

Міністерство освіти і науки України

Криворізький національний університет

Електротехнічний факультет

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи бакалавра
за спеціальністю 141 - Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

ТЕМА РОБОТИ:

Модернізація комплексу електроустаткування головної знижувальної
підстанції №1 ПрАТ «ЦГЗК» з впровадженням системи моніторингу
електричних параметрів обладнання та дистанційного керування його
роботою

Виконав: студент групи ЗЕЕМ-21ск

Владислав КОЛЕСНИК

Керівник випускної роботи _____ д.т.н., проф. Олег СІНЧУК

Нормо контролер _____ д.т.н., проф. Олег СІНЧУК

Декан ЕТФ _____ к.т.н., доц. Владислав ФЕДОТОВ

Гарант освітньої програми _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Кривий Ріг 2024 р.

Криворізький національний університет

Факультет: електротехнічний

Освітній рівень: бакалавр

Спеціальність: 141 - Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Колесник Владислав Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: Модернізація комплексу електроустаткування головної знижувальної підстанції №1 ПрАТ «ЦГЗК» з впровадженням системи моніторингу електричних параметрів обладнання та дистанційного керування його роботою

1. Термін подання студентом роботи: 10 червня 2024 р.
2. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: Метою є модернізація комплексу електроустаткування головної знижувальної підстанції №1 ПрАТ «ЦГЗК» з впровадженням системи моніторингу електричних параметрів обладнання та дистанційного керування його роботою Завданнями досліджень є розрахунок та розробка проекту задля підвищені надійності та безпеки енергомережі а також зменшення операційні витрат
 - 1) Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити) I. Опис та аналіз об'єкта дослідження, встановленого обладнання та систем його захисту;
II. Розрахунок основних режимів роботи устаткування, вибір обладнання з обґрунтуванням необхідності та перевагами над встановленим.; III. Проектно-конструкторська розробка нової системи керування та моніторинга за релейним захистом і системами автоматики.
3. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) I. Однолінійна схема ГПП; II. Схема зпоанення ОРУ; III. Схема секції ліня-трансформатор;

4. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали консультанта	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Олег СІНЧУК		
II	Олег СІНЧУК		
III	Олег СІНЧУК		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін
1	Вибір теми дослідження та її затвердження науковим керівником.	04.05.2024
2	Виконання практичної частини дослідження.	10.05.2024
3	Вивчення літератури за темою дослідження.	12.05.2024
4	Написання першого розділу роботи.	15.05.2024
5	Написання другого розділу роботи.	19.05.2024
6	Написання третього розділу роботи.	22.05.2024
7	Оформлення проєкту.	26.05.2024
8	Розробка графічних креслень.	30.05.2024
9	Надання першого (чорнового) варіанту роботи керівнику.	04.06.2024
10	Підготовка презентації та тез доповіді для захисту.	06.06.2024
11	Усунення недоліків і подання роботи на кафедрі.	10.06.2024

Дата видання завдання 29.04.2024 р.

Здобувач вищої освіти _____
(підпис)

Владислав КОЛЕСНИК
(Ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Олег СІНЧУК
(Ім'я, прізвище)

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	5
ВСТУП	6
1 ОПИС ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ	8
1.1 Опис ГЗП-1 на ПРАТ «ЦГЗК»	8
1.2 Встановлене обладнання ГЗП-1	9
1.3 Захист встановлений на підстанції	12
1.4 Місця розташування ГЗП	14
2 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	15
2.1 Характеристика джерел живлення	15
2.2 Визначення електричних навантажень підстанції	16
2.3 Вибір напруги розподільних мереж та мереж живлення	18
2.3.1 Напруга мережі	18
2.3.2 Напруга розподільчих мереж	18
2.4 Компенсація реактивних навантажень	19
2.5 Вибір числа і потужності силових трансформаторів на підстанції ...	22
2.8 Розрахунок струмів короткого замикання	24
2.8.1 Розрахунки опору елементів системи	24
2.8.2 Розрахунки Опора трансформатора	25
2.8.3 Розрахунок струмів трифазного к.з.	25
2.9 Вибір електричних апаратів і розподільчих пристроїв	31
2.9.1 Вакуумні вимикачі	31
2.9.2 Роз'єднувачі	33
2.9.3 Розрядник	35
2.9.4 Відокремлювач	37
2.10 Вибір перетинів ЛЕП	38
2.11 Забезпечення якості електроенергії	39

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		3

2.12	Електрозбереження	41
2.12.1	Втрати електроенергії в системі електропостачання.....	41
2.12.2	Вибір типів лічильників активної та реактивної електроенергії.....	42
2.13	Вибір системи оперативного струму.....	43
2.14	Системи керування і сигналізації	48
2.14.1	Система керування обладнанням	48
2.14.2	Сигналізація підстанції.....	48
2.14.3	Блокування	49
3	ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОЗРОБКА	50
3.1	Релейний захист і системи автоматики.....	50
3.1.1	Загальні вимоги до релейного захисту й автоматики.....	50
3.1.2	Захист трансформатора.....	54
3.1.3	Захист вимикачів	55
3.2	Переваги SCADA-систем	58
3.3	Необхідне обладнання для системи SCADA.....	60
3.3.1	Комунікаційне обладнання.....	60
3.3.2	Контролери та прилади.....	60
3.3.3	Пристрої безпеки	61
3.4	Впровадження системи SCADA	62
3.5	Програмне забезпечення.....	64
	ВИСНОВКИ.....	65
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	67
	ДОДАТКОК А	68
	ДОДАТКОК Б.....	69
	ДОДАТКОК В	70

РЕФЕРАТ

У випускній кваліфікаційній роботі бакалавра за темою «Модернізація комплексу електроустаткування головної знижувальної підстанції №1 ПрАТ «ЦГЗК» з впровадженням системи моніторингу електричних параметрів обладнання та дистанційного керування його роботою ». Опрацьовані такі питання як детальний аналіз поточного стану обладнання підстанції, виявлено основні проблеми та недоліки, пов'язані із зношенням та застарілим обладнанням і його високою аварійністю.

На основі аналізу обґрунтовано необхідність модернізації, спрямованої на підвищення надійності та ефективності роботи підстанції. Проведено вибір і обґрунтування нового обладнання, такого як масляні вимикачі КРУ роз'єднувачів ЗРУ, Перевірив такі види обладнання як: Розрядники, відокремлювачі трансформатора, системи оперативного струму а також сигналізації та блокування обладнання. Запропановано обладнання для реалізації та впровадження сучасної SCADA-системи яка дасть змогу реалізувати автоматизацію процесів управління моніторингу і захисту обладнання.

У роботі представлені технічні розрахунки електричних навантажень і характеристик нового обладнання, а також його переваги перед наявним. Проведено економічну оцінку запропонованої модернізації, що включає аналіз витрат і очікуваних економічних вигод, таких як зниження експлуатаційних витрат, зменшення аварійності і виключення простою виробничого обладнання комбінату

Випускна кваліфікаційна робота бакалавра виконана на 69 сторінок, з графічною частиною, виконаною на 3 кресленнях формату А3.

Кількість додаткового матеріалу: Таблиць – 11; Рисуноків – 4; Додатків – 3; Використаних джерел – 12; Формул – 84.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Наразі енергосистема центрального збагачувального комбінату має застаріле обладнання, яке відпрацювало свій ресурс і перебуває на межі. Більша частина обладнання потребує заміни, оскільки воно зношене фізично та морально застаріло. Для запобігання аварійних режимів роботи пропоную приділити увагу заміні застарілого обладнання, оскільки продовження його експлуатації впливає не тільки на обладнання комбінату, а й на енергосистему України в цілому.

Наразі переважна частина систем керування є електромеханічними пристроями. Оновлення релейного керування на сучасні мікропроцесорні пристрої почалося не так давно.

Аналіз документації ремонтів підстанції дав зрозуміти, що випадки неправильної роботи зросли через фізичне старіння. Нестача фінансування призвела до зростання числа застарілого обладнання.

Під час обстеження журналів ремонту було виявлено, що в середньому термін прогнозованої експлуатації наблизений до терміну в 25 років. Після закінчення цього часу складно гарантувати правильну працездатність систем. у нашому безпосередньому випадку більшості устаткування понад 50 років, що перевищує удвічі термін служби, і прогнозувати роботу цього устаткування неможливо.

Водосконалення встановлення системи керування захисту і мониторингу може бути обґрунтована наступними причинами:

1. Поліпшення надійності: Старі системи мають обмежені функціональні можливості і не відповідають сучасним стандартам. Оновлення релейних захистів дасть змогу підвищити надійність і ефективність системи, що допоможе запобігти збоям і мінімізувати простої в роботі підстанції.

2. Поліпшення точності та швидкості реакції: Сучасні системи захисти зазвичай мають вищу точність і швидкодію. Це дає змогу виявляти й реагувати на несправності та аномалії в роботі з високим ступенем точності та в

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на несправності та аномалії в роботі з високим ступенем точності та в найкоротші терміни, що знижує ризик пошкодження обладнання і скорочує час простою.

3. Збільшення функціональних можливостей: Старі системи мають обмежені функціональні можливості. Удосконалення релейних захистів дасть змогу додати нові функції такі як: цифровий диференціальний захист, захист від перевантаження, захист технології тощо, які допоможуть ефективно виявляти та реагувати на різні типи несправностей і аварійних ситуацій.

4. Інтеграція з цифровими системами управління:

У сучасних електроенергетичних системах широко використовуються цифрові системи управління, такі як системи SCADA (системи збору, передачі та аналізу даних). Удосконалення системи керування дасть змогу їх інтегрувати з такими системами, що забезпечить більш ефективно і централізоване управління підстанцією, а також спростить моніторинг і діагностику роботи захисних пристроїв.

5. Відповідність сучасним стандартам і нормативам:

Технічні вимоги та нормативи в галузі електроенергетики постійно вдосконалюються. Удосконалення систем керування на підстанціях допоможе забезпечити відповідність сучасним стандартам і нормативам, що є важливим аспектом для безпечної та ефективної експлуатації підстанцій.

Якщо говорити загалом удосконалення обладнання на підстанціях є необхідним заходом, який підвищить надійність, ефективність і безпеку роботи підстанції. Це дасть змогу знизити ризики аварійних ситуацій, запобігти пошкодженням обладнання та забезпечити безперебійне енергопостачання

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 Опис ГЗП-1 на ПРАТ «ЦГЗК»

Підстанція ГЗП-1 154/6кВ служить для зниження і розподілу напруги між споживачами для зменшення втрат електроенергії.

На ГЗП здійснюється контроль якості напруги, контроль кількості споживаної електроенергії, що є важливим для економічної складової комбінату.

ГЗП-1 є важливим об'єктом та як служить для електропостачання на такі важливі підстанції як :

- 1) п/ст 11/6кВ и п/ст ІВЦ (Управління ЦГЗК);
- 2) п/ст АТЦ (Авто транспортного цех) ;
- 3) п/ст АТС (Автоматическая телефонна станція);
- 4) п/ст ЦКС (Центральная компресорна станція);
- 5) п/ст ЦММ (Центральную механічна майстерня);
- 6) п/ст Грековатая (з/д станція)
- 7) п/ст Котельня
- 8) КТП Матеріального складу
- 9) п/ст 15/6кВ (Центральний склад)

Під час проходження практики мною були отримані графіки електричних навантажень за зимовий період.

Графіки електричних навантажень - це графіки відображення електричних навантажень за активною, реактивною потужностями або струмом (повним) у часі одного приймача або групи у вигляді функції (безперервної або ступінчастої) з різною тривалістю кожної.

Величина максимального навантаження, яка використовувалася як вихідні дані для проекту представлена в таблиці 2.1

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03			
Зм.	Арк.	№ документа.	Підпис	Дата				
Розробив		Колесник В.Ю.			ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА	Лім.	Лист	Листів
Превірив.		Сінчук О.М.				Н	8	7
Реценз.						КНУ ЗЕЕМ-21ск		
Н. Контр.		Сінчук О.М.						
Затвердив		Пересунько І.І						

1.2 Встановлене обладнання ГПП-1

Головна знижувальна підстанція ГПП - 1, яка на боці 150 кВ. живиться від 3 й 4 с.ш. ГПП – 4 по лініям Л-61 і Л-62. На ГЗП встановлені по два трансформатори 150/6 по 31,5 МВА кожен. У нормальному режимі роботи трансформатори включені кожен на свою систему шин при відключеному міжлінійному роз'єднувачі. Підстанція включають в себе розподільні пристрої на напругу 150; 6,6; 0,4; і 0,1 кВ, головні трансформатори Т-1 і Т-2 типу ТДГ - 31,5 МВА розраховані на напругу 150/6кВ на яких встановлені заземлювальні ножі ЗОН-150 кВ. Ці два трансформатори в нормальній схемі живляться від двох незалежних ліній Л-61 і Л-62 на Вводі цих ліній встановлені нульові роз'єднувачі Л-61-0 і Л-62-0 типу РЛНД – 2 – 1000, на обох роз'єднувачах встановлені по 2 комплекси заземлюючих ножів у бік лінії З/Н Л – 61 та З/Н Л - 62 а також заземлювальні ножі у бік силових трансформаторів Т – 1 та Т – 2, для забезпечення ремонтних робіт на шинопроводах до трансформатора та на ЛЕП.

Для можливості живлення 2 трансформаторів з однієї лінії встановлені межленейные роз'єднувачі МЛ - 1 і МЛ - 2 типу РЛНД-150/1000, Після міждинійних роз'єднувачів встановлені відділювачі типу ОД - Т – 1 і ОД- Т - 2 ОД-220 призначені для автоматичного відключення пошкодженої ділянки лінії або трансформатора після штучного короткого замикання, а також для відключення та включення ділянок схеми, що знаходяться без напруги, відключення та включення індуктивних струмів холостого ходу трансформаторів та ємнісних струмів ненавантажених ліній. Поряд з відділниками встановлені короткозамикачі КЗ – Т – 1 та КЗ – Т – 2 типу КЗ-220 Короткозамикачі – це швидкодіючі приводи, що використовуються для створення штучного замикання в лінії з метою викликати її захисне відключення. У такій операції виникає потреба у разі виникнення нештатної ситуації чи аварії, наприклад, у разі ушкодження трансформаторів. Розрядники вентиляні РВС-154 -1 і РВС – 154 -2 Розрядники вентиляні типу РВС-154 кВ призначені для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електрообладнання змінного струму частотою 50 і 60 Гц

Між РВС і силовим трансформатором встановлено трансформатори струму ТВТ Призначені передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам, пристроям захисту. Інші деталі зображені на кресленнях СК1 і СК2

З боку низької напруги силового трансформатора встановлено нульовий роз'єднувач Т - 61 - 0 і Т - 62 - 0 типу РВК-10/500 ПЧ-50 після роз'єднувача встановлено трансформатори струму ТПШФАД - 10 6000/5 після трансформаторів струму встановлено маслянні вимикачі МВТ - 62 типу МГ - 10/5000 ПС-31 після масляного вимикача встановлені роз'єднувачі Т-61-1 і Т-62-1 типу РВК - 10/5000 ПЧ - 50.

Після роз'єднувачів Т - 61 - 1 і Т - 62 - 2, які встановлені в ОРУ встановлені 4 секції шин 6 кВ 2 с.ш. у ЗРУ 6кВ та 2 с.ш у КРУ Обладнання, яке знаходиться в ЗРУ поділено на фідера:

Фідер 1-6 це перша с.ш ЗРУ; Фідер 7-12 другою с.ш ЗРУ;

Фідер 13-24 перша с.ш. КРУ; Фідер 25 -36 другою с.ш. КРУ;

Автомати оперативного струму для масляних вимикачів на 6 кВ представленні в моделі ПР струмом на 5А або АП-50

Автомати соленоїда включення для масляних вимикачів на 6 кВ

Представленні в моделі ПР-2 струмом на 100А

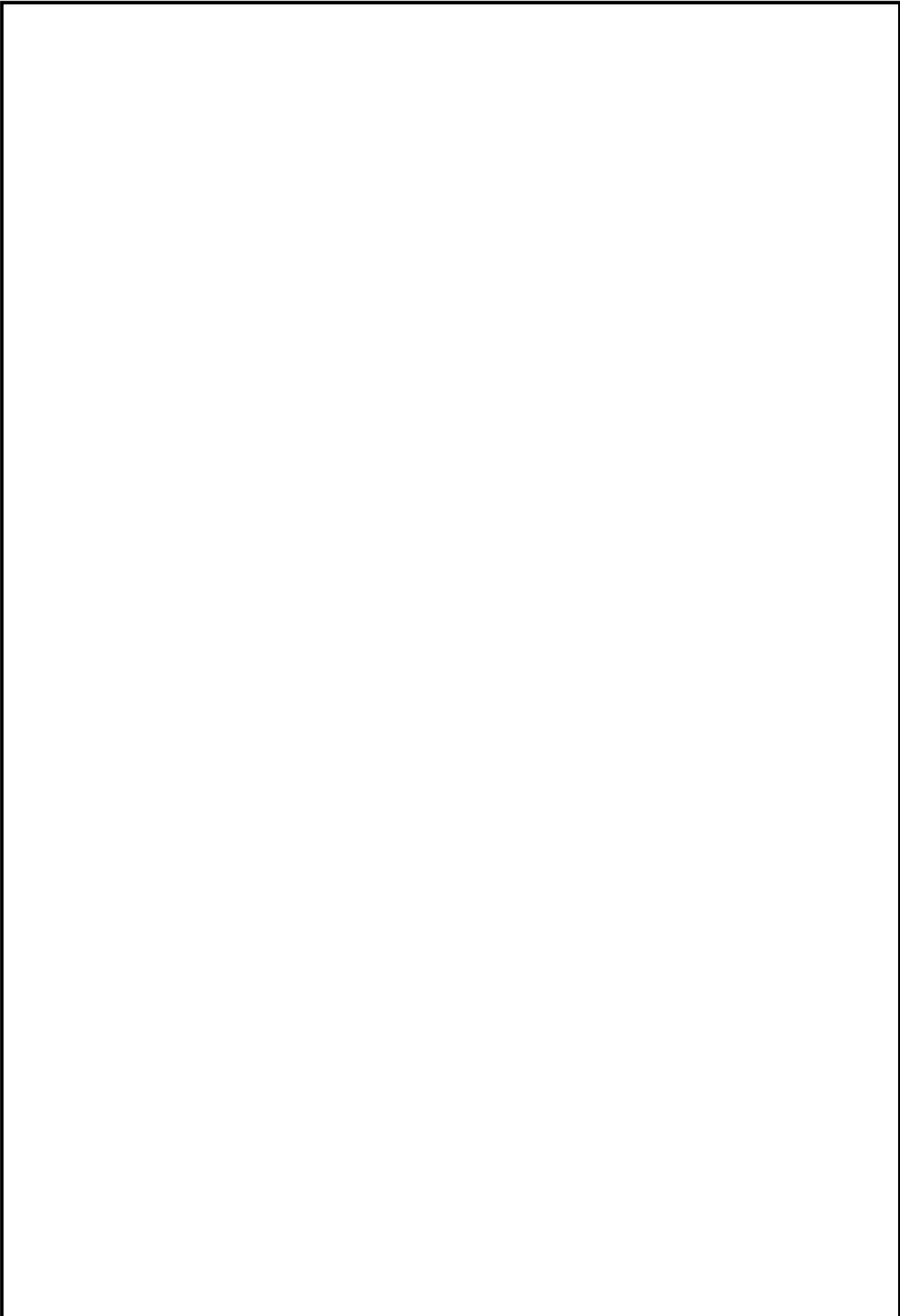
Найменування обладнання та характеристики наведені в таблиці 1.2 та на першому кресленні а також в кресленні СК1

