} \times R_{в.е.}} = \frac{48}{0.8 \times 3.85} = 15.616 \approx 16 \text{ (шт.)}$$

Отже, основний заземлюючий пристрій підстанції 110/6 кВ «Чехівська» складається із вертикальних та горизонтальних заземлювачів. Горизонтальний заземлювач, що являє собою сталеві смуги, прокладається на відстань 0.8 – 1 м від фундаменту. Заземлюючі стрижні заглиблюються в землю

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

з відстанню між стрижнями 1 м. Всі необхідні конструкції та обладнання підстанції заземлено вірно.

					<i>MP 3.6.141.388 ПЗ</i>	Арк.
						90
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Висновки

В даній магістерській роботі було розглянуто різне обладнання високовольтної розподільчої підстанції, та запропоновано шлях її реконструкції. Вдалось розрахувати, перевірити, порівняти та замінити декілька основних об'єктів заданої підстанції, таких як: силові трансформатори, вимикачі, встановлені в комірках ЗРУ-6 кВ, блискавко захист, акумуляторні батареї, обмежувачі перенапруг, високовольтні розрядники, дугогасні реактори, освітлення ЗРУ-6 кВ, пристрої релейного захисту та автоматики, заземлюючий контур.

Спочатку був проведений повний аналіз роботи заданої підстанції. Переглянуті її основні елементи: силові трансформатори, трансформатори напруги, трансформатори струму, трансформатори власних потреб, вимикачі, роз'єднувачі, головні ножі, високовольтні розрядники, обмежувачі перенапруг нелінійні, кабельні канали і так далі. Була побудована схема нормального режиму роботи підстанції.

В першу чергу була проведена повна перевірка силових трансформаторів ТДН-25000/110 на предмет перевантаження. За результатами розрахункової частини, в тому числі після використання методу лінійної інтерполяції, було прийнято рішення, що трансформатори підходять до режиму нормальних умов роботи підстанції. Тож, як результат, – необхідна повна заміна одного з трансформаторів, а саме 1Т, через довготривалий термін експлуатації. Був запропонований аналогічний силовий трансформатор ТДН-25000/110 У1, випущений не раніше першого кварталу 2022 року. Одразу після цього був проведений розрахунок необхідних висот блискавковідводів задля повного забезпечення надійного грозозахисту. Необхідні висоти стрижнів були розраховані. Після їх визначення було вираховано зони захисту від ударів блискавки, і, як результат, побудована схема грозозахисту високовольтної підстанції. Наступний підрозділ має назву «Розрахунок струмів короткого замикання»

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

заданої підстанції. В даному розділі були розраховані струми КЗ а також їх складові, такі як періодична або аперіодична складова. Всі складові розрахованих струмів були зведені до таблиці 2.12. Розраховані в даному розділі параметри стали основою для розділу 3 магістерської роботи. Також було проведено розрахунок для визначення підходящого заземлюючого пристрою. Було обрано сталеві стрижні, горизонтальні й вертикальні, заглиблені в ґрунт на 0.8 метра задля забезпечення необхідної надійності заземлення.

Розділ номер 3 «Вибір комутаційного та захисного обладнання» використовував дані таблиці 2.12 як початкові, однак, в даному розділі були також проведені розрахунки для вибору необхідних вимикачів, такі як струм у колі вимикачів на стороні низької напруги, максимальний струм на стороні високої напруги та інші. Завдяки широкому каталогу вимикачів даного підручника вдалось знайти необхідний вимикач за найближчими більшими струмами. Також було обрано необхідний релейний захист на лінії трансформатора 1Т у вигляді реле типу ДЗТ-11. Розраховано всі необхідні для цього параметри, такі, як струм спрацювання захисту або коефіцієнт чутливості.

Наступним етапом магістерської роботи став розрахунок освітлення ЗРУ-6 кВ та побудова працюючої 3D візуалізованої моделі в програмі Dialux EVO. Результатом роботи була побудована карта розташування світильників та карта точок освітлення. Як результат – мінімальний рівень освітленості у кожній з точок на висоті робочої поверхні більше або дорівнює 550 люкс, що дозволить працювати при ввімкненому освітленні без додаткових джерел світла.