Таблиця 1.1 Найменування обладнання ЗРУ і КРУ

Номер фідера	Найменування	Тип	Номінальна напруга,кВ	Струм, А	Дата монтажу
ЗРУ-6кВ					
1	МВ-КРУ-61	МГ-10	10	5000	1960 р
2	ТН-61	МГ-10	10	-	1960 р
3	МВТ-61	МГ-10	10	5000	1960 р
4	РЕЗЕРВ	МГ-229	10	4000	1960 р

										Арк.
										10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03					

5	РЕЗЕРВ	МГ-229	10	4000	-
Номер фідера	Найменування	Тип	Номінальна напруга,кВ	Струм, А	Дата монтажа
6	МВС-61	МГ-10	10	5000	1960 р
7	С-61-2	МГ-229	10	5000	-
8	ТН-62	НТМИ-6	10	-	-
9	РЕЗЕРВ	МГ-229	10	4000	1960 р
10	МВТ-62	МГ-10	10	5000	1960 р
11	РЕЗЕРВ	МГ-229	10	4000	1960 р
12	МВ-КРУ-62	МГ-10	10	5000	1961 р
13	ТН-КРУ-61	НТМИ-6	10	-	-
14	РЕЗЕРВ	ВМГ-133	10	4000	-
15	МВ-ЦММ-1	ВМГ-133	6	630	1965 р
16	МВ-Л-29	ВМГ-133	6	630	1965 р
17	РЕЗЕРВ	ВМГ-133	6	630	
18	МВ-ЦКС-1	ВМГ-133	6	630	1981 р
19	МВ-Кот.-1	ВМГ-133	6	630	1965 р
20	МВ-КТП	ВМПЄ-10	6	630	1981 р
21	ТСП-61	ТМСА-180	6	630	-
22	РЕЗЕРВ	ВМГ-133	6	630	1981 р
23	МВ-Л-59	ВМПЄ-10	6	630	1981 р
24	МВС-КРУ-61	ВМПЄ-10	6	630	1961 р
25	С-КРУ-62	-	6	1000	1961 р
26	МВ-Л-58	ВМПЄ-10	6	630	1981 р
27	РЕЗЕРВ	ВМГ-133	6	630	-
28	МВ-ЦКС-2	ВМГ-133	6	630	1981 р
29	РЕЗЕРВ	ВМГ-133	6	630	1961 р
30	РЕЗЕРВ	ВМГ-133	6	630	1961 р
31	МВ-Кот.2	ВМГ-133	6	630	1960 р
32	МВ-Л-30	ВМГ-133	6	630	1965 р
33	МВ-ЦММ-2	ВМГ-133	6	630	-
34	РЕЗЕРВ	ВМГ-133	6	630	-
35	РЕЗЕРВ	ВМГ-133	6	630	-
36	ТН-КРУ-62	НТМИ-6	6	630	-



					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						11
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

1.3 Захист встановлений на підстанції

1) Захисти трансформаторів Т-1 і Т-2:

Для захисту трансформаторів Т-1 і Т-2 використовуються різні типи захисних пристроїв. Диференційний захист є основним і призначений для виявлення всіх видів короткого замикання всередині трансформатора на вводах 150 кВ і 6 кВ. Цей захист спрацьовує негайно, без затримки, і призводить до відключення вводів трансформатора.

МТЗ (міжфазний струмовий захист) на стороні 150 кВ є резервним захистом і призначений для виявлення міжфазних коротких замикань. Він також викликає вимкнення вводів трансформатора, але із затримкою за часом.

МТЗ на стороні 6 кВ працює на відключення виводів трансформатора і також має затримку часу.

Газовий захист призначений для виявлення внутрішніх пошкоджень трансформатора і викликає вимкнення вводів трансформатора на 150 і 6 кВ. Він може спрацьовувати як на сигнал попередження, так і на відключення.

Як резервні захисти використовуються максимальний струмовий захист, захист від перевантаження, захист від перегріву і захист від зниження рівня масла. Максимальний струмовий захист заснований на використанні струмових реле РТ-40, реле часу РВМ12 і вихідних реле РП-341 з дешунтуванням.

Захист від підвищення температури масла трансформатора спрацьовує на сигнал і використовує термосигналізатор типу ТС-100. Він реагує на підвищення температури масла вище +70°C.

Захист від зниження рівня масла на трансформаторі Т-1 здійснюється за допомогою стрілочного показчика рівня масла типу ТКП і також спрацьовує на сигнал.

2) Захист фідерів, що відходять:

МТЗ для фідерів, що відходять, 6 кВ реалізовано з використанням струмових реле. Цей захист призводить до відключення таких пристроїв:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВМП-10К, ВМГ-133, ТМСА 180 і МГГ-10. Присутня затримка при спрацьовуванні цього захисту.

ЗЗ (захист від замикання на землю) забезпечує швидке відключення короткого замикання, що відбувається на заземлену нейтраль вихідного фідера. Цей захист спрацьовує негайно, без витримки часу.

Крім цього, на підстанції присутні аварійна і попереджувальна сигналізація, призначені для виявлення і сигналізації про можливі аварійні ситуації.

3) Попереджувальна сигналізація:

На підстанції є сигналізація, яка сповіщає, якщо автомати у фідерах відключиться. Це може статися, наприклад, при виявленні перевантаження або короткого замикання комутаційного обладнання. Також на підстанції встановлено захист від появи "землі" на шинах 6 кВ. Цей захист виявляє наявність замикання на землю і вживає заходів для запобігання можливих аварійних ситуацій.

Якщо напруга на шинах 6 кВ зникає, то на підстанції встановлено захист, який реагує на таку подію. Цей захист може активуватися, наприклад, у разі відключення електроживлення або виникнення збою в системі.

4) Аварійна сигналізація спрацьовує при:

Аварійне вимкнення вихідних фідерів: Якщо відбувається аварійне вимкнення вихідних фідерів, то ця подія буде супроводжена аварійною сигналізацією.

Спрацьовування газового захисту на вимкнення: Якщо газовий захист трансформатора спрацьовує і призводить до вимкнення, аварійну сигналізацію буде активовано для вказівки на можливе пошкодження або проблему в системі.

Робота диференційного захисту трансформаторів: Якщо диференційний захист трансформаторів спрацьовує у відповідь на виявлення короткого замикання або несправності, спрацює аварійна сигналізація.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4. Місця розташування ГЗП

Підстанція ГЗП-1 розташовується в західній частині Центрального гірничо-збагачувального комбінату (див. Додаток В). На території підстанції знаходиться одна двоповерхова будівля, яка включає в себе кілька ключових елементів:

КРУ (комплектне розподільче устрійство) - спеціальне обладнання для розподілу електроенергії між споживачами.

ЗРУ (закрите розподільче устрійство) - закрите приміщення для розподілу електроенергії, що забезпечує безпеку і захист від зовнішніх впливів.

ГЩУ (головний щит управління) - центральний елемент системи управління, що контролює роботу всієї підстанції.

Характеристики території та будівель:

- Площа території: 1,7 гектарів
- Площа будівлі: 0,10 гектарів
- Коефіцієнт використаної території: 42,4%
- Ступінь вогнестійкості будівлі: 2-й

Таке розташування ГЗП необхідне для кількох причин:

Зменшення довжини ліній з низькою напругою: Це допомагає знизити втрати електроенергії під час її передачі, що покращує ефективність роботи системи.

Зменшення навантаження на трансформатори інших ГЗП: Це дозволяє рівномірно розподілити навантаження по всій електричній мережі, що підвищує її надійність та стабільність.

Підстанція розташована в охоронюваній зоні, за контрольно-пропускним пунктом (КПП), що забезпечує захист від несанкціонованого доступу сторонніх осіб.

На відстані 50 метрів від ГЗП прокладена центральна залізнична дорога. Це забезпечує можливість дешевого транспортування важкого обладнання на підстанцію, що значно знижує витрати на логістику.

									Арк.
									14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика джерел живлення.

Джерела живлення підстанції забезпечують електроенергією всі її системи та обладнання. Вони відіграють важливу роль у надійності та безпеці роботи підстанції. Нижче наведено кілька важливих характеристик. [1]

Відповідно до нормативних вимог ПУЕ, для живлення споживачів першої категорії необхідно проводити від двох незалежних джерел електроенергії, що вже реалізовано в нашому випадку на підстанції ГЗП-1 150/6кВ.

Усталене значення напруги на джерелі живлення, що залишилося, в після аварійному режимі має бути не меншим за 0,9 номінальної напруги;

У разі аварійного вимкнення одного з джерел живлення та дії релейного захисту й автоматики на джерелі живлення, що залишилося, може мати місце короткочасне зниження напруги. Якщо значення провалу напруги і його тривалість такі, що спричиняють вимкнення електроприймачів на джерелі живлення, що залишилося, то ці джерела живлення не можуть вважатися незалежними. Значення напруги, що залишилася на резервному джерелі живлення, має бути не менше 0,7 номінальної напруги.

Розглянемо схему живлення ГЗП-1 вона виконана з двох повітряних ліній, які використовують різні опори. Протяжність ліній Л-61 і Л-62 становить близько 3,5 км від ГЗП-4 3 і 4 с.ш. 150 кВ Лінія виконана з кабелю АСО-500/64 - це не ізолюваний кабель з алюмінію і сталі, в середині кабелю прокладений сердечник з нержавіючої сталі з площею сердечника в 64 мм².

Складається з семи сталевих дротів діаметром по 3,4 мм². І зовнішньої частини алюмінію по 54 штуки алюмінієвого дроту з діаметром 3,4 мм². Вага одного мерта кабелю приблизно 1,8 кг. Допустимий струм кабелю становить 940А, що повністю задовольняє потреби в живленні підстанції.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03			
Зм.	Арк.	№ документа.	Підпис	Дата				
Розробив		Колесник В.Ю.			РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	Лит.	Лист	Листов
Превірив.		Сінчук О.М.				Н	15	35
Реценз.						КНУ		
Н. Контр.		Сінчук О.М.				ЗЕЕМ-21ск		
Затвердив		Пересунько І.І						

2.2. Визначення електричних навантажень підстанції.

Під час проектування підстанцій електричні навантаження є основною інформацією, з якою працюють. Розрахунок навантажень є першочерговим етапом і допомагає визначити необхідні струмоведучі елементи електрообладнання, силові трансформатори та захисні пристрої.

На практиці навантаження на підстанцію не є постійним. У більшості випадків споживачі мають свої характерні зміни навантаження протягом доби. Наприклад, навантаження може бути вищим у ранкові та вечірні години, коли безліч людей перебувають на роботі або вдома, і нижчим у нічний час, коли активність знижується. Крім того, максимальні навантаження можуть відрізнятись залежно від пори року. У літній період, наприклад, навантаження на кондиціонери та системи охолодження може бути значно вищим, ніж у зимовий період.

Врахування характерних змін і максимальних навантажень у різні періоди дня і року є важливим аспектом при виборі та розмірюванні електрообладнання підстанції. Це дає змогу забезпечити достатню потужність і надійність електропостачання для всіх споживачів у різних умовах і часових інтервалах.. Таблиця навантажень 2.1 взята за зимовий період 2024р.

Розрахувати максимальні навантаження можна з огляду на коефіцієнт різночасовості максимумів навантаження $K_{рм}$

Навантаження будемо розраховувати оперуючись на максимальне навантаження споживачів по струму.

$$P = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \quad (2.1)$$

$$2 \text{ Ввода п/ст ЦММ } P = 6.6 \cdot 628 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.91 = 6,5\text{МВт}$$

$$2 \text{ Ввода п/ст 15/6кВ } P = 6.6 \cdot 492 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.91 = 5,1\text{МВт}$$

$$2 \text{ Ввода п/ст ЦКС } P = 6.6 \cdot 550 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.91 = 5,7\text{МВт}$$

$$2 \text{ Ввода Котельная } P = 6.6 \cdot 550 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.91 = 5,7\text{МВт}$$

$$\text{Навантаження Л-59 Л-58 } P = 6.6 \cdot 702 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.91 = 7,3\text{МВт}$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Навантаження КТП – Матеріального складу $P = 6.6 \cdot 218 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.91 = 2,2\text{МВт}$

Пікове навантаження для споживачів 6.6кВ:

$$P_{\text{max6,6кВ}} = P_1 + P_2 + \dots + P_6 = 6,5 + 5,1 + 5,7 + 5,7 + 7,3 + 2,3 = 32,5\text{МВт} \quad (2.2)$$

Фактичне максимальне навантаження:

$$K_{p,m} = 0,65$$

$$P_{6,6кВ} = P_{\text{max6,6кВ}} \cdot K_{p,m} = 32,5 \cdot 0,65 = 21,1 \text{ МВт} \quad (2.3)$$

Повна потужність споживачів підстанції:

$$S_{\text{max6,6кВ}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos\varphi} = \frac{32,5}{0,91} = 35,7 \text{ МВА} \quad (2.4)$$

$$\cos\varphi = 0,91$$

Реактивна потужність споживачів 6.6кВ:

$$Q_{\text{max6,6кВ}} = U_{\text{нн}} \cdot I_{\text{нн}} \cdot \sin\varphi = 6600 \cdot 2810 \cdot 0,41 = 7603,8\text{кВАр} \quad (2.5)$$

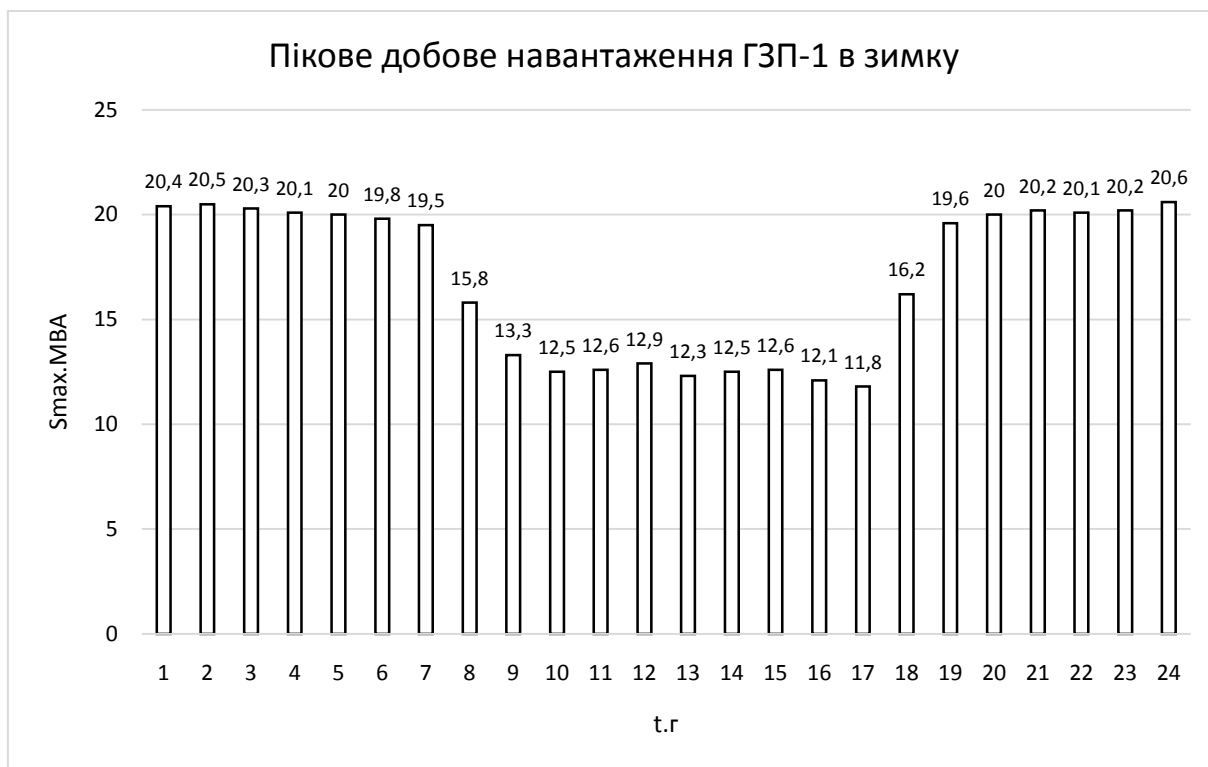
$$\sin\varphi = \sqrt{(1 - \cos^2\varphi)} = \sqrt{(1 - 0,91^2)} = 0,41 \quad (2.6)$$

$$Q_{6,6кВ} = Q_{\text{max6,6кВ}} \cdot K_{p,m} = 7603,8 \cdot 0,65 = 4942,4\text{кВАр} \quad (2.7)$$

Таблиця 2.1 Пікове добове навантаження ГЗП-1 в зимку

t, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Smax, МВА	20,4	20,5	20,3	20,1	20	19,8	19,5	13	12,7
t, ч	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Smax, МВА	12,5	12,6	12,9	12,3	12,5	12,6	12,1	11,8	16,8
t, ч	19	20	21	22	23	24			
Smax, МВА	19,6	20	20,2	20,1	20,2	20,6			

Графік 2.1 Пікове добове навантаження ГЗП-1 в зимку



2.3. Вибір напруги розподільних мереж та мереж живлення.

2.3.1 Напруга мережі

За основну напругу мережі живлення комбінату обрано напругу 150кВ. Оскільки за цієї напруги навантаження всієї мережі є оптимальним. У першу чергу таку високу напругу використовують для, зменшення сили струму в лініях живлення комбінату, що призводить до зниження втрат електроенергії в системі, тому що при нарузі менше 10 кВ втрати становлять до 3% а при 150 кВ втрати менші в два рази, що суттєво впливає на економічну складову

2.3.2 Напруга розподільчих мереж

Основною напругою було обрано 6 кВ, оскільки вона є одним зі стандартних значень напруги, які широко використовуються в електроенергетиці та промисловості. Є кілька причин, за якими 6 кВ може бути кращою напругою:

1) Ефективність передачі: Висока напруга дозволяє передавати електроенергію на великі відстані з меншими втратами. За законом Джоуля-

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ленца, втрати енергії в проводах пропорційні квадрату струму, а обернено пропорційні напрузі. Підвищення напруги вище 1кВ дає змогу знизити струм і, отже, зменшити втрати потужності в лініях передачі.