Також було виконано техніко-економічне обґрунтування реконструкції підстанції 110/6 кВ «Чехівська» за результатами якого було встановлено термін оприбуткування даної роботи – 24 роки.

Останній розділ магістерської роботи має назву «Охорона праці», де було викладено опис діючого заземлювального контуру підстанції

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

«Чехівська», а також проведено перевірку вірності встановленого контуру підстанції згідно всіх необхідних нормативних документів.

Всі джерела, що були використані під час роботи над магістерською роботою викладено в останньому розділі «Список літератури» для полегшення ознайомлення із усією документацією, на основі якої проводились розрахунки.

					<i>MP 3.6.141.388 ПЗ</i>	Арк.
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		93

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с
2. Інформація нормативного документу мінпаливенерго України СОУ 31.2-21677681-19:2009 «Випробування та контроль пристроїв заземлення електроустановок» 2010р, 50 с.
3. Методичні вказівки «Електрообладнання електричних станцій і підстанцій» автор В.Д. Куликов.
4. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
5. Інформація з документу ДСТУ Б В.2.5.-38:2008 «Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд»
6. Конспект лекцій з предмету «Електрична частина станцій та підстанцій» автора В.М. Гаряжа.
7. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем» / укладачі М.В. Петровський, С.С. Жемаєв. – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 58 с.
8. Релейний захист електричних систем: Навчальний посібник. – В.П. Кідиба, 2013 – 500 с.
9. Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу “Електричні станції і підстанції” зі спеціальності 6.000008 “Енергоменеджмент” профілізації “Електроенергетичні системи” / Укладачі: Д.В.Муриков, І.Л.Лебединський, П.О.Василега. – Суми: Вид-во СумДУ, 2005.-93 с.
10. методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

«Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Укладач: С.М. Лебедка. – Суми: Вид-во СумДУ, 2018. – 34 с.

11. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

12. Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи на тему „Визначення поточкорозподілення і напруги в електричних районних мережах“ з дисципліни „Електричні системи і мережі“: У 2 ч. / укладачі: І. Л. Лебединський, В. В. Волохін, В. І. Романовський. – Суми: Сумський державний університет, 2012. – Ч. 1. – 34 с.

13. Експериментальні дослідження електричних машин. Частина І. Машини постійного струму. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 86 с.

14. Методичні вказівки до виконання курсової роботи «Розрахунок силових трансформаторів» з дисципліни «Електричні машини» для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання / Укладачі: І.Л. Лебединський, П.О.Василега, В.В.Волохін, А.А. Костян. – Суми: Вид-во СумДУ, 2019.- с.

15. Стаття сайту «Vol'ten Group» «НАМИ-10-95 трансформатор напруги». URL:

<https://voltten.com/nami-10-95-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-maslyanyj-antirezonsnyj/>

16. Стаття сайту «leg.com.ua» «КЗ-110 – Короткозамикач. URL:

<https://leg.co.ua/info/razediniteli/kz-110-korotkozamykatel.html>

17. Стаття сайту «leg.com.ua» «Технічні дані від'єднувачів. URL:

<https://leg.co.ua/info/razediniteli/tehnicheskie-dannye-otdeliteley.html>

18. Стаття сайту «Промсервіс» «Обмежувач перенапруг ОПН-110».