2) Розмір проводів: Підвищення напруги дає змогу використовувати більш тонкі дроти для передачі тієї самої потужності. Більш тонкі дроти легші й дешевші в установці та потребують меншого простору для прокладання.

3) Обладнання: Багато електротехнічних пристроїв можуть бути ефективно спроектовані для роботи з напругою 6 кВ. Ця напруга досить висока, щоб забезпечити достатню потужність для промислових процесів, але водночас не надто висока, щоб вимагати занадто складного або дорогого обладнання.

4) Безпека: Напруга 6 кВ є високою напругою, що вимагає спеціальних запобіжних заходів та ізоляції, але водночас вона не вважається вкрай небезпечною, як напруги вище, наприклад, 35 кВ або 150 кВ. Це дає змогу ефективно використовувати 6-кіловольтні системи в промислових і комерційних будівлях, надаючи достатню потужність без зайвої небезпеки для персоналу.

2.4 Компенсація реактивних навантажень.

Для компенсації реактивних навантажень пропоную використовувати конденсаторні установки (далі КУ). Вона дасть нам змогу підвищити $\cos(\varphi)$ з 0,91 до бажаного 0,96, це потрібно для зменшення струмів навантажень на обладнання електромережі, що зменшить споживання електроенергії на підприємстві, а це, у свою чергу, знизить витрати електроенергії.

Розглянемо види існуючих КУ, вони поділяються на три основні види:

1) Індивідуальна компенсація - це метод компенсації, за якого індуктивна реактивна потужність компенсується на місці її виникнення. Це дає змогу знизити навантаження на вводні кабелі. Він застосовується для окремих споживачів із постійною або значною потужністю, що працюють тривалий час, таких як асинхронні двигуни, трансформатори, зварювальні апарати, розрядні лампи та інші.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) Групова компенсація - це метод компенсації, за якого кілька індуктивних споживачів, що працюють одночасно, підключаються до загального постійного конденсатора. Це також дає змогу розвантажити лінію, але тільки на окремих споживачів. Прикладами таких можуть бути групи електродвигунів або розрядних ламп, розташованих близько одна до одної.

3) Централізована компенсація - це метод компенсації, за якого певну кількість конденсаторів під'єднують до головної або групової розподільчої шафи. Цей метод зазвичай використовують у великих електричних системах зі змінним навантаженням. Управління такою конденсаторною установкою здійснюється електронним регулятором або контролером. Регулятор вмикає або вимикає конденсатори для компенсації миттєвої реактивної потужності загального навантаження, зменшуючи сумарну потужність, споживану від мережі.

Виходячи з будови підстанції пропоную на стороні низької напруги в будь-якому вільному фідері секцій КРУ устатувати централізовану КУ.

Для вибору КУ потрібно розрахувати сумарну потужність конденсаторних батарей за формулою:

$$Q_c = P \cdot (\operatorname{tg}(\varphi_1) - \operatorname{tg}(\varphi_2)) = P \cdot k = 21125 \cdot 0.17 = 3591 \text{ кВАр} \quad (2.8)$$

k - коефіцієнт поточного $\cos(\varphi)$ до бажаного.

За потужності КУ в 3591 кВАр ми отримуємо $\cos(\varphi)$ в 0,96 для цього потрібно встановити дві УК-6,6-1800-450 УЗ, характеристики в таблиці 2.2. такі установки можна замовити на комплектуючих Schneider Electric.

Для розрахунку окупності КУ розрахуємо річне споживання реактивної енергії за формулою

$$Q_{\text{рік}} = Q_{6,6\text{кВ}} \cdot T_{\text{год}} = 4942 \cdot 8760 = 43\,291\,920 \text{ кВАр} \quad (2.9)$$

$T_{\text{год}}$ – кількість годин за один рік

Згідно з джерелами НКРЕКП ціна за 1 кВАр/г приблизно дорівнює 0.20-гривень виходячи з цих даних розраховуємо річну вартість реактивної енергії

$$\text{Годова вартість} = Q_{\text{рік}} \cdot 0,2 = 43\,291\,920 \cdot 0,2 = 8\,658\,384 \text{ грн} \quad (2.10)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно до прайс-листа середня ціна на такого виду КУ становить 2,5 мільйона гривень відповідно до розрахунків таких установок нам буде потрібно дві.

Складемо формулу розрахунку часу окупності окупності окупності

$$\text{Період окупності} = \frac{\text{Початкові витрати}}{\text{Щорічна економія}} = \frac{8\,658\,384}{5\,000\,000} = \approx 0.57 \text{ рік або } 7 \text{ місяців}$$

У розрахунках не враховувалися витрати на монтаж проектування і.т.д. тільки вартість обладнання.

Таблиця 2.2 Технічні характеристики УК-6,6-1800-450 УЗ:

Макс. перевантаження за струмом	1,3 In
Макс. перевантаження за напругою	1,1 Un
Макс. перевантаження за потужністю	1,43Q
Сумарні втрати в комплектуючих	<1,5 Вт/ кВАр
Вага	1680 кг
Розміри (ВхШхГ)	1800х4800х800 мм
Частота вхідної напруги	50 Гц
Шаг регулювання	450 кВАр

2.5. Вибір числа і потужності силових трансформаторів на підстанції

Під час вибору кількості та потужності трансформаторів на підстанції, особливо під час планування надійності електропостачання, необхідно враховувати такі чинники:

Нормальний режим роботи: Визначення нормального режиму роботи передбачає встановлення коефіцієнта завантаження (β), який зазвичай становить 0,6. Він вказує на відсоток потужності, який може бути безперервно спожитий підключеними навантаженнями без перевищення номінальної потужності трансформатора. Виходячи з цього значення, вибирається потужність кожного трансформатора.

Надійність електропостачання: Під час планування надійності підстанції рекомендується встановлювати не менше двох трансформаторів. Це дає змогу забезпечити безперервність електропостачання навіть у разі планового профілактичного або аварійного ремонту одного з трансформаторів.

У разі аварійного перевантаження або вимкнення одного з трансформаторів, трансформатор, що залишився, повинен мати достатню потужність для забезпечення електропостачання навантаження з мінімальним перевантаженням. Це гарантує стабільність роботи підстанції навіть в екстрених ситуаціях. Під час вибору потужності трансформаторів і визначення їхньої кількості рекомендується проводити ретельний аналіз електроспоживання і враховувати можливі зміни в навантаженні з плином часу. Також важливо враховувати вимоги до резервування та надійності системи електропостачання, щоб забезпечити безперервність роботи підстанції та ефективне електропостачання споживачів

Номінальну потужність розрахував по формулі:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \beta} = \frac{32,5}{2 \cdot 0,6} = 27 \text{ МВА} \quad (2.11)$$

За результатами розрахунку прийшов до висновка що заміна не потрібна, тому залишаємо два однотипні трансформатори ТДГ - 31 500/150 (трифазний трансформатор, з природною циркуляцією масла і примусовою циркуляцією

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

повітря, грозотривкий) Трансформатор має РПН на 8 положень для напруг: 169,4; 165,8; 161,7; 157,8.; 154; 150,15; 142,9; 138,6; кВ.

Технічні дані трансформатора зведено в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 - Параметри трансформатора ТДГ - 31 500/150

Потужність трансформатора S _{ном} , МВА	31,5
Напруга на високій стороні U _{вн} , кВ	150
Напруга на низькій стороні U _{нн} , кВ	6,6
Струм холостого ходу I _{хх} , %	1,7
Напруга короткого замикання U _{кз} , %	12,6
Струм на високій стороні I _{вн} , А	129,7
Струм на низькій стороні I _{нн} , А	2755
Номинальна частота, Гц	50
Потужність холостого ходу P _{хх} , кВт	81
Повна Вага, т	112,7
Вага мастила, т	41,7
Потужність при вимкненому дутьє, МВА	21
Втрати короткого замикання P _{кз} , кВт	173

Перевірка трансформатора на завантаження й аварійне перевантаження:

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі:

$$k_z = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{32,5}{2 \cdot 31,5} = 0,51 < 0,7 \quad (2.12)$$

Коефіцієнт перевантаження трансформаторів в аварійному режимі:

$$k_{\text{п}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n_{\text{тр}}-1) \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{32,5}{(2-1) \cdot 31,5} = 1,02 < 1,4 \quad (2.13)$$

Обраний трансформатор задовольняє вимогам

2.8. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) нам необхідний для вибору і налагодження систем релейного захисту, а також для перевірки елементів електроустановок і заземлювальних пристроїв. Оскільки схема першого і другого трансформатора ідентичні, розрахунки будемо проводити тільки для одного ланцюга живлення ГПП.

Згідно розрахункової схеми і схеми заміщення (див. Додаток В) зробимо розрахунки струмів к.з.

Исходні параметри для розрахунку струмів к.з. взяті з паспорту підстанції

1) Марка живлячої лінії - АСО-500/64

1.1) Індуктивний опір прямої послідовності - $X_{1уд}=0,596$ (Ом/км);

1.2) Активний опір при +20 С на лінії - $R=R_{20C}=0,12$ (Ом/км).

1.3) Струм короткого системи $I_{кз} = 21,8$ (кА)

4) Дані трансформатора (таблиця 2.3):

5) Дані струмообмежувального реактора - РБА-1500

5.1) Номінальний струм реактора - $I_{ном.} = 1500$ А;

5.2) Номінальні втрати потужності на фазу реактора - $\Delta P = 32,1$ кВт;

5.3) Індуктивний опір реактора - $X_4 = 0,2$ Ом.

2.8.1 Розрахунок опору елементів системи

1) Загальний опір системи:

$$X_1 = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \times I_{кз}} = \frac{150}{\sqrt{3} \times 21,8} = 3,97 \text{ (Ом)} \quad (2.14)$$

2) Опір повітряної лінії 150кВ:

$$R_2 = R_{20C} \times R_{уд} \times L = 0,12 \times 35 = 4,2 \text{ (Ом)} \quad (2.15)$$

$$X_2 = X_{1уд} \times L = 0,596 \times 35 = 20,85 \text{ (Ом)} \quad (2.16)$$

3) Сумарний опір до трансформатора:

$$X_{1,2} = X_1 + X_2 = 3,97 + 20,85 = 24,82 \text{ (Ом)} \quad (2.17)$$

$$R_{1,2} = R_2 = 4,2 \text{ (Ом)} \quad (2.18)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.8.2 Розрахунки опору трансформатора:

1) Активний опір трансформатора (РПН перебуває в середньому положенні):

$$R3_{\text{ср}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \times 10^{-3} \times U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{81 \times 10^{-3} \times 150^2}{31,5^2} = 1,83(\text{Ом}) \quad (2.19)$$

2) Активний опір трансформатора (РПН перебуває в крайньому "мінусовому" положенні):

$$R3_{\text{мин}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \times 10^{-3} \times U_{\text{мин.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{81 \times 10^{-3} \times 138,6^2}{31,5^2} = 1,56(\text{Ом}) \quad (2.20)$$

3) Активний опір трансформатора (РПН перебуває в крайньому "плюсовому" положенні):

$$R3_{\text{макс}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \times 10^{-3} \times U_{\text{макс.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{81 \times 10^{-3} \times 169,4^2}{31,5^2} = 2,34(\text{Ом}) \quad (2.21)$$

4) Індуктивний опір трансформатора (РПН перебуває в середньому положенні):

$$X3_{\text{ср}} = \frac{u_{\text{к}}\%}{100} \times \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,6}{100} \times \frac{150^2}{31,5} = 90(\text{Ом}) \quad (2.22)$$

5) Мінімальний індуктивний опір трансформатора (РПН перебуває в крайньому "мінусовому" положенні)

$$X3_{\text{мин}} = \frac{u_{\text{к}}\%}{100} \times \frac{U_{\text{минВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,6}{100} \times \frac{138,6^2}{31,5} = 76,83(\text{Ом}) \quad (2.23)$$

6) Максимальний індуктивний опір трансформатора (РПН перебуває в крайньому "плюсовому" положенні)

$$X3_{\text{макс}} = \frac{u_{\text{к}}\%}{100} \times \frac{U_{\text{максВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,6}{100} \times \frac{169,4^2}{31,5} = 114,78(\text{Ом}) \quad (2.24)$$

7) Опір струмообмежувального реактора:

$$X4 = 0,2 (\text{Ом})$$

$$R4 = \frac{\Delta P \times 10^3}{2 \times I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{32,1 \times 10^3}{2 \times 1500^2} = 0,007(\text{Ом}) \quad (2.25)$$

2.8.3 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання в точках К1 К2 К3

I. Точка К-1.

1) Сумарний індуктивний опір:

$$X_{\Sigma} = X_{1,2} = X_1 + X_2 = 3,97 + 20,85 = 24,82 (\text{Ом}) \quad (2.26)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) Сумарний активний опір:

$$R_{\Sigma} = R_1 + R_2 = 4,2 \text{ (Ом)} \quad (2.27)$$

3) Сумарний повний опір:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{4,2^2 + 24,82^2} = 25,17 \text{ (Ом)} \quad (2.28)$$

4) Струм трифазного короткого замикання:

$$I_{\text{п0.к1}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma}} = \frac{150}{\sqrt{3} \times 25,17} = 3,44 \text{ (кА)} \quad (2.28)$$

5) Ударний струм короткого замикання:

$$K_{\text{уд.к1}} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{24,82/4,2}} = 1,6 \quad (2.29)$$

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \times I_{\text{п0}} \times K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times 3,44 \times 1,6 = 7,78 \text{ (кА)} \quad (2.30)$$

II. Точка К-2.

1) Для середнього положення регулятора РПН трансформатора

- Сумарний опір до точки К2:

$$X_{\Sigma.к1.ср} = X_1 + X_2 + X_{3.ср} = 24,82 + 90 = 114,82 \text{ (Ом)} \quad (2.31)$$

$$R_{\Sigma.к1.ср} = R_2 + R_{3.ср} = 6,047 \text{ (Ом)} \quad (2.32)$$

$$Z_{\Sigma.к1.ср} = \sqrt{R_{\Sigma.к1.ср}^2 + X_{\Sigma.к1.ср}^2} = \sqrt{6,047^2 + 114,82^2} = 114,97 \text{ (Ом)} \quad (2.33)$$

- Струм трифазного короткого замикання:

$$I_{\text{п0.ср.к2}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma.к1.ср}} = \frac{150}{\sqrt{3} \times 114,97} = 0,73 \text{ (кА)} \quad (2.34)$$

- Струм у місці короткого замикання, приведений до діючої напруги 6,6 кВ, дорівнює:

$$I_{\text{п0.6,6.ср.к2}} = I_{\text{п0}} \times \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,73 \times \frac{150}{6,6} = 16,59 \text{ (кА)} \quad (2.35)$$

- Ударний струм короткого замикання:

$$K_{\text{уд.ср.к2}} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{X_{\Sigma.к1.ср}/R_{\Sigma.к1.ср}}} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{114,82/6,047}} = 1,85 \quad (2.36)$$

$$i_{\text{уд.ср.к2}} = \sqrt{2} \times I_{\text{п0.6,6.ср.к2}} \times K_{\text{уд.ср.к2}} = \sqrt{2} \times 16,59 \times 1,85 = 43,4 \text{ (кА)} \quad (2.37)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

2) Для мінімального положення регулятора РПН трансформатора

- Значення сумарного опору в точці К2, приводимо до напруги мережі 138,6 кВ:

$$R_{\Sigma.K1} = R_{\Sigma} \times \frac{U_{BHmin}^2}{U_{BH}^2} = 4,2 \times \frac{138,6^2}{150^2} = 3,58(\text{Ом}) \quad (2.38)$$

$$R_{\Sigma.K1.min} = R_{\Sigma.K1} + R3_{мин} = 3,58 + 1,568 = 5,14(\text{Ом}) \quad (2.39)$$

$$X_{\Sigma.K1} = X_{\Sigma} \times \frac{U_{BHmin}^2}{U_{BH}^2} = 24,82 \times \frac{138,6^2}{150^2} = 21,19(\text{Ом}) \quad (2.40)$$

$$X_{\Sigma.K1.min} = X_{\Sigma.K1} + X3_{мин} = 21,19 + 76,83 = 98,02(\text{Ом}) \quad (2.41)$$

$$Z_{\Sigma.min} = \sqrt{R_{\Sigma.K1.min}^2 + X_{\Sigma.K1.min}^2} = \sqrt{5,14^2 + 98,02^2} = 98,15(\text{Ом}) \quad (2.42)$$

- Струм трифазного короткого замикання:

$$I_{п0.min.K2} = \frac{U_{BHmin}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma min}} = \frac{138,6}{\sqrt{3} \times 98,15} = 0,81(\text{кА}) \quad (2.43)$$

- Струм у місці короткого замикання, приведений до діючої напруги 6,6 кВ, дорівнює:

$$I_{п0.6,6.min.K2} = I_{п0.min.K2} \times \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = 0,81 \times \frac{138}{6,6} = 16,93(\text{кА}) \quad (2.44)$$

- Ударний струм короткого замикання:

$$K_{уд.min.K2} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{98,02/5,14}} = 1,85 \quad (2.45)$$

$$i_{уд.min.K2} = \sqrt{2} \times I_{п0.6,6.min.K2} \times K_{уд.min.K2} = \sqrt{2} \times 16,93 \times 1,85 = 44,29(\text{кА}) \quad (2.46)$$

3) Для максимального положення регулятора РПН трансформатора

- Значення сумарного опору в точці К1, приводимо до напруги мережі 169.4 кВ:

$$R_{\Sigma.K1} = R_{\Sigma} \times \frac{U_{BHmax}^2}{U_{BH}^2} = 4,2 \times \frac{169,4^2}{138,6^2} = 6,27(\text{Ом}) \quad (2.47)$$

$$R_{\Sigma.K1.max} = R_{\Sigma.K1} + R3_{max} = 6,27 + 2,35 = 8,62(\text{Ом}) \quad (2.48)$$

$$X_{\Sigma.K1} = X_{\Sigma} \times \frac{U_{BHmax}^2}{U_{BH}^2} = 24,82 \times \frac{169,4^2}{150^2} = 31,65(\text{Ом}) \quad (2.49)$$

$$X_{\Sigma.K1.max} = X_{\Sigma.K1} + X3_{max} = 31,65 + 114,78 = 146,43(\text{Ом}) \quad (2.50)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

$$Z_{\Sigma k1 max} = \sqrt{R_{\Sigma k1 max}^2 + X_{\Sigma k1 max}^2} = \quad (2.51)$$

$$= \sqrt{8,62^2 + 146,43^2} = 145,68(\text{Ом})$$

- Струм трифазного короткого замикання:

$$I_{п0} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma k1 max}} = \frac{169,4}{\sqrt{3} \times 145,68} = 0,67(\text{кА}) \quad (2.52)$$