URL:

<http://promservis.cn.ua/ogranichiteli-perenapryazheniy-opn-110.html>

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		95

19. Стаття сайту «Разряд» «Розрядники РВС-110, РВС-150, РВС-220 кВ». URL:

<http://www.razrad.ru/cat/razryadniki-rvs110-rvs150-rvs220/>

20. Стаття сайту «ЕнергоМаш» «Роз'єднувачі РНД-35 и РНДЗ-35 на 35 кВ». URL:

<http://www.em.dn.ua/vv/razed/rndz-35.htm>

21. Стаття сайту «Укрелектрик» «Характеристики розрядника РВП-6». URL:

http://ukrelektrik.com/publ/oborudovanie/razrjadniki_i_opn/karakteristiki_razrjadnika_rvp_6/12-1-0-560

22. Інформація з документу «ДСТУ-3463-96». URL:

<https://docs.cntd.ru/document/1200012414>

23. Інформація сайту CLIMAT.DATA.ORG. URL:

<https://ru.climate-data.org/европа/украина/сумская-область/сумы-3294/>

24. Конспект лекцій з предмету «Електрична частина станцій та підстанцій» автора С.М. Лебедка

25. Стаття з сайту leg.co.ua «Вимикачі ВМП-10К». URL:

<https://leg.co.ua/info/vyklyuchateli/vyklyuchateli-vmp-10k.html>

26. Стаття з сайту «Школа для електрика» «Елегаз та його властивості». URL:

<https://leg.co.ua/info/vyklyuchateli/vyklyuchateli-vmp-10k.html>

27. Каталог даних «Силові вимикачі на 6-10 кВ» сайту «Енергетика. Обладнання і документація». URL:

<https://forca.ru/knigi/arhivy/montazh-elektricheskikh-ustanovok-33.html>

28. Навчальний посібник «Вибір комутаційних апаратів і струмоведучих частин розподільчих пристроїв електричних станцій і підстанцій» автор Ю.А. Леньков

29. Конспект лекцій з предмету «Техніка високих напруг» автора М.В. Петровський, 2018. – 169 с.

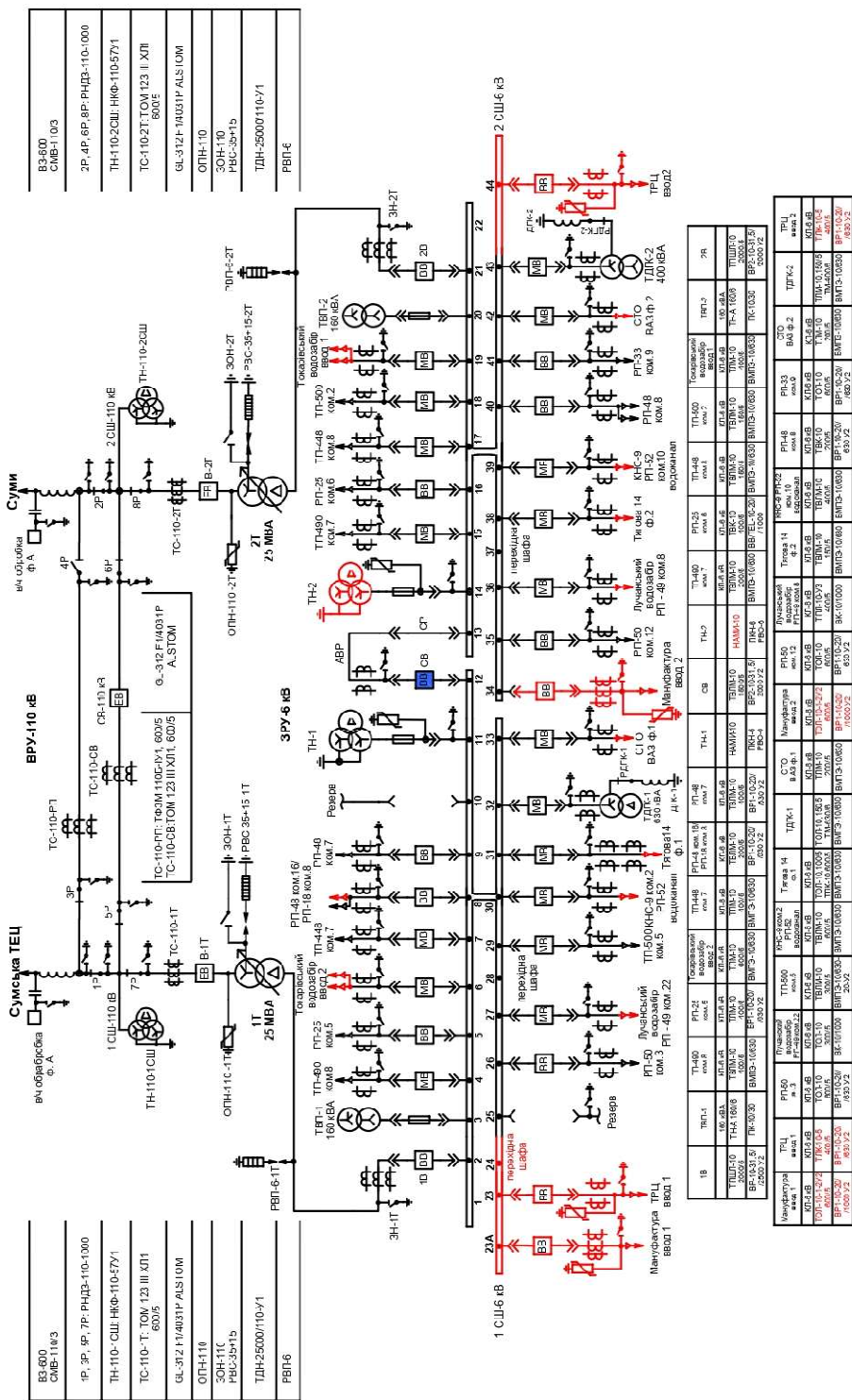
					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