- - Струм у місці короткого замикання, приведений до діючої напруги 6,6 кВ, дорівнює:

$$I_{п0,6,6} = I_{п0} \times \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,67 \times \frac{169,4}{6,6} = 17,19(\text{кА})$$

- Ударний струм короткого замикання:

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{144,64/8,62}} = 1,83 \quad (2.53)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times I_{п0,6,6} \times K_{уд} = \sqrt{2} \times 17,19 \times 1,83 = 44,48(\text{кА}) \quad (2.54)$$

III. Точка К-3.

1) Опір на шинах КРУ 6 кВ при РПН трансформатора, встановленому в середнє положення

- Значення сумарного опору в точці К2, приводимо до напруги мережі 6,6 кВ:

$$R_{\Sigma cp} = R_{\Sigma k1 cp} \times \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}}\right)^2 = 6,047 \times \left(\frac{6,6}{150}\right)^2 = 0,011(\text{Ом}) \quad (2.55)$$

$$R_{\Sigma k2 cp} = R_{\Sigma cp} + R4 = 0,011 + 0,007 = 0,018(\text{Ом}) \quad (2.56)$$

$$X_{\Sigma cp} = X_{\Sigma k1 cp} \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}}\right)^2 = 114,82 \cdot \left(\frac{6,6}{150}\right)^2 = 0,22(\text{Ом}) \quad (2.57)$$

$$X_{\Sigma k2 cp} = X_{\Sigma cp} + X4 = 0,22 + 0,2 = 0,44(\text{Ом}) \quad (2.58)$$

$$Z_{\Sigma cp} = \sqrt{R_{\Sigma k2 cp}^2 + X_{\Sigma k2 cp}^2} = \sqrt{0,018^2 + 0,44^2} = 0,44(\text{Ом}) \quad (2.59)$$

- Струм у місці короткого замикання, приведений до діючої напруги 6,6 кВ, дорівнює:

$$I_{п0} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma cp}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \times 0,44} = 8,66(\text{кА}) \quad (2.60)$$

- Ударний струм короткого замикання:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{уд.k1.max} = 1,02 + 0,98 \times e^{\frac{3}{\frac{X_{\Sigma.k1.max}}{R_{\Sigma1.max}}}} =$$

$$= 1,02 + 0,98 \times e^{\frac{3}{0,44/0,018}} = 1,88 \quad (2.61)$$

$$i_{уд.k1.max} = \sqrt{2} \times I_{п0} \times K_{уд} = \sqrt{2} \times 8,66 \times 1,88 = 23,02(\text{кА}) \quad (2.62)$$

2) Опір на шинах КРУ 6 кВ при РПН трансформатора, встановленому в мінусове положення

- Значення сумарного опору в точці К2 приводимо до напруги мережі 6,6 кВ:

$$X_{\Sigma.min} = X_{\Sigma.k1.min} \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{min.BH}}\right)^2 = 98,02 \cdot \left(\frac{6,6}{138,6}\right)^2 = 0,22(\text{Ом}) \quad (2.63)$$

$$X_{\Sigma.k2.min} = X_{\Sigma.min} + X4 = 0,22 + 0,2 = 0,42(\text{Ом}) \quad (2.64)$$

$$R_{\Sigma.min} = R_{\Sigma.k1.min} \times \left(\frac{U_{HH}}{U_{min.BH}}\right)^2 = 5,14 \times \left(\frac{6,6}{138,6}\right)^2 = 0,011(\text{Ом}) \quad (2.65)$$

$$R_{\Sigma.k2.min} = R_{\Sigma.min} + R4 = 0,011 + 0,007 = 0,018(\text{Ом}) \quad (2.66)$$

$$Z_{\Sigma.min} = \sqrt{R_{\Sigma.k2.min}^2 + X_{\Sigma.min}^2} = \sqrt{0,018^2 + 0,42^2} = 0,42(\text{Ом}) \quad (2.67)$$

- Струм у місці короткого замикання, приведений до діючої напруги 6,6 кВ, дорівнює:

$$I_{п0.k2.min} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma.k2.min}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \times 0,42} = 9,07(\text{кА}) \quad (2.68)$$

- Ударний струм короткого замикання:

$$K_{уд.k2.min} = 1,02 + 0,98 \times e^{\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}} = 1,02 + 0,98 \times e^{\frac{3}{0,42/0,011}} = 1,92 \quad (2.69)$$

$$i_{уд.k2.min} = \sqrt{2} \times I_{п0} \times K_{уд} = \sqrt{2} \times 9,07 \times 1,92 = 24,62(\text{кА}) \quad (2.70)$$

3) Опір на шинах КРУ 6 кВ при РПН трансформатора, встановленому в плюсове положення

Значення сумарного опору в точці К2, приводимо до напруги мережі 6,6 кВ:

$$R_{\Sigma.K2} = R_{\Sigma.k1.max} \times \left(\frac{U_{HH}}{U_{max.BH}}\right)^2 = 8,62 \times \left(\frac{6,6}{169,4}\right)^2 = 0,013(\text{Ом}) \quad (2.71)$$

$$R_{\Sigma.k2.max} = R_{\Sigma.K2} + R4 = 0,013 + 0,007 = 0,021(\text{Ом}) \quad (2.72)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

2.9. Вибір електричних апаратів і розподільчих пристроїв.

2.9.1 Вакуумні вимикачі

Заміна старих масляних вимикачів на нові вакуумні є важливим кроком у модернізації електромережевого обладнання. Вакуумні вимикачі мають переваги перед масляними, такі як висока надійність, безпека, менші розміри та відсутність потреби в обслуговуванні.

- Підвищена надійність: Вакуумні вимикачі менш схильні до зовнішніх впливів і мають більший ресурс роботи.
- Безпека: Відсутність мастила зменшує ризик виникнення пожеж і вибухів.
- Екологічність: Вакуумні вимикачі не містять небезпечних речовин, таких як мастило.
- Менші габарити та вага: Це спрощує установку і зменшує навантаження на опори.
- Низькі експлуатаційні витрати: Вакуумні вимикачі не потребують регулярного обслуговування, що знижує витрати на експлуатацію.

Не менш важливим є економічні витрати на експлуатацію

Розрахунок економії на рік при заміні МВ на ВВ розраховуємо за формулою Економія = (Вартість Оливи + Вартість обслуговування МВ) –

$$\text{Вартість обслуговування ВВ} = (2000 + 26000) - 1000 = 27000 \text{ грн} \quad (2.79)$$

Приблизні вартості утримання на рік згідно середніх цін:

Вартість обслуговування масляного вимикача = 6000 + щорічний капітальний ремонт 20000 грн.

Вартість мастила на один вимикач на рік: 2000 грн.

Вартість обслуговування вакуумного вимикача на рік: 1000 грн.

Витрати на встановлення вакуумного вимикача: = 250 000 грн.

Витрати на демонтаж масляного вимикача: = 5000 грн.

Час окупності розраховуємо за формулою:

$$t_{\text{ок}} = \frac{\text{Затрати на установку} - \text{затрати на демонтаж}}{\text{Годовая економия}} = \frac{250000 + 5000}{27000} = 9,4 \text{ років} \quad (2.80)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Заміна старих масляних вимикачів на вакуумні дає змогу значно скоротити експлуатаційні витрати та підвищити надійність і безпеку електромережевого обладнання. Незважаючи на значні початкові витрати, термін окупності в цьому прикладі становить близько 10 років, що є прийнятним терміном для довгострокових інвестицій в енергетичну інфраструктуру.

Вимикачі вибирв за такими умовами [10]

Для Секцій КРУ і ЗРУ мною було обрано вакуумний вимикач evolis від компанії schneider electric

Основные параметры, которые необходимо учитывать при выборе вакуумных выключателей, включают:

1) За номінальною напругою: $U_{уст} \leq U_n$ $6,6кВ \leq 10кВ$

2) За робочим струмом: $I_{р.мах} \leq I_n$ $351А \leq 630$

3) Номинальная отключающая способность (I_{sc}): Максимальный ток короткого замыкания, который выключатель может отключить без повреждения. При 25кА 100 разів, 31,5кА 50 разів і 40кА 30 разів до кап. ремонту

5) Уровень изоляции: Способность выключателя выдерживать перенапряжения, вызванные грозами или коммутационными процессами.

Під час випробувань витримав напругу при промисловій частоті 20кВ і при грозовом імпульсі 60кВ

6) Ток короткого замыкания : згідно з даними з таблиці 2.4 найвищій струм к.з. на секції КРУ може складати 9кА а ударний струм к.з 24,6кА а обраний вимикач витримує струм к.з. 25кА і ударний 63кА

Інші параметри вимикача: Час вмикання ≤ 71 мс, час викання ≤ 50 мс, робоча температура від -35 да +40, кількість операцій до планового ремонту 30 тисяч,

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9.2 Роз'єднувачі

Роз'єднувач є важливим елементом електричної підстанції, що забезпечує розмикання і замикання електричного кола без навантаження, а також візуальний поділ обладнання для забезпечення безпеки під час проведення ремонтних робіт. Вибір роз'єднувача для підстанції має враховувати низку технічних та економічних критеріїв, щоб забезпечити надійну та економічно ефективну роботу системи.

Вимоги до роз'єднувача

Разъединитель должен соответствовать номинальному напряжению подстанции. Это напряжение должно быть выше рабочего напряжения системы для обеспечения надежной изоляции.

$$U_{\text{ном ВН}} = U_{\text{раб}} \cdot k_{\text{зап}} = 150 \cdot 1,4 = 210 \text{ кВ} \quad (2.81)$$

$$U_{\text{ном НН}} = U_{\text{раб}} \cdot k_{\text{зап}} = 6,6 \cdot 1,4 = 9,24 \text{ кВ} \quad (2.82)$$

де $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга роз'єднувача, $U_{\text{раб}}$ - робоча напруга системи, $k_{\text{зап}}$ - коефіцієнт запасу (зазвичай 1.1-1.4).

Номінальний струм Номінальний струм роз'єднувача повинен перевищувати максимальний робочий струм системи, щоб уникнути перегріву і пошкоджень.

$$I_{\text{ном ВН}} = I_{\text{раб}} \cdot k_{\text{зап}} = 121,2 \cdot 1,5 = 181,8 \text{ А} \quad (2.83)$$

$$I_{\text{ном НН}} = I_{\text{раб}} \cdot k_{\text{зап}} = 2755 \cdot 1,25 = 3443,75 \text{ А} \quad (2.84)$$

де $I_{\text{ном}}$ - номінальний струм роз'єднувача, $I_{\text{раб}}$ - робочий струм системи, $k_{\text{зап}}$ - коефіцієнт запасу (зазвичай 1.1-1.3).

Згідно розрахунку перевіримо встановлені роз'єднувачі:

- 1) РВК-10/2000 а також РВК-10/3000 які встановлені в фідерах 1; 3; 12; не відповідають розрахунковим параметрам тому пропоную замінити даний тип роз'єднувачів на РВК-10/4000 такого самого виконання як у фідері 6 та 7. Такий тип повністю задовільнить всі потреби і не потребує суттєвих змін конструкції комутацій.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

- 2) РЛНД-2-220-1000 які встановленні на лініях що живлять підстанцію, згідно паспортних даних (дивитися таблицю 2.5) повністю задовільняють потреби і не потребують заміни
- 3) РЛНД-2-154-1000 які встановленні для секціювання трансформаторів також задовільняють тому що використовуються лише в крайніх випадках коли потрібно вивести лінію в ремонт а один з двох трансформаторів не є працездатним тому його також залишимо без змін

I_d - Струм електро-динамічної стійкості

$I_{пр\ скв}$ – Граничний наскрізний струм

Таблиця 2.5 перевірка роз'єднувачів

Найменування обладнання	Марка	Основні каталожні параметри	Умови вибору	Чисельні значення
Роз'єднувачі з сторони 150 кВ	РЛНД-2-220-1000	$U_H = 220 \text{ кВ},$ $I_H = 1000 \text{ А},$ $I_{пр\ скв} = 50 \text{ кА},$ $I_d = 63 \text{ кА}$	$U_{уст} \leq U_H,$ $I_{ном\ ВН} \leq I_H,$	$150 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ},$ $181,8 \text{ А} \leq 1000 \text{ А},$
Роз'єднувачі з сторони 6,6 кВ	РВК-10/4000	$U_H = 10 \text{ кВ},$ $I_H = 4000 \text{ А},$ $I_{пр\ скв} = 64 \text{ кА},$ $I_d = 85 \text{ кА}$	$U_{уст} \leq U_H,$ $I_{ном\ ВН} \leq I_H,$	$6,6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ},$ $3443 \text{ А} \leq 4000 \text{ А},$

2.9.3 Розрядник

У сучасній практиці забезпечення надійного захисту трансформаторів від перенапруг є одним із ключових завдань. Одним з ефективних засобів захисту є обмежувачі перенапруг (РВ). У цьому розділі розглядаються критерії вибору РВ для силового трансформатора 150/6кВ ГЗП.

- Робоча напруга (U_c): Розрядник повинен витримувати номінальну робочу напругу системи без спрацьовування.
- Рівень захисту (U_p): Максимальна напруга, за якої розрядник ефективно захищає обладнання.
- Здатність до гасіння дуги: Здатність розрядника погасити дугу і відновити свою ізоляційну здатність після спрацьовування.
- Імпульсна витримка: Стійкість розрядника до впливу імпульсних перенапруг.
- Надійність і довговічність: Параметри, що визначають термін служби і частоту технічного обслуговування розрядника.

На підставі представлених характеристик з таблиці 2,6 можна зробити такі висновки:

1) Робоча напруга: Розрядник РВС-150М У1 розрахований на номінальну напругу 150 кВ, що відповідає вимогам для захисту трансформатора.

2) Пробивна напруга: Пробивна напруга в сухому стані та під дощем (275-345 кВ) та імпульсна пробивна напруга (375 кВ) забезпечують надійну ізоляцію за різних умов експлуатації.

3) Залишкова напруга: Значення залишкової напруги за різних амплітуд імпульсів струму (435-510 кВ) вказують на здатність розрядника ефективно обмежувати перенапруги до безпечного рівня.

4) Струмова пропускна здатність: Здатність розрядника витримувати багаторазові імпульси струму (до 10 кА для хвилі 16/40 мкс і до 150 А для прямокутної хвилі тривалістю 2000 мкс) свідчить про його довговічність і надійність.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 Параметри розрядника

Найменування параметра	PBC-150M У1
Клас напруги мережі, кВ действ.	150
Номінальна напруга, кВ.	138-170
Пробивна напруга за частоти 50 Гц у сухому стані та під дощем, кВ дійств.	
-не менше	275
-не більше	345
Імпульсна пробивна напруга за передрозрядного часу від 2 до 20 мкс і за повного імпульсу 1,2/50 мкс, кВ	375
Залишкова напруга під час імпульсу струму з тривалістю фронту 8 мкс, кВ, не більше	
- з амплітудою струму 3000 А	435
- з амплітудою струму 5000 А	565
- з амплітудою струму 10000 А	510
Струмова пропускна здатність:	
- 20 імпульсів струму хвилею 16/40 мкс, кА	10.0
- 20 імпульсів струму прямокутною хвилею тривалістю 2000 мкс, А	150.0
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, см.	396
Допустиме тяжіння проводів, Н.	500
Маса, кг.	338

2.10. Вибір перетинів ЛЕП.

Згідно з паспортами підстанцій споживачів, переріз кабелів і ЛЕП було вибрано із запасом і заміна їх на інші не дасть позитивних результатів, а тільки економічні збитки, тому перетин ЛЕП залишимо колишнім.

Кабелі прокладені частиною шляху по опорах частина в землі на глибину 0,7 м; розрахункови питомий термічний опір ґрунту 1,2 км/Вт. Усі з представлених ЛЕП витримали високовольтні випробування та витримують напругу 36кВ

Таблиця 2.8 Характеристики ЛЕП споживачів ГПП-1

ЛЕП	Марка кабеля	Довжина ЛЭП, м	Індуктивний опір, Ом/км	Активний опір, Ом/км	Тривало допустимі струмові навантаження, А
ЦММ-1	АСБ 3х240	282	0,075	0,129	314
ЦММ-2	АСБ 3х240	260	0,075	0,129	314
ЦКС-1	ААБГ 3х185	360	0,073	0,167	275
ЦКС-2	ААБГ 3х185	410	0,073	0,167	275
Котельня-1	АСБГ 3х185	675	0,073	0,167	275
Котельня-2	АСБГ 3х185	660	0,073	0,167	275
КТП-матеріального складу	АСБ 3х95	160	0,08	0,33	218
Л-58	ААШВ 3х240	309	0,075	0,129	351

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

ЛЕП	Марка кабеля	Довжина ЛЭП, м	Індуктивний опір, Ом/км	Активний опір, Ом/км	Тривало допустимі струмові навантаження, А
Л-59	ААШВ 3х240	303	0,075	0,129	351
Л-29	АСБ 3х150	600	0,079	0,206	246
Л-30	ААБ 3х150	600	0,079	0,206	246

2.11. Забезпечення якості електроенергії.

Забезпечення якості електроенергії на ГЗП є важливим завданням для енергетичних систем. Якість електроенергії визначається кількома параметрами, включно з напругою, частотою, гармонійними спотвореннями та рівнем напруги. Для забезпечення якості електроенергії на ГЗП можуть бути застосовані такі методи:

1) Регулярне обслуговування і технічне обслуговування обладнання: Регулярні перевірки та обслуговування обладнання, такого як трансформатори, вимикачі, регулювальні пристрої та захисні системи, допомагають виявляти і запобігати можливим проблемам, які можуть впливати на якість електроенергії.

2) Встановлення фільтрів гармонік: Фільтри гармонік використовуються для зниження гармонійних спотворень в електричній мережі. Гармонійні спотворення можуть виникати через нелінійні навантаження, такі як електронні прилади, і можуть негативно позначатися на якості електроенергії. Встановлення фільтрів гармонік може зменшити ці спотворення і підтримувати чистішу напругу.

3) Використання систем автоматичного регулювання напруги: Системи автоматичного регулювання напруги, можуть бути встановлені для підтримки стабільного рівня напруги в системі. Вони моніторять напругу й

						ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			39

автоматично коригують її, якщо вона відхиляється від заданих меж.

Регулювання напруги для споживачів на ГЗП-1 виконується за рахунок РПН у силових трансформаторах. Регулювання відбувається під навантаженням, застосовано систему контактів, яка дає змогу перемикає число витків обмотки без розриву електричного кола.

Регулювання напруги в трансформаторах під навантаженням здійснюють на стороні вищої напруги в межах $\pm 10\%$ від номінальної напруги вісьмома ступенями по 2,5%, тобто в діапазоні $\pm 4 \times 2,5\%$. Вхідна напруга ліній може варіюватися в межах 169,4; 165,8; 161,7; 157,8; 154; 150,15; 142,9; 138,6; кВ, а вихідна завжди буде 6,6 кВ.

Робота РПН трансформатора [4]:

Спочатку розмикається контактор К2, потім знеструмлена гілка перемикачем П2 переводиться на контакт А7. Після цього знову вмикається контактор К2, унаслідок чого секція, що перемикає, через контакти А6 і А7 тепер виявляється замкнутою на себе. Для обмеження струму в цій секції і служить реактор Р. Потім розмикається контактор К1 верхньої паралельної гілки і знеструмлений перемикач П1 теж переводиться на контакт А7. Після цього вмикається контактор К1 і процес перемикання одного ступеня закінчується.

Три здвоєних перемикача П1 - П6 поміщаються всередині бака трансформатора оскільки вони працюють без струму. Контактори К1 - К6 поміщаються в окремому баку з маслом, укріпленому на бічній стінці бака трансформатора. Кожна група з трьох перемикачів і контакторів приводиться в дію одночасно за допомогою одного загального вала. Перемикання здійснюється одночасно на трьох фазах.

Необхідна послідовність роботи контактора і перемикачів досягається відповідною установкою кулачкової шайби.

Пристрої РПН постачають приводним механізмом, який приводиться в дію електродвигунами постійного або змінного струму.

Перемикання ступенів РПН здійснюється дистанційно зі щита керування, а

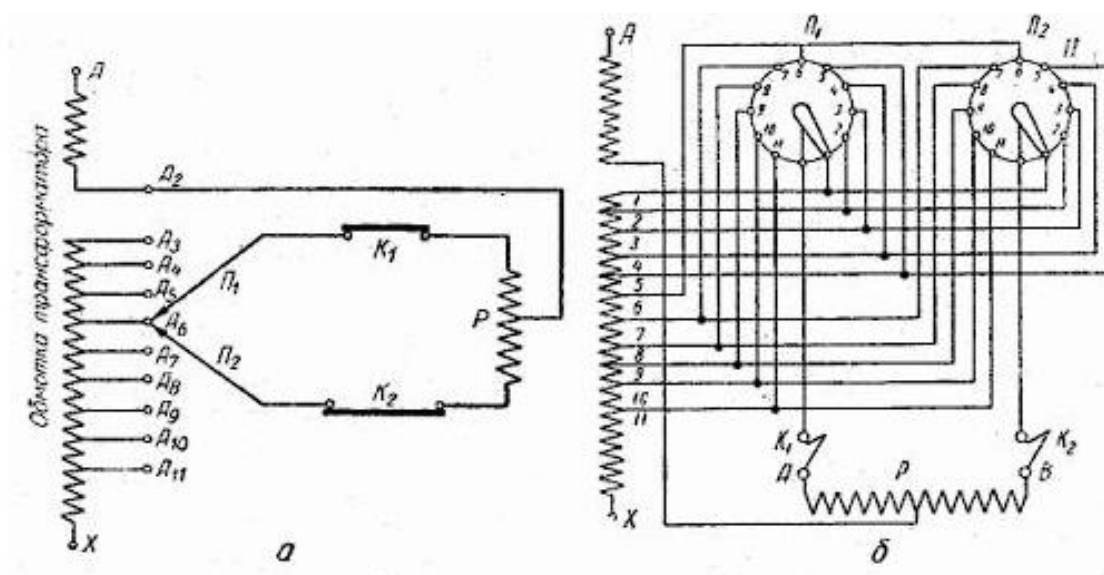
					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

також може здійснюватися автоматично під дією реле напруги. Крім того, передбачається можливість ручного керування за допомогою важільної рукоятки в разі несправності моторного приводу або відсутності електроживлення.

Під час роботи перемикального пристрою від моторного приводу одне повне перемикання на сусідній щабель триває близько 3 секунд.

П1, П2 - перемикачі, К1, К2 - контактори, Р - реактори, А - А11 - відгалуження від регулювальних котушок.

Рисунок 2.1 *Схема і робота вбудованого регулювання під навантаженням (РПН): а - принципова схема, б - схема з'єднань,*



2.12. Електрозбереження.

2.12.1 Втрати електроенергії в системі електропостачання.

Втрати електроенергії на підстанції - це велика проблема, що містить у собі дуже багато змінних, починаючи від вологості, закінчуючи забрудненням шинопроводів та ізоляторів металізованим пилом. До основних втрат на підстанції належать :

1) Втрати на холостий хід силових трансформаторів. Втрати холостого ходу зазвичай набагато менші, ніж втрати під час роботи з навантаженням.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Таким чином, для підвищення ефективності трансформатора бажано мінімізувати втрати холостого ходу, але їхній вплив на загальну енергетичну ефективність трансформатора у звичайних умовах експлуатації зазвичай незначний.

2) Втрати в сполучних проводах і збірних шинах розподільних пристроїв підстанцій;

3) Втрати в системі обліку електроенергії: трансформаторах струму (ТТ), трансформаторах напруги (ТН), лічильниках і з'єднувальних проводах;

4) Втрати від струмів витоку по ізоляторах, лінійній арматурі повітряних ліній, призначеній для кріплення проводів - підтримувальні затискачі, гасителі вібрації;

5) Витрата електроенергії на власні потреби підстанції;

6) Втрати в струмообмежувальних реакторах;

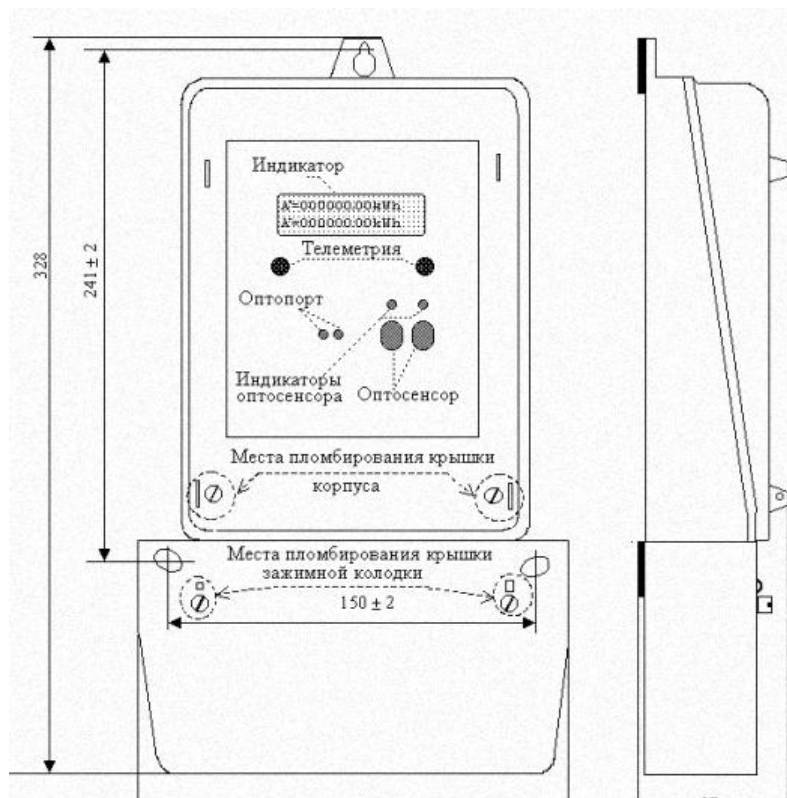
7) Втрати у вентильних розрядниках.

2.12.2 Вибір типів лічильників активної та реактивної електроенергії.

Для обліку електроенергії пропоную встановити на 11 споживачах секцій КРУ лічильники "ЕЛВІН" моделі ET 3A5E7KLZT

Рисунок 2.2 Схематичне зображення лічильника ЕЛВІН

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Такий лічильник перекриває потреби в обліку електроенергії так-як має характеристики: клас точності 1.0s; номінальною напругою 100В; виміром активної та реактивної енергії; функції обліку за тарифами з профілем навантаження; телеметрією від 1 до 4 реле і протоколом зв'язку RS485; Тип включення - трансформаторного типу. Дана модель має невеликі габарити і може бути встановлена в релейному відсіку будь-якого фідера, також установка дасть нам можливість дистанційного обліку електроенергії за допомогою допоміжного обладнання у вигляді одного маршрутизатора.

2.13. Вибір системи оперативного струму.

На підстанціях з напругою 150 кВ використовуються оперативні системи постійного струму з напругою 220 В. Для забезпечення стабільності напруги в таких системах необхідно використовувати пристрій стабілізації напруги. Цей пристрій підключається до трансформатора напруги на стороні високої напруги підстанції. А джерело струму під'єднується до вторинного кола незалежного трансформатора струму, також на стороні високої напруги.

Для живлення ланцюгів сигналізації на підстанції можна використовувати блоки нестабільної напруги. Ці блоки підключаються до різних секцій

						ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			43

власних потреб і працюють паралельно на сигнальній шині.

Ланцюги захисту, управління й автоматики підстанції мають живитися від струмових і регульованих джерел живлення, які також працюють паралельно з шиною оперативного струму.

Крім того, необхідно організувати шини для незгладжених і згладжених напруг. Згладжена шина напруги має живитися через фільтри, встановлені в блоках стабілізації напруги. Це важливо для живлення пристроїв на базі мікропроцесорів (мікроелектроніки), які мають вимоги до пульсацій напруги, що відповідають допустимим рівням для цих пристроїв.

Також необхідно передбачити секціонування шин випрямленого оперативного струму за допомогою рубильників. Це дає змогу відключати певні секції шин від джерел живлення за необхідності проведення робіт.

Для живлення ланцюгів релейного захисту, автоматики і телемеханіки використовується регульоване джерело живлення типу БПНС зі струмовими БПТ-1002.

НА рисунок 2.3 представлено принципову схему живлення оперативних кіл з використанням блоків БПТ і БПН. Блок БПТ складається з проміжного трансформатора TL, випрямного моста K5, дроселя L і конденсатора C, які забезпечують стабілізацію вихідної напруги. Живлення для БПТ здійснюється від трансформатора струму, який може мати дві первинні обмотки для підключення до трансформаторів струму двох фаз.

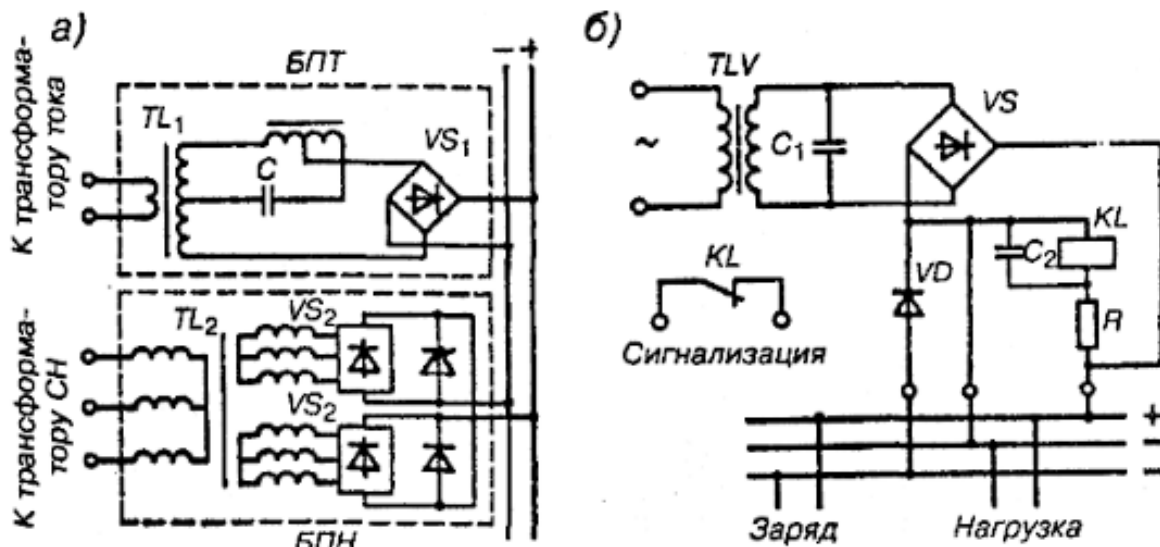
Блок БПН отримує живлення або від трансформатора напруги, або для власних потреб. Він складається з проміжного трифазного трансформатора TL2 (або двох однофазних), до вторинних обмоток якого під'єднані випрямні мости VS2. Ці мости з'єднані послідовно або паралельно залежно від необхідної напруги.

Блоки БПТ і БПН можуть працювати на загальних шинах випрямленої напруги для забезпечення взаємного резервування. Блок БПН живить оперативні ланцюги в нормальних умовах роботи, а блок БПТ активується в разі короткого замикання (КЗ), коли блок БПН не може забезпечити

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

живлення вторинних пристроїв через істотне зниження напруги в первинних ланцюгах.

Рисунок 2.3- схеми блоків живлення БПТ і БПН; б - схема комбінованого блока БПЗ-401



Зарядні пристрої серії УЗ призначені для попереднього заряджання конденсаторів, які використовуються для створення короткочасних розрядних імпульсів для живлення окремих елементів схеми, таких як катушки відключення високовольтних вимикачів. Конкретно пристрій БПЗ-401 призначений для одночасного заряду конденсаторів напругою 400 В загальною ємністю від 500 до 1000 мкФ.

Комбіновані блоки БПЗ-401 і БПЗ-402 є одночасно блоками живлення і зарядними пристроями. Ці блоки БПЗ-401 і БПЗ-402 були розроблені для заміни зарядних пристроїв УЗ-401. Блок БПЗ-401 може отримувати живлення від трансформаторів напруги або від трансформатора власних потреб.. Описана схема блока БПЗ-401, наведена на малюнку 2.13.1 б, справді використовується для заряду конденсаторів. Давайте розглянемо її більш детально:

Проміжний трансформатор напруги TL V: Це трансформатор, який здійснює перетворення вхідної напруги змінного струму на первинній обмотці у відповідну вихідну напругу на вторинній обмотці. Первинні та вторинні обмотки трансформатора секціоновані, і вторинна обмотка має

відпайки, які виводяться на затискачі плати трансформатора.

Випрямляч VS: Це випрямний елемент, який перетворює змінну напругу, що надходить із вторинної обмотки трансформатора TL V, на постійну напругу.

Проміжне реле K L: Це реле, яке контролює наявність зарядної напруги на виході блока. Воно відіграє важливу роль у забезпеченні безпеки та контролю зарядки конденсаторів.

Конденсатори C і C2: Ці конденсатори використовуються в схемі для різних цілей. Конденсатор C призначений для захисту випрямляча від перенапруг, а конденсатор C2 служить для запобігання вібраціям якоря реле K L.

Резистор R: Це струмообмежувальний резистор, який забезпечує термічну стійкість реле K L.

Діод VD: Цей діод запобігає розрядженню конденсаторів, що заряджаються, у разі зникнення напруги живлення блока. Для налаштування вихідної напруги блока БПЗ-401 у діапазоні 110 або 220 В, необхідно встановлювати відповідні перемички на затискачах секцій і змінювати положення перемикачів на платі трансформатора. Наприклад, під час увімкнення блока на вхідну напругу 120-127 В змінного струму, встановлюються певні перемички і перемикачі, щоб отримати вихідну напругу 110 В. Аналогічно, для вхідної напруги 200-254 В змінного струму налаштовуються інші перемички і перемикачі для отримання вихідної напруги 220 В.

Таким чином, блок БПЗ-401 дає змогу налаштовувати вихідну напругу відповідно до необхідних значень і вхідної напруги, що забезпечує гнучкість і адаптивність у використанні блока.

Випрямлення напруги здійснюється мостом VS, зібраним із восьми кремнієвих діодів (по два діоди в кожному плечі). Контроль наявності зарядної напруги на виході блока здійснює реле KL. Конденсатор C призначений для захисту випрямляча від перенапруг, а C2 - для запобігання

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вібрацій якоря реле KL. Діод VD перешкоджає розряду конденсаторів, що заряджаються, у разі зникнення напруги живлення блока. Струмообмежувальний резистор R у блоці БПЗ-401 і БПЗ-402 виконує функцію забезпечення термічної стійкості реле KL. Він обмежує струм, що протікає через реле, щоб запобігти його перегріванню і пошкодженню.

Заряджені конденсатори підключаються до випрямляча VS через діод VD. Це дає змогу запобігти розряду конденсаторів через випрямляч, коли зникає напруга живлення блока.

Блок БПЗ-402 під'єднується до вимірювальних трансформаторів струму через первинні обмотки насичувального трансформатора. Таким чином, він отримує струм для живлення від вимірювальних трансформаторів і використовує той самий тип випрямляча, що й блок БПЗ-401, для перетворення змінної напруги на постійну напругу.

Загалом, ці елементи та функції в блоках БПЗ-401 і БПЗ-402 слугують для забезпечення стабільного та надійного живлення оперативних кіл і компонентів, таких як реле захисту та автоматики. Для забезпечення надійного живлення оперативним струмом реле захисту й автоматики рекомендується використовувати комбінацію блоків живлення. Ця комбінація включає в себе один блок БПЗ-402 і два блоки БПЗ-401. Важливо запаралелити всі блоки на стороні випрямленої напруги, щоб забезпечити рівномірний розподіл навантаження і підвищити надійність системи живлення.

Таблиця 2.9 - Технічні характеристики блоків живлення

Тип	БПЗ-402	БПЗ-401
Напруга живлення, В	100, 110, 127, 220.	100, 105, 110, 115, 121, 127, 200, 210, 220, 230, 242, 254.
Частота, Гц	50.	50, 60.
Номінальна напруга виходу, В	110, 220.	110, 220.

Номинальна потужність виходу, Вт	100.	100.
Кроткочасна потужність виходу, Вт	200.	200.
Масса, кг	9.	9.

2.14. Системи керування і сигналізації.

2.14.1. Система керування обладнанням

Основну систему управління обладнанням буде реалізовано через дистанційне управління з диспетчерського пульта за допомогою системи SCADA, яка через проміжні маршрутизатори керуватиме виконавчими елементами, як-от роз'єднувачі, відокремлювачі, вакуумні та масляні вимикачі, регулюванням напруги тощо, про це я детально опишу в 3 розділі.

Також усі системи управління продубльовані на ГЩУ, управління основними масляними вимикачами відбувається за допомогою дистанційних ключів управління, а управління фідерами споживачів реалізовано безпосередньо на самому фідері разом із вимірювальними приладами та сигнальною арматурою.