30. Курс лекцій «Основи монтажу і експлуатації електротехнічних систем електроспоживання» / укладачі: І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 172 с.

31. Освітлення промислових споруд та житлових будинків: конспект лекцій / укладач М. В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 226 с.

					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток 1



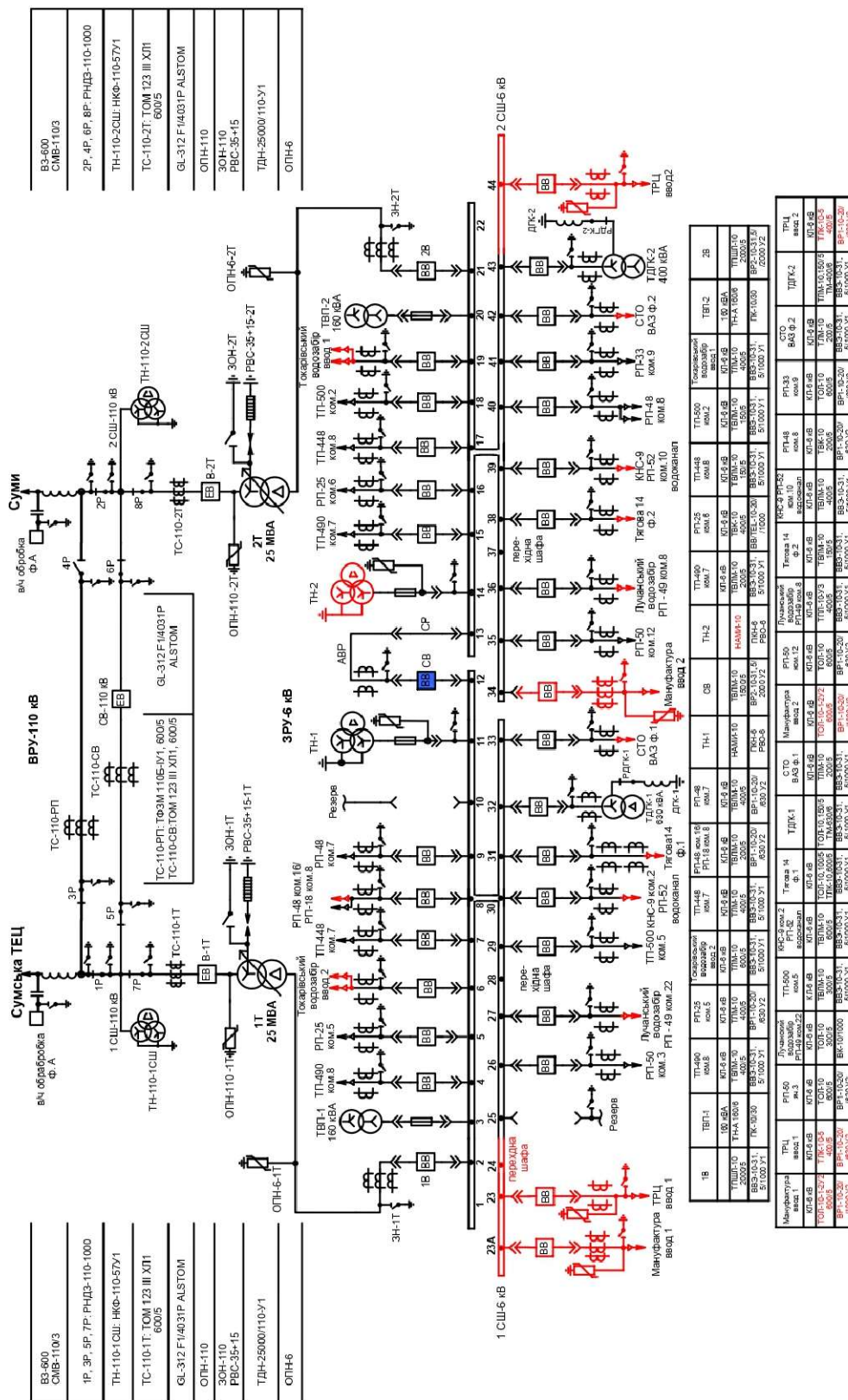
ВЗ-600
СМВ-110/3
2Р, 4Р, 6Р, 8Р, РНДЗ-110-1000
ТН-110-20Ш, НКФ-110-57/1
ТС-110-2Т, ТОМ 123 III ХЛП 800/5
ГЛ-312/14031Р/ALS10М
ОПН-110
ЗОН-110
РВС-35/15
ТДН-25000/110-У1
РВЛК