2.14.2. Сигналізація підстанції

Оперативну інформацію про стан усіх елементів підстанції дають: Сигналізація положення комутаційних апаратів (увімкнено - вимкнено); Аварійна сигналізація (про непередбачувані планом вимкнення); Попереджувальна сигналізація (про ненормальні режими та умови, наприклад, про нагрів вище за норму, ушкодження, які не приводять до негайного вимкнення устаткування).

Для світлової сигналізації положення використовують зелені ("Вимкнено") і червоні ("Увімкнено") лампи. У колах попереджувальної або аварійної сигналізації застосовують жовті лампи. Під час нормальних оперативних перемикань ці лампи горять рівним світлом. У разі аварійних вимкнень, роботи автоматики або положень "Невідповідність" лампи горять миготливим світлом.

Лампи сигналізації під'єднують до шин сигналізації через ключі керування, контакти реле захисту й автоматики, блок-контакти вимикачів і роз'єднувачів. Під час роботи пристроїв захисту й автоматики світлова сигналізація дублюється звуковою, для цього використовують електричні

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сирени, гудки та дзвінки.

Аварійна сигналізація сповіщає про аварійне відключення вимикача. Попереджувальна сигналізація повідомляє про ненормальні режими роботи, які можуть призвести до аварії. Тому електричні ланцюги аварійної та попереджувальної сигналізації та їхні звукові сигнали різні (сирена і дзвінок). У разі спрацьовування звукового сигнального пристрою черговий спочатку припиняє його роботу, "знімає" (квітує) сигнал, а потім за індивідуальними світловими сигналами визначає причину спрацьовування сигналізації.

2.14.3 Блокування

Блокування від несанкціонованого і помилкового ввімкнення реалізовано за допомогою електромагнітів і механічної перешкоди. Такі системи необхідні для захисту персоналу від ураження електричним струмом.

Зазвичай електромагнітні блокування встановлюють на лінійних і шинних роз'єднувачах, а також на викочених візках, щоб прибрати можливість розірвати ланцюг під навантаженням. Механічні блокування здебільшого спрямовані від мимовільного вмикання або вимикання роз'єднувачів. Для захисту персоналу який працює на струмоведучих частинах устаткування передбачена система БМП (Блокуй Маркую Перевір) яка передбачає установку навісних замків на шторочні механізми шаф КРУ а також роз'єднувачів, після установки замка ключ приховують в спеціальний замикаємий бокс до закінчення робіт.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОЗРОБКА

Під час розгляду основних проблем ГЗП-1 стало зрозуміло, що через відсутність постійного чергового персоналу на підстанції неможливий постійний контроль обладнання і систем РЗ, а наявні системи телеуправління дають змогу тільки управління на ввімкнення та вимкнення вимикчів, для усунення цієї проблеми пропоную перевести управління підстанцією в диспетчерський пункт за допомогою системи SCADA.

3.1 Релейний захист і системи автоматики.

3.1.1 Загальні вимоги до релейного захисту й автоматики

Релейний захист елементів розподільчих мереж має відповідати вимогам [2], які висуваються до всіх пристроїв релейного захисту: швидкодії, селективності, надійності та чутливості.

Швидке функціонування релейного захисту необхідне для мінімально можливого часу переривання при коротких замиканнях. Швидке переривання короткого замикання не тільки скорочує сферу і ступінь ушкоджень елемента, що захищається, а й забезпечує безперервну роботу неушкоджених частин енергосистеми та підстанції. Швидке відключення К.З., як відомо, запобігає порушенню стійкості паралельної роботи синхронних генераторів і синхронних електродвигунів, полегшує самозапуск електродвигунів, підвищує ймовірність успішних дій пристроїв автоматичного повторного увімкнення (АПВ) і автоматичного увімкнення резервного живлення (АВР).

Селективною (вибірковою) дією захисту називається така дія, за якої автоматично відключається тільки пошкоджений елемент електроустановки (трансформатор, лінія, електродвигун тощо).

Селективна робота пристроїв захисту є одним з основних завдань, які вирішуються під час проєктування та обслуговування таких пристроїв

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03			
Зм.	Арк.	№ документа.	Підпис	Дата				
Розробив		Колесник В.Ю.			ПРОЕКТНО- КОНСТРУКТОРСЬКА РОЗРОБКА	Лит.	Лист	Листов
Превірив.		Сінчук О.М.				Н	50	14
Реценз.						КНУ ЗЕЕМ-21ск		
Н. Контр.		Сінчук О.М.						
Затвердив		Пересунько І.І						

Надійне функціонування релейного захисту передбачає надійне спрацьовування пристрою за наявності умов для спрацьовування і надійне збереження його без спрацьовування за їх відсутності. Для забезпечення надійності функціонування релейного захисту необхідне використання пристроїв, які відповідають їхньому призначенню та умовам застосування в термінах своїх параметрів і виконання. Крім того, регулярне і правильне обслуговування цих пристроїв також є важливим аспектом забезпечення їхньої надійності функціонування.

Можливі ситуації, коли несправності можуть виникнути раптово або не виявлятися в процесі обслуговування. Тому крім регулярного обслуговування, важливо також мати систему моніторингу та діагностики, яка дає змогу виявляти проблеми і несправності в реальному часі та вживати заходів щодо їх усунення. Такі системи можуть підвищити надійність і ефективність роботи електромагнітних пристроїв релейного захисту.

Крім виконання всіх необхідних заходів щодо забезпечення надійності функціонування пристроїв релейного захисту, також важливо передбачати резервування можливих відмов захисних пристроїв або вимикачів. Резервування дає змогу забезпечити тривалість і надійність роботи системи захисту навіть у разі відмови одного з компонентів. Це може передбачати використання дублювальних пристроїв, резервних каналів зв'язку, автоматичного перемикачів на резервне джерело живлення та інші заходи. Такий підхід забезпечує підвищену захищеність і безперервність роботи системи релейного захисту навіть в умовах можливих збоїв або відмов.

Згідно з [11] необхідне забезпечення подальшого резервування в разі короткого замикання на суміжних лініях важливо встановити резервні захисні пристрої, які здатні діяти в разі відмови власного захисту або пошкодження лінії, таких як шина, трансформатор тощо. Це дає змогу виявити і швидко відключити замикання на пошкодженій лінії, запобігаючи поширенню збою на суміжні ділянки мережі. Резервні захисні пристрої можуть включати додаткові реле або релейні блоки, які спостерігають і

									Арк.
									51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03				

контролюють стан сусідніх ліній і активуються при виявленні короткого замикання, навіть якщо власний захист або вимикач пошкодженої лінії не спрацювали. Це забезпечує вищий рівень надійності та безперервності роботи системи захисту, мінімізуючи можливі наслідки короткого замикання на суміжних лініях. Якщо далеке резервування не може бути забезпечено, то важливо здійснити ближнє резервування. Це означає встановлення двох або більше незалежних пристроїв захисту, які взаємно резервують один одного. Кожен із цих пристроїв має бути здатний виявити і швидко відключити коротке замикання в разі відмови іншого пристрою або його неправильної роботи. Таке ближнє резервування забезпечує додатковий рівень надійності та гарантує, що в разі збою одного пристрою, інший пристрій буде активовано для забезпечення безперервності захисту системи.

Чутливість релейного захисту відображає його здатність виявляти та реагувати на різні типи ушкоджень і аварійних ситуацій, що можуть виникати в межах основної зони, що захищається, і зони резервування. Для оцінки чутливості використовують коефіцієнти чутливості, які визначають за умов, найбільш несприятливих для виникнення пошкоджень, але таких, що відповідають реальним режимам роботи електричної системи. При цьому всі короткі замикання розглядаються як металеві, тобто не враховуються можливі перехідні опори в місці короткого замикання, зокрема й опір електричної дуги. Виняток становлять мережі з напругою до 1 кВ, де такі перехідні ефекти враховуються. Це дає змогу оцінити здатність захисту виявляти та реагувати на різні види пошкоджень з урахуванням умов експлуатації системи.

Витримка часу максимальних струмових захистів застосовується для затримки спрацювання захисту з метою забезпечення селективності дії захисту наступного елемента стосовно попередніх елементів. Це дає змогу здійснити вибіркоче вимкнення насамперед найближчого до місця короткого замикання вимикача, запобігаючи непотрібним вимкненням неушкоджених

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

елементів. Зменшення часу спрацьовування наступних захистів може бути досягнуто шляхом збільшення їхнього струму спрацьовування, за умови, що це не суперечить вимозі чутливості захисту.

Однак у максимальних струмових захистів є недолік - накопичення тимчасових затримок, особливо значне для головних елементів у складних багатоступневих електричних мережах. Для подолання цього недоліку застосовуються цифрові пристрої захисту, які дають змогу реалізувати функцію логічної селективності. Такі пристрої забезпечують більш точний і швидкий захист, застосовуючи різні алгоритми і логіку для визначення і відключення місця короткого замикання. Використання дво- і триступневих цифрових захистів є відомим способом прискорення відключення короткого замикання.

У деяких випадках значне скорочення часу вимкнення короткого замикання досягається шляхом використання струмових захистів зі зворотнозалежними часострумовими характеристиками. Ці захисти мають різний час спрацьовування за однакового значення струму короткого замикання, оскільки вимірювальні органи в них мають різні кратності струму.

Використання зворотнозалежних часострумових характеристик дає змогу краще узгодити час спрацьовування наступних цифрових реле з попередніми захисними пристроями, чи то електромеханічні реле, чи то плавкі запобіжники. Це пов'язано з тим, що у цих реле і запобіжників є однотипні залежності часу спрацьовування від значення струму короткого замикання. Переваги зворотнозалежних часострумових характеристик максимальних струмових захистів включають в себе більш точне узгодження часу спрацьовування і можливість їх використання як в електромеханічних, так і в мікропроцесорних реле. Ці фактори зумовлюють тривале існування таких характеристик і необхідність їх застосування в різних типах реле.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		53

3.1.2 Захист трансформатора

Для захисту трансформатора пропоную встановити MiCOM P643 [5]:

Таке багатофункціональне захисне реле, призначене для захисту й автоматизації трансформаторів і реакторів в електричних системах. Реле забезпечує надійний захист обладнання та мереж електроживлення шляхом виявлення та швидкого реагування на різні несправності та аномалії.

Основні функції та можливості MiCOM P643 включають:

- **Захист від диференціальних струмів:** Реле здійснює захист від диференціальних струмів між обмотками трансформатора, що дає змогу виявити і реагувати на несиметричні або неприйнятні струмові умови.
- **Захист від струмів замикання на землю:** Реле виявляє струми замикання на землю та ідентифікує їхнє місце розташування, що допомагає запобігти пошкодженню устаткування і захистити персонал від небезпеки.
- **Захист від перевантаження:** Реле моніторить струми в обмотках трансформатора й автоматично реагує на перевищення допустимих значень, щоб запобігти перевантаженню та пошкодженню обладнання.
- **Захист від нестачі напруги:** Реле відстежує рівні напруги та забезпечує захист від нестачі напруги, що запобігає роботі обладнання за несприятливих умов і зберігає стабільність енергосистеми.
- **Моніторинг параметрів і комунікація:** Реле оснащено інтерфейсами зв'язку, що дають змогу віддалено моніторити та керувати його роботою. Вони забезпечують зв'язок з іншими пристроями та системами, даючи змогу диспетчеру ефективно контролювати та керувати мережею електроживлення.
- **Гнучкі налаштування та конфігурації:** MiCOM P643 має гнучкі функціональні можливості та налаштовувані параметри, які дають змогу його адаптувати до захисту обох силових трансформаторів.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1.3 Захист вимикачів

Для надійного захисту вимикачів і своєю чергою, обладнання споживачів потрібно кардинально переглянути захист масляних і вакуумних вимикачів, для розв'язання цієї проблеми пропоную впровадити сучасну систему електричного захисту автоматичного маневрування, він же SEPAM розробки компанії Schneider Electric. [6]

SEPAM - це реле захисту та керування, що має компактний дизайн і володіє широким спектром функцій, які дають йому змогу виявляти та реагувати на різні електричні події та збої.

Деякі ключові особливості та можливості SEPAM включають:

1) Захист від перевантаження і короткого замикання: SEPAM забезпечує захист від перевантаження і короткого замикання, контролюючи струми і напругу в системі і автоматично відключаючи небезпечні ситуації.

2) Захист моторів: Реле захисту SEPAM пропонує спеціалізовані функції захисту для електричних моторів, як-от захист від перевантаження, захист від нестачі фази, захист від зворотного напрямку обертання та інші.

3) Керування: SEPAM має функції керування й автоматичного маневрування, що дають змогу виконати різні операції керування, як-от увімкнення та вимкнення електрообладнання, керування комутацією та перемикання джерел живлення.

4) Комунікація: SEPAM підтримує різні протоколи зв'язку, як-от Modbus, IEC 61850 і DNP3, що дає змогу інтегрувати його в системи керування високого рівня й обмінюватися даними з іншими пристроями.

5) Моніторинг і діагностика: Реле SEPAM оснащено функціями моніторингу та діагностики, які дають змогу операторам відстежувати стан системи, аналізувати дані та виявляти потенційні проблеми.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За для правильної роботи захисти Seram розрахуємо уставки релейного захисту для споживачів 6,6кВ данні розрахунків занесені в таблицю 3.1:

- Розрахунок максимального струмового захисту полягає у виборі струму спрацьовування захисту (первинного), струму спрацьовування реле (для прийнятої схеми захисту і типу реле)[12].

Струм спрацьовування максимального захисту розраховується за виразом:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_B} I_{раб.макс} \quad (3.1)$$

де k_H - коефіцієнт надійності, що враховує похибку реле;

$k_{сзп}$ - коефіцієнт самозапуску, залежить від характеру навантаження, схеми і параметрів живильної мережі;

k_B - коефіцієнт повернення реле;

$I_{раб.макс}$ - максимальний робочий струм, А.

За відсутності у складі навантаження електродвигунів напругою 6 кВ кВ і за часу спрацьовування МТЗ понад 0,3 с можна приймати значення $k_{сзп} \geq 1,1$ - 1,3. Оскільки для захисту лінії 6,6 кВ використовується мікропроцесорне реле, то значення коефіцієнтів k_H і k_B - для цифрових реле відповідно 1,1 і 0,98.

Розрахуємо струм спрацьовування реле за виразом:

$$I_{с.р} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_T} \quad (3.2)$$

де $k_{сх}$ - коефіцієнт схеми під час симетричного режиму (1 або 3, залежно від того, як виконано схему вторинних кіл зіркою або трикутником);

n_T - коефіцієнт трансформації трансформатора струму. Для цієї лінії коефіцієнт трансформації трансформатора струму

Наступним елементом у релейному захисті підстанції є секційний вимикач. Струм спрацьовування захисту секційного вимикача за умовою селективності має розраховуватися за формулою:

$$I_{с.з.с.в} = I_{с.з.макс} + I_{раб.макс} = 433,3 + 314 = 747,3 \text{ (А)} \quad (3.3)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму становить $n_T = 1000/5$

Тоді струм спрацьовування реле за формулою (3.2):

$$I_{c.p.c.v} = \frac{5}{1000} \cdot 747,3 = 3,7 \text{ A}$$

- Розрахуємо МТЗ ввідного вимикача. Струм спрацьовування захисту вступного вимикача за умовою селективності має розраховуватися за формулою:

$$I_{c.z.v.v} = I_{c.z.max.pr} + \Sigma I_{раб.max} \quad (3.4)$$

$$I_{c.z.v.v} = 433,3 + 303,7 + 269,1 + 339,5 + 339,5 + 387,6 = 2072,7 \text{ A}$$

де $I_{c.z.max.pr}$ - максимальний струм спрацьовування попереднього захисту;

$\Sigma I_{раб.max}$ - сума максимальних робочих струмів, інших ліній.

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму становить $n_T = 1500/5$.

Тоді струм спрацьовування реле за формулою (4.2):

$$I_{c.p.c.v} = \frac{5}{1500} \cdot 2072,7 = 6,9 \text{ A}$$

Таблиця 3.1 - Уставки релейного захисту для споживачів 6,6кВ

Найменування	$I_{c.z}, \text{ A}$	$I_{c.p}, \text{ A}$	n_T
ЦММ	387,6	6,4	300/5
ЦКС	339,5	1,6	1000/5
Котельная-1	339,5	5,6	300/5
КТП- Мат. склада	269,1	4,4	300/5
Л-58 і Л59	433,3	5,4	400/5
Л-29 і Л-30	303,7	5	300/5
Ввод КРУ	2072,7	6,9	1500/5
С-КРУ	747,3	3,7	1000/5

3.2 Переваги SCADA-систем

До переваги SCADA-систем відносяться:

1) Покращений моніторинг та контроль: Системи SCADA надають можливості моніторингу та управління в режимі реального часу, дозволяючи операторам збирати різні параметри на обладнання. Аналогові системи, з іншого боку, пропонують обмежені можливості моніторингу, надаючи лише базову інформацію.

SCADA-системи пропонують ширший спектр даних, включаючи рівні напруги, струму, стан вимикачів і записи про несправності, що дозволяє операторам оперативно приймати обґрунтовані рішення.

2) Дистанційне керування: Системи SCADA дозволяють дистанційно керувати обладнанням підстанції, усуваючи необхідність ручного втручання в більшості випадків. Ця функція значно підвищує операційну ефективність і знижує ризик людської помилки. На відміну від цього, аналогові системи часто вимагають присутності персоналу на місці для виконання завдань, що може зайняти багато часу і призвести до помилок.

3) Швидке виявлення та діагностика несправностей: Системи SCADA включають в себе вдосконалені алгоритми виявлення несправностей, які можуть швидко ідентифікувати аномалії на підстанції. Вони надають операторам повідомлення в режимі реального часу, що дозволяє їм оперативно реагувати на несправності та вживати відповідних коригувальних заходів. Аналогові системи зазвичай покладаються на фізичні реле та ручне спостереження, що може затримати виявлення та діагностику несправностей, що призводить до тривалого простою та потенційного пошкодження енергосистеми.

4) Підвищена безпека системи: Системи SCADA пропонують надійні функції безпеки, включаючи зашифровані протоколи зв'язку та механізми аутентифікації, що захищають від несанкціонованого доступу та кіберзагроз. Аналоговим системам не вистачає цих заходів безпеки, що робить їх більш

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вразливими до спроб злому або несанкціонованих маніпуляцій. SCADA-системи забезпечують цілісність і надійність системи захисту підстанції, мінімізуючи ризик зловмисних дій.

5) Реєстрація та аналіз даних: SCADA-системи мають широкі можливості реєстрації даних, що дозволяє довгостроково зберігати та аналізувати експлуатаційні дані. Ці дані можуть бути використані для оцінки продуктивності, аналізу тенденцій і прогнозного обслуговування. Аналогові системи мають обмежені можливості зберігання даних і часто вимагають ручного ведення записів, що ускладнює проведення всебічного аналізу та своєчасне виявлення потенційних проблем.

6) Масштабованість та гнучкість: SCADA-системи мають високу ступінь масштабованості та адаптивності до мінливих вимог. Додаткові датчики та пристрої можуть бути легко інтегровані в систему без значних модифікацій, забезпечуючи гнучкість у розширенні можливостей моніторингу та управління. Аналогові системи, навпаки, вимагають значної перепрокладки проводки або апаратних змін, щоб пристосувати нові функціональні можливості.

7) Покращена видимість системи: Системи SCADA надають комплексний графічний інтерфейс, який візуалізує підстанцію та її компоненти в режимі реального часу. Ця інтуїтивно зрозуміла візуалізація підвищує ситуаційну обізнаність операторів, дозволяючи їм більш ефективно контролювати систему та приймати обґрунтовані рішення. Аналоговим системам бракує такого візуального представлення, що ускладнює отримання цілісного розуміння стану підстанції.

Отже, системи SCADA мають суттєві переваги. Можливість покращення моніторингу та управління, дистанційне керування, швидке виявлення та діагностика несправностей, покращена безпека системи, комплексна реєстрація та аналіз даних, масштабованість, гнучкість та покращена видимість системи - все це сприяє більш ефективній та надійній роботі електромереж. Впровадження систем SCADA є необхідним для досягнення

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

оптимальної роботи підстанцій і забезпечення стабільності електричної мережі.

3.3 Необхідне обладнання для системи SCADA

Для впровадження системи SCADA потрібно встановити необхідне обладнання в нову шафу РЗА таке як:

3.3.1 Комунікаційне обладнання:

Модеми/роутери: Для забезпечення зв'язку між модстанцією і диспетчерським пунктом управління SCADA потрібне використання модемів або роутерів. Пропоную встановити промисловий роутер Siemens Ruggedcom RX1400 Такий роутер призначено спеціально для застосування в мережах SCADA, він має високий ступінь надійності та стійкості до екстремальних умов.

3.3.2 Контролери та прилади

1) RTU (Віддалений блок терміналу): RTU - це пристрій, який збирає дані з різних точок у підстанції, таких як вимірювання напруги, струму, потужності та стану обладнання. Він також може керувати виконавчими пристроями, такими як вимикачі або регулятори. Таким обладнанням у нашому випадку є 2 термінали міcom р643, які займаються регулюванням і захистом силових трансформаторів, а для всіх масляних і вакуумних вимикачів встановлено термінали версії SEPAM s40 у кількості 17 штук, що дає змогу повністю контролювати обладнання.

2) PLC (Програмований логічний контролер): PLC використовується для автоматизації та контролю процесів у підстанції. Він може виконувати логічні операції, керувати виконавчими пристроями і збирати дані для передавання в SCADA систему. Для такої задачі я обрав PLC MGate 119 series цей PLC дасть змогу об'єднати всі RTU для можливості контролю всієї підстанції з одного дистанційного пристрою.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) Мультиметри та аналізатори електричних параметрів: Для контролю вхідних параметрів пропоную встановити на лініях живлення лічильники PowerLogic PM8000 для вимірювання та моніторингу електричних параметрів, таких як напруга, струм, потужність, гармоніки.

3.3.3 Пристрої безпеки

1) Брандмауери (Firewalls): Для забезпечення безпеки системи SCADA важливо використовувати брандмауери, які фільтрують вхідний і вихідний трафік і захищають від несанкціонованого доступу. Під такі завдання якраз підходить Cisco ASA (Adaptive Security Appliance): Це інтегрований пристрій мережевої безпеки, який може використовуватися в системах SCADA для забезпечення захисту від зовнішніх атак. Він пропонує функції міжмережевого екрана (firewall), віртуальної приватної мережі (VPN) та інспекції пакетів, щоб виявляти і запобігати можливим загрозам..

2) Антивірусне програмне забезпечення: Встановлення антивірусного програмного забезпечення Kaspersky Industrial CyberSecurity на комп'ютери та сервери SCADA системи допомагає запобігти шкідливим атакам і захистити систему від вірусів і шкідливих програм. Такий вид антивіруса спеціально розроблене для захисту промислових систем, включаючи SCADA. Воно пропонує функції антивірусного захисту, моніторингу та виявлення вторгнень, а також інші механізми безпеки, спеціально налаштовані для мереж SCADA.

3.2.4 Система зберігання даних:

Для зберігання даних про стан обладнання, звітах аварій, останніх виконуваних команд тощо, пропоную встановити всередині підстанції стаціонарний сервер Dell PowerEdge T40: Це недорогий сервер, який пропонує надійність і продуктивність для системи SCADA. Він оснащений процесором Intel Xeon E-2224G, 8 ГБ оперативної пам'яті (розширюваної до 64 ГБ) і жорстким диском об'ємом 1 ТБ.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

3.4 Впровадження системи SCADA

Сучасна система релейного захисту підстанції повинна ґрунтуватися за допомогою зв'язку функцій автоматизації технологічних процесів головного і додаткового обладнання, як цілісна інтегрована система за допомогою спільної бази даних. Інноваційним засобом релейного захисту та його підсистем є інформаційна модель, що слугує для відображення та викладення інформаційних об'єктів, які допомагають у технологічному процесі реалізації функцій підсистем і релейного захисту загалом. Структура подання і форма опису інформаційної моделі підсистеми повинні однозначно зумовлювати сутність інформаційних процесів і одержуваних інформаційних об'єктів. Релейний захист підстанції має вибудовуватися на підставі цілісної уніфікованої інформаційної моделі для забезпечення відповідної взаємодії з верхніми рівнями управління. У релейному захисті підстанцій ключові елементи - функціональні підсистеми, окремі релейні захисні пристрої - мають об'єднуватися в цілісну систему із застосуванням можливостей інтегрування та/або агрегування. В інтегрованих системах для всіх пристроїв релейно-захисного комплексу, взаємопов'язаних магістралями (шинами) певного типу за узгодженими інтерфейсами та протоколами інформаційного обміну, існує цілісне середовище налаштування як частин релейного захисту, що підтримується відповідними інструментальними програмними засобами та застосовується як під час розроблення та впровадження релейного захисту на певній підстанції, так і на стадії експлуатації. У таких системах гарантується можливість майбутнього нарощування систем керування РЗ.

Під агрегованими системами управління РЗ розуміють системи, які можуть мати різні сфери налаштування для об'єднаних частин. Взаємодія між об'єднаними частинами системи керування здійснюється в цьому разі за інформаційним протоколом обміну, що забезпечує взаємодію адресних просторів даних агрегованих підсистем. Сучасна система релейного захисту підстанції має створюватися як відкрита інтегрована система, у якій внутрішньосистемні комунікації між компонентами виконуються із

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

застосуванням протоколів IEC 60850 Стандарт IEC 60850 відповідає умовам інтегрованого опрацювання інформації, надаючи користувачам право доступу в теперішньому масштабі часу до впорядкованої системи знань, а не просто до величезного обсягу не структурованих даних IEC 60850 визначає для підрядників стандартизовані інформаційні моделі. Самі описи і метадані дають змогу здійснювати перевірку достовірності в теперішньому масштабі часу. Звернення до об'єктів здійснюється за іменами, а не за номерами, що варіюють залежно від користувача моделі. Це дає змогу автоматизувати процедуру перевірки достовірності бази даних, виключаючи потребу застосування файлів конфігурації виробників.

Стандартизовані інформаційні моделі, комплект відповідних сервісів реального часу SCADA і використання передових систем передавання даних забезпечують можливість взаємодії застосунків верхнього рівня, даючи змогу використовувати інформаційні моделі, специфічну для наданої сфери використання семантику даних, натомість замість такого щоб надавати просту взаємодію на рівні обміну даними. У цьому відношенні IEC 60850 виходить далеко за рамки класичних протоколів SCADA.

Так як IEC 60850 дає змогу побудувати цілу концептуальну систему представлення даних та інтерфейсів із використанням CIM як цілісної мови представлення даних та опису інтерфейсів. CIM, своєю чергою, є базою для опису загальної інформаційної моделі підстанції відповідно до стандартів IEC 61970. Варто зазначити, що в стандарті IEC 61970 передбачено систему сумісності з IEC 60850.

Застосування стандарту IEC 60850 для створення цільного середовища налаштування дасть змогу розв'язати завдання інтеграції застосунків різних виробників і досягти автономності споживача застосунків від розробника.

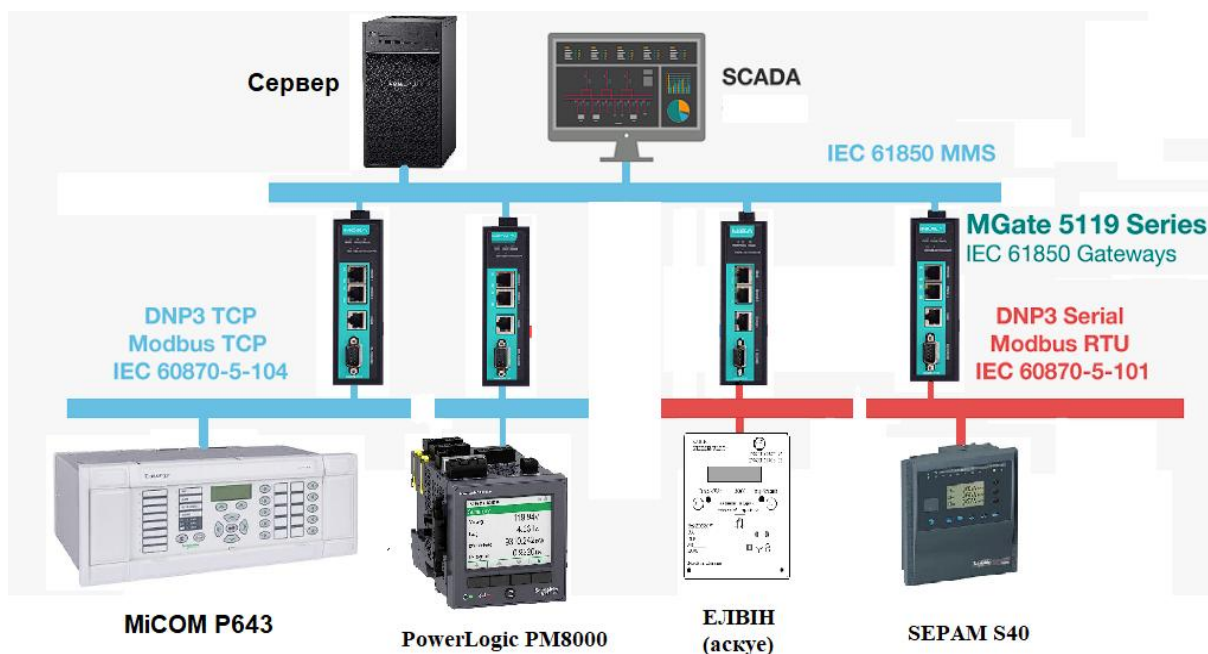
Функціональна конструкція нинішнього релейного захисту визначається сформованою технологією управління обладнанням підстанції. З появою мікроконтролерних пристроїв, які поряд із функціями збору даних і управління забезпечують функції релейного захисту, реєстрації, контролю

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

технічного стану, на рисунку 3.1 наведено приклад необхідної автоматичної системи управління підстанції

З'єднання від ГПП до диспетчера підстанції може виконуватися через маршрутизатор і міжмережевий екран, якщо потрібен такий контроль доступу. На схемі показано метод керування і збирання даних через пристрої MGate 119, який шляхом жоского з'єднання пов'язано з датчиками програмованими реле і АСКУЕ підстанції.

Рисунок 3.1. Архітектура систем РЗА підстанції



Необхідним питанням створення єдиного інформаційного простору, уніфікації програмно-технічних засобів, є перехід до застосування єдиного протоколу в рамках управління підстанцією.

У загальному випадку, у функціонально розвиненій системі управління підстанцією можуть вирішуватися такі основні завдання:

- 1) Фіксація, реєстрація операцій пристроїв РЗА, формування і передача сигналів про їхнє спрацьовування;
- 2) аналіз правильності дій РЗА на основі інформації про їхні характеристики, параметри, параметри збурень і/або аварійних процесів;
- 3) періодичний контроль справності пристроїв та/або збір даних про

- результати діагностики, реєстрація результатів;
- 4) забезпечення можливості дистанційної зміни характеристик і параметрів пристроїв і систем РЗА
 - 5) автоматична адаптація (автоматичне налаштування) характеристик і параметрів уставок, пристроїв і систем за результатами аналізу поточного та/або планованого режиму роботи обладнання;
 - 6) здійснення загальнопідстанційних блокувань, автоматичного післяаварійного відновлення, функцій УРОВ

3.5 Програмне забезпечення

Під час вибору SCADA-системи для використання в електроенергетиці, я вирішив зупинитися на програмному забезпеченні PowerSCADA через його широке поширення в енергосистемах. PowerSCADA - це швидкодіюче програмне забезпечення, призначене для моніторингу та управління збором даних у розподільчих мережах з метою підвищення доступності електроенергії. Воно надає операторам повний контроль та інформацію про стан мережі через простий і настроюваний інтерфейс. Завдяки швидкому доступу до інформації оператори можуть більш ефективно захищати та оптимізувати свою електричну мережу, підвищуючи її ефективність і продуктивність. Зразок мнемо схеми SCADA (див Додаток Б)

PowerSCADA володіє всіма основними функціями провідного програмного забезпечення SCADA, такими як високошвидкісне збирання даних, реальному часі моніторинг і управління, повне резервування і масштабованість. Разом з інструментами візуалізації, пов'язаними з електроенергією, воно надає операторам оперативні можливості і докладні сигнали, необхідні для управління критично важливими мережами. Навіть якщо управління не потрібне для конкретного застосування, PowerSCADA є одним з програмних додатків EcoStructure, що надаються компанією Schneider Electric. Він спрямований на підвищення доступності

5) Впровадження сучасних систем моніторингу та управління:

Встановлення системи SCADA дозволяє здійснювати моніторинг та керування підстанцією в режимі реального часу, що забезпечує більш ефективне управління та контроль за роботою всього комплексу обладнання. Це також сприяє підвищенню загальної безпеки та надійності електропостачання.

Узагальнюючи, можна зробити висновок, що модернізація комплексу електроустаткування головної знижувальної підстанції є важливим кроком до підвищення надійності, ефективності та безпеки енергопостачання. Впровадження сучасних систем моніторингу та дистанційного керування забезпечує значні економічні переваги, що робить цей проект перспективним та необхідним для розвитку електроенергетичної інфраструктури.

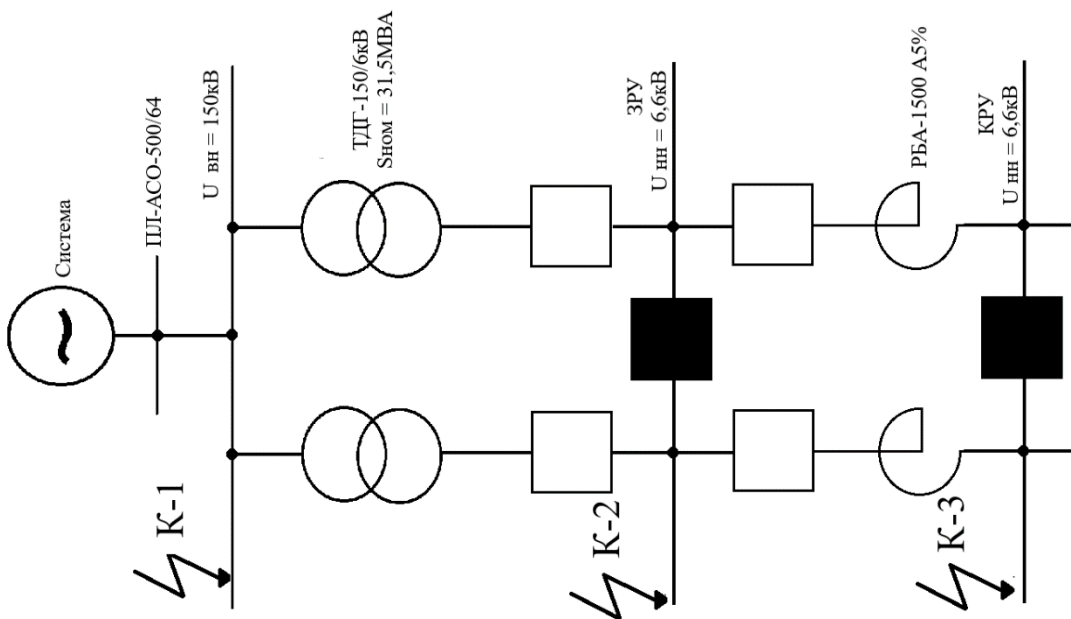
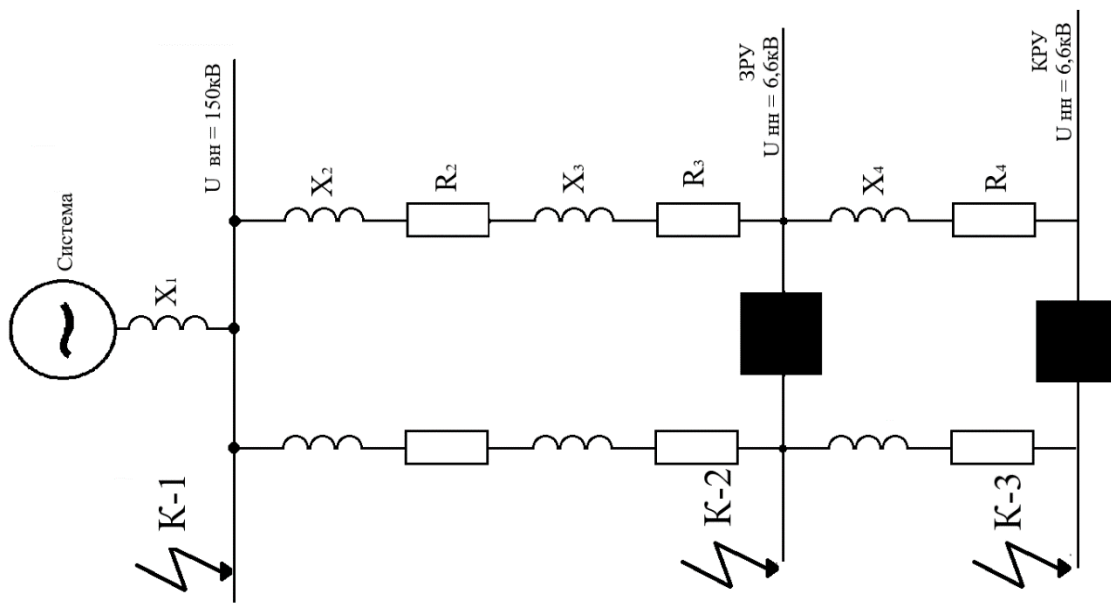
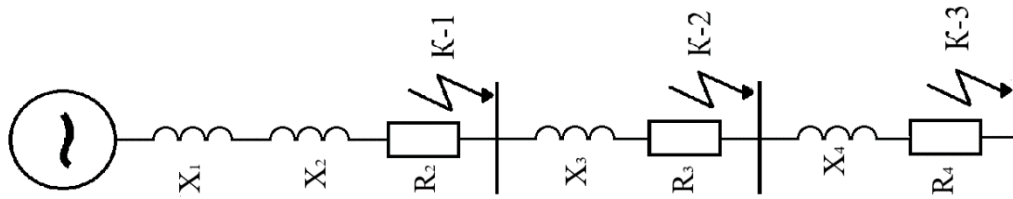
					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. "Довідник з проектування електричних мереж" / За редакцією Д.Л. Файбосовича. - М.: Вид-во НЦ ЕНАС, 2006. 320 с. іл.
2. Силові обладнання. Офіційний сайт підприємство "Таврида Електрик
URL: <https://www.tavrida.com>
3. Технічна документація. Офіційний сайт підприємства "Таврида Електрик". URL: <http://www.teu.tavrida.com/docs.htm>.
4. Технічна документація. Офіційний сайт школи для електрика URL: <https://electricalschool.info/main/visokovoltny/1446-skhema-i-princip-raboty-rpn.html>
5. Офіційний сайт компанії Schneider Electric з характеристиками P643
URL: <https://www.se.com/ww/en/product/P643---C-M---K/micom-p643transformer-relay60tepanel-mounting16inputs-16outputsclio/>
6. Офіційний сайт компанії Schneider Electric з описом и харктеристиками Sepam s40
URL: <https://www.se.com/us/en/product-range/934-sepam-series-40/#overview>
7. Керівні вказівки щодо розрахунку струмів короткого замикання та вибору електрообладнання. 1998 г.
8. Як розрахувати струм короткого замикання. Е. Н. Беляєв. 1983г.
9. Розрахунок струмів короткого замикання для релейного захисту. И.Л.Небрат. 1998 г.
10. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Електрообладнання станцій і підстанцій: Підручник для технікумів. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатоміздат, 2007.– 648 с
11. Правила улаштування електроустановок. – Харків: «Форт», 2009. 770 с.
12. Розрахунки релейного захисту та автоматики розподільчих мереж: Монографія. /М.А. Шабад. .: ПЕІПК, 2003. - 350 с.,