ВЗ-600
СМВ-110/3
2Р, 4Р, 6Р, 8Р, РНДЗ-110-1000
ТН-110-20Ш, НКФ-110-57/1
ТС-110-2Т, ТОМ 123 III ХЛП 800/5
ГЛ-312/14031Р/ALS10М
ОПН-110
ЗОН-110
РВС-35/15
ТДН-25000/110-У1
РВЛК

18	ТНЛ-1	ТНЛ-2	ТНЛ-3	ТНЛ-4	ТНЛ-5	ТНЛ-6	ТНЛ-7	ТНЛ-8	ТНЛ-9	ТНЛ-10	ТНЛ-11	ТНЛ-12	ТНЛ-13	ТНЛ-14	ТНЛ-15	ТНЛ-16	ТНЛ-17	ТНЛ-18	ТНЛ-19	ТНЛ-20	ТНЛ-21	ТНЛ-22	ТНЛ-23	ТНЛ-24
ТНЛ-1	ТНЛ-2	ТНЛ-3	ТНЛ-4	ТНЛ-5	ТНЛ-6	ТНЛ-7	ТНЛ-8	ТНЛ-9	ТНЛ-10	ТНЛ-11	ТНЛ-12	ТНЛ-13	ТНЛ-14	ТНЛ-15	ТНЛ-16	ТНЛ-17	ТНЛ-18	ТНЛ-19	ТНЛ-20	ТНЛ-21	ТНЛ-22	ТНЛ-23	ТНЛ-24	
ТНЛ-1	ТНЛ-2	ТНЛ-3	ТНЛ-4	ТНЛ-5	ТНЛ-6	ТНЛ-7	ТНЛ-8	ТНЛ-9	ТНЛ-10	ТНЛ-11	ТНЛ-12	ТНЛ-13	ТНЛ-14	ТНЛ-15	ТНЛ-16	ТНЛ-17	ТНЛ-18	ТНЛ-19	ТНЛ-20	ТНЛ-21	ТНЛ-22	ТНЛ-23	ТНЛ-24	

— - обладнання на балансі споживача.

Додаток 2

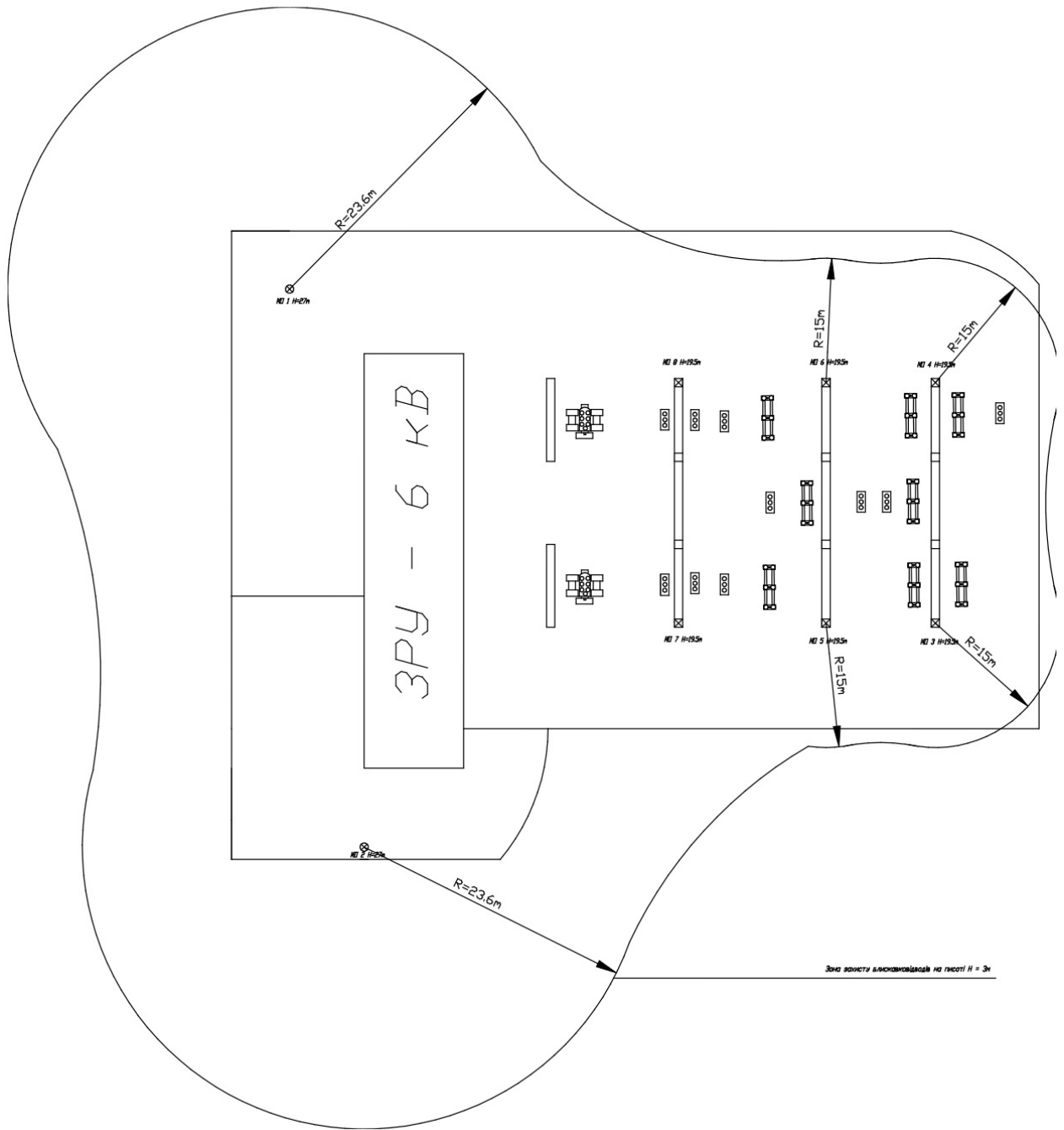


Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

MP 3.6.141.388 ПЗ

— - обладнання на балансі споживача.

Додаток 3



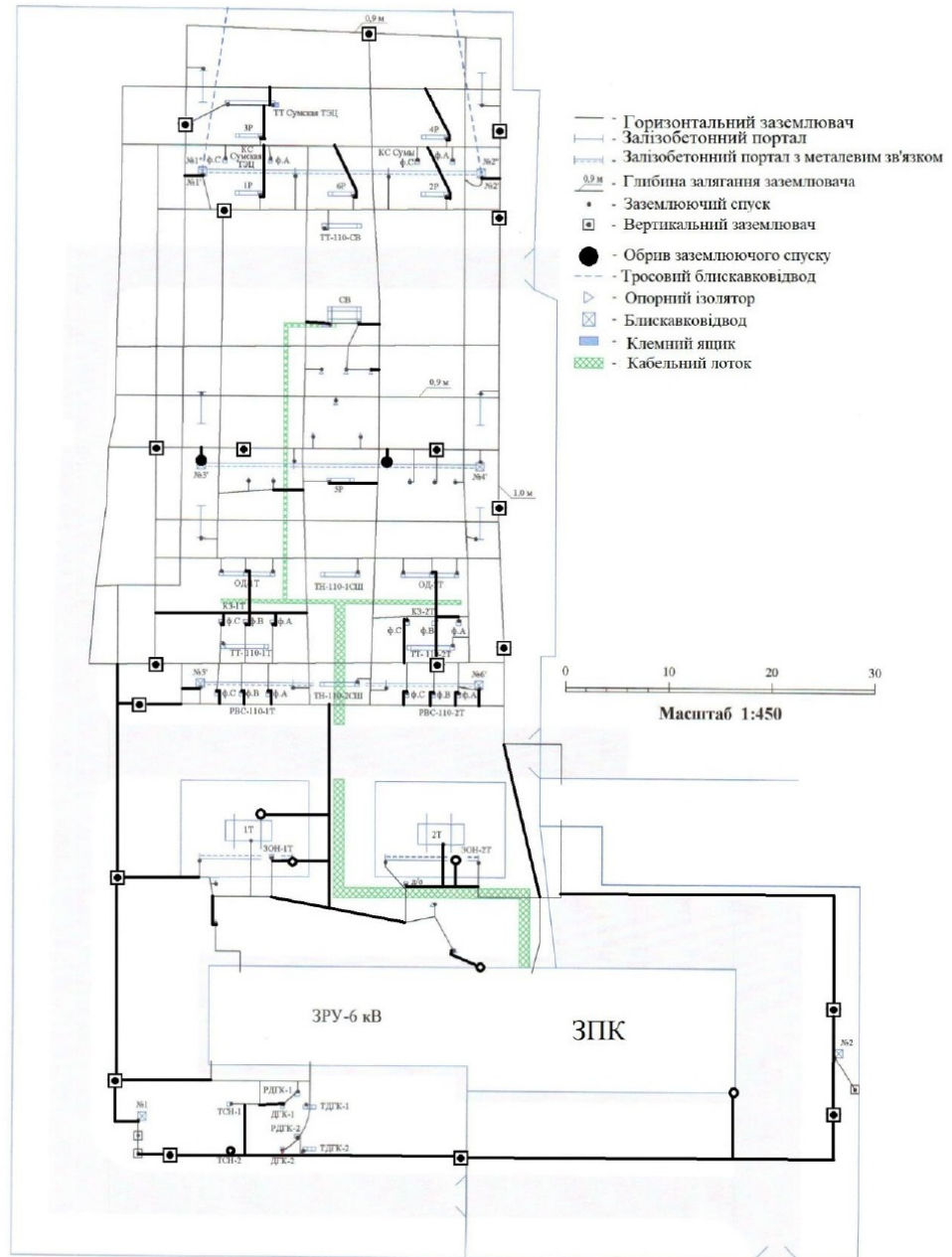
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.388 ПЗ

Арк.

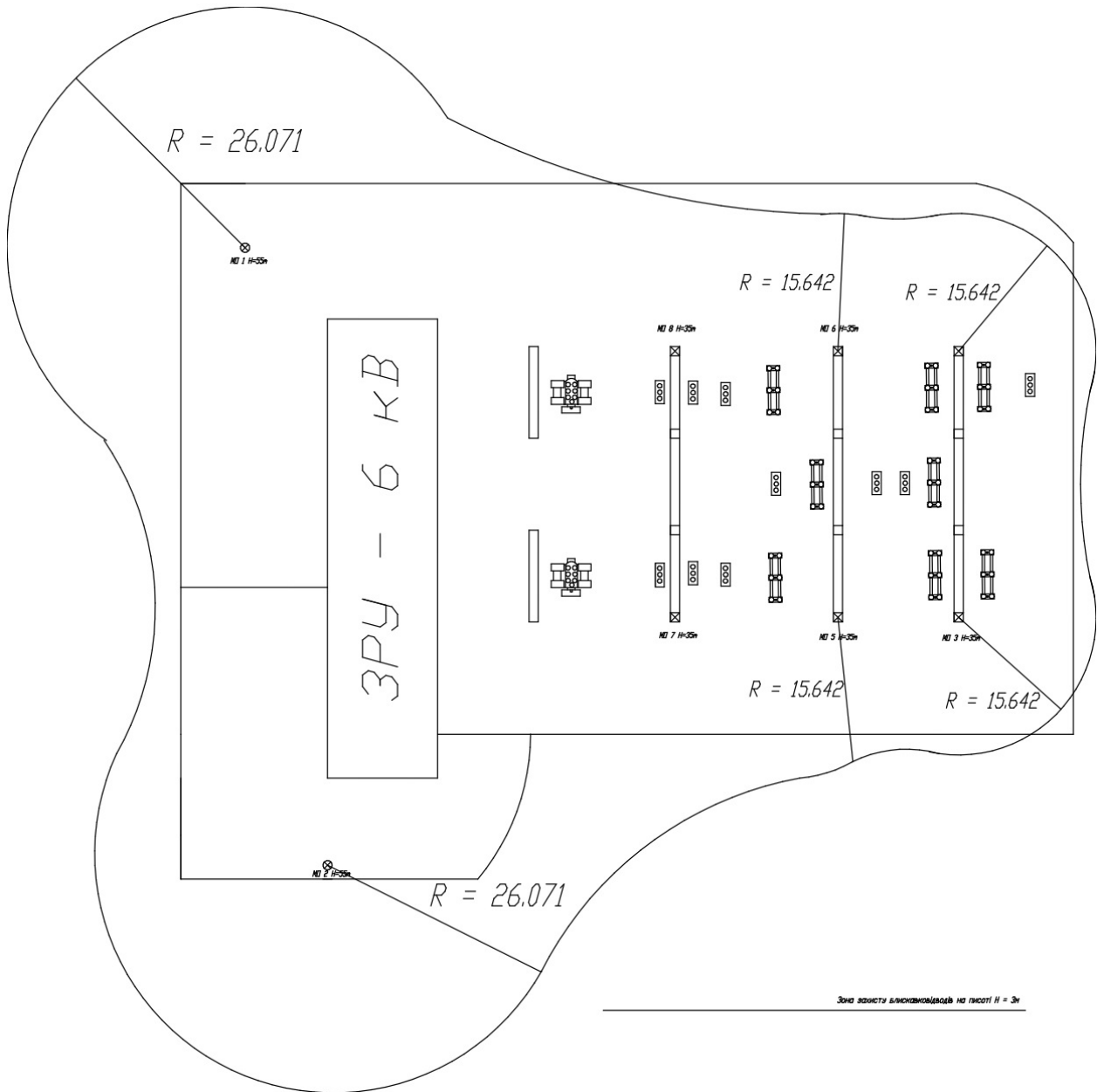
100

Додаток 4



					MP 3.6.141.388 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		101

Додаток 5



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.388 ПЗ

Арк.

102