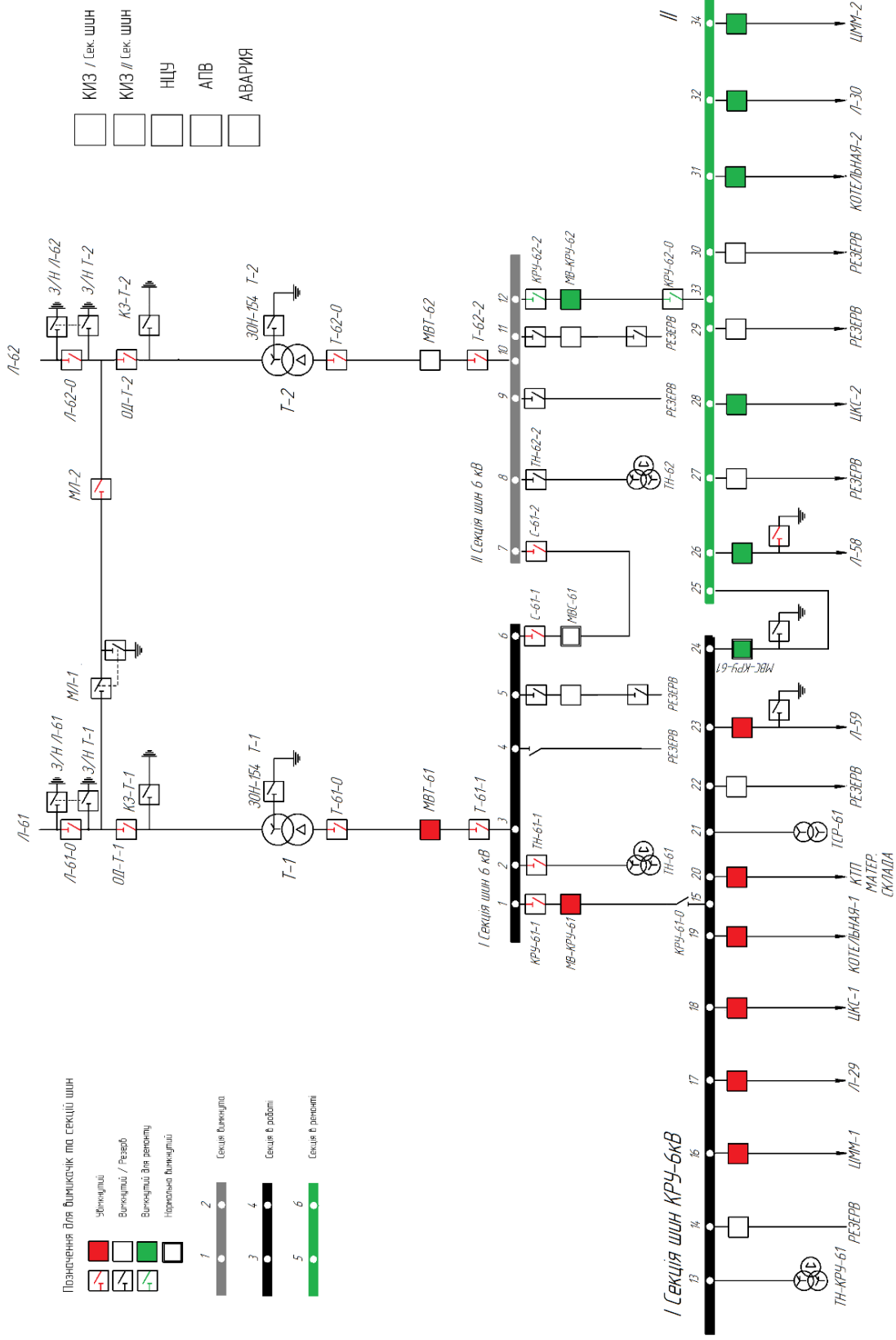
					ЕТФ.КНУ.РБ.141.24.305-03	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункова схема і схема заміщення



Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Мнемо схема підстанції



Позначення для відмітки по секції шин

- Зв'язаний
- Вилучений / Резерв
- Вилучений для ремонту
- Нормальна вилучення

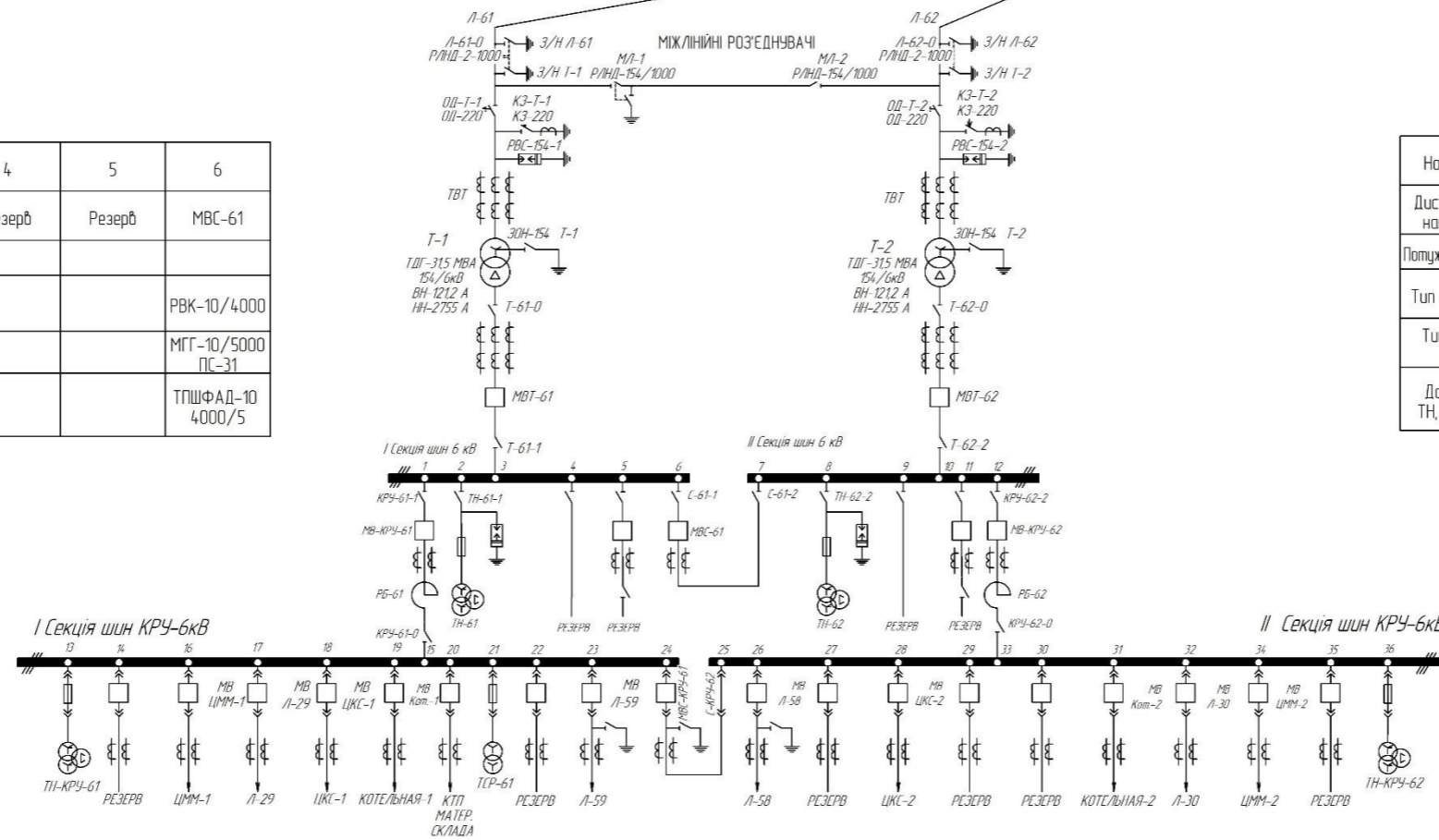
1 Секція вилучення
 2 Секція вилучення
 3 Секція в роботі
 4 Секція в роботі
 5 Секція в резерві
 6 Секція в резерві

КВЗ / Сек. ШИН
 КВЗ // Сек. ШИН
 НЦУ
 АПВ
 АВАРІЯ

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

ЛЗНІ-61 ат III Секція шин 150 кВ ГТНІ-4
 АСО-500 3535м
 ЛЗНІ-62 ат IV Секція шин 150 кВ ГТНІ-4
 АСО-500 3535м

Номер фідера	1	2	3	4	5	6
Диспетчерське найменування	МВ-КРУ-61	ТН-61	МВТ-61	Резерв	Резерв	МВС-61
Потужність Дб, Тр-ра		640 ВА				
Тип роз'єднувача	РВК-10/3000 РВЛ-10/2000	ТЗЛ-10/1000	РВК-10/2000 ПЧ-50			РВК-10/4000
Тип вимикача, приводу	МГГ-10/2000 ПЗ-2		МГГ-10/5000 ПС-31			МГГ-10/5000 ПС-31
Дані о ТТ, ТН, ПК, РВС, РБ	ТПФМ-1500/5 РБА-1500 А5%	НТМІ-6 ПКТУ-10 РВП-6	ТПШФАД-10 6000/5			ТПШФАД-10 4000/5



Номер фідера	7	8	9	10	11	12
Диспетчерське найменування	С-61-2	ТН-62	Резерв	МВТ-62	Резерв	МВ-КРУ-62
Потужність Дб, Тр-ра		640 ВА				
Тип роз'єднувача	РВК-10/4000	ТЗЛ-10/1000		РВК-10/6000 ПЧ-50		Р/ЛВ-10/2000 РВК-10/3000
Тип вимикача, приводу				МГГ-10/6000 ПС-31		МГГ-10/2000 ПЗ-2
Данні о ТТ, ТН, ПК, РВС, РБ		НТМІ-6 ПКТУ-10 РВП-6		ТПШФАД-10 6000/5		ТПФ-1500/5 РБА-1500 А5%

Номер фідера	13	14	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	34	35	36	
Диспетчерське найменування	ТН-КРУ-61	Резерв	МВ-ЦММ-1	МВ-Л-29	МВ-ЦКС-1	МВ-Ком-1	МВ-КТП МАТЕР. СКЛАДА	ТСР-61	Резерв	МВ-Л-59	МВС-КРУ-61	С-КРУ-62	МВ-Л-58	Резерв	МВ-ЦКС-2	Резерв	Резерв	МВ-Ком.2	МВ-Л-30	МВ-ЦММ-2	Резерв	ТН-КРУ-62	
Потужність Дб, Тр-ра	640 ВА							180 кВА															640 ВА
Тип роз'єднувача	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми	роз'єми
Тип вимикача, приводу			ВМГ-133 ПС-10	ВМГ-133 ПС-10	ВМГ-133 ПС-10	ВМГ-133 ПС-10		ТМСА 180 ПКТ-10	ВМП-10к	ВМП-10К ПЗВ-14	ВМП-10К ПЗВ-14		ВМП-10К ПЗВ-14		ВМГ-133 ПС-10			ВМГ-133 ПС-10	ВМГ-133 ПС-10	ВМГ-133 ПС-10			
Дані о ТТ, ТН, ПК, РВС	НТМІ-6 ПКТ-10 абт.100В АП50		ТПФМ 300/5	ТПФМ 300/5	ТПОЛ-1000/5	ТПОЛ 300/5				ТПЛ 400/5	ТПЛ 1000/5		ТПЛ-400/5		ТПОЛ 1000/5			ТПОЛ 300/5	ТПФМ 400/5	ТПФМ 300/5			НТМІ-6 ПКТ-10 абт.100В АП50
Тип, довжина КЛ			АСБ 3x240 282м	АСБ 3x150 600 м	ААБГ 3x185 360 м	АСБГ 3x185 675 м	АСБ 3x95 160 м	АСБГ 3x70 30 м		ААШВ 3x240 303м			ААШВ 3x240 309 м		ААБГ 3x185 410 м			АСБГ 3x185 660 м	ААБ 3x150 600 м	АСБ 3x240 260м			

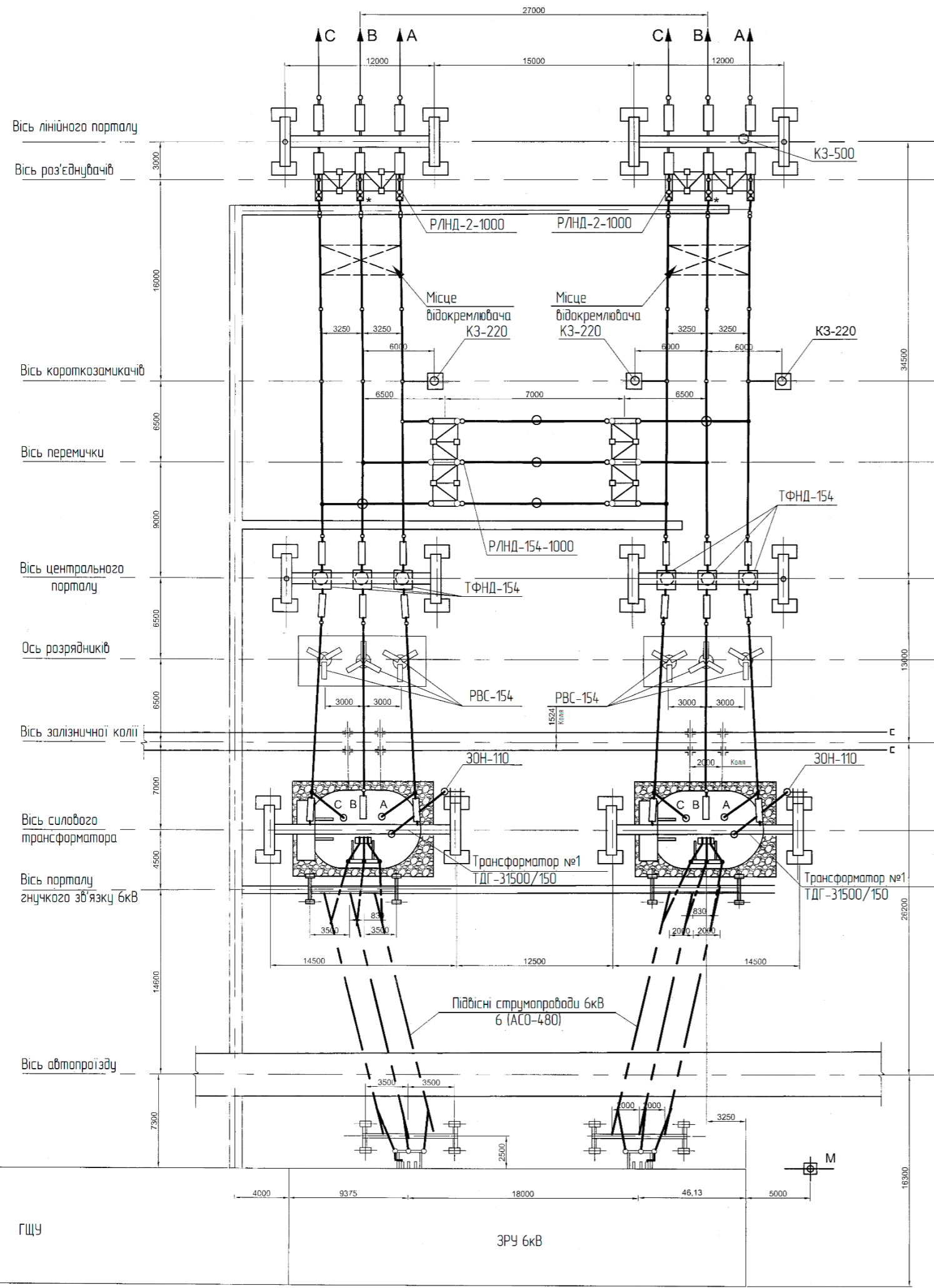
ЕТФ.КНУ.БР.141.24.305-03.СК1

Однолінійна схема

Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата
Розробив		Колесник В.Ю.		
Перевірів		Сінчук О.М.		
Консульт.				
Н. Контр.		Сінчук О.М.		
Затвердив		Пересунько І.І.		

Літ.	Маса	Масштаб
Н		
Лист	Листів	

КНУ
ЗЕЕМ-21СК



Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата
Розробив	Колесник В.Ю.			
Перевірів	Сінчук О.М.			
Консульт.				
Н. Контр.	Сінчук О.М.			
Затвердив	Пересунько І.І.			

ЕТФ.КНУ.БР.141.24.305-03.СК2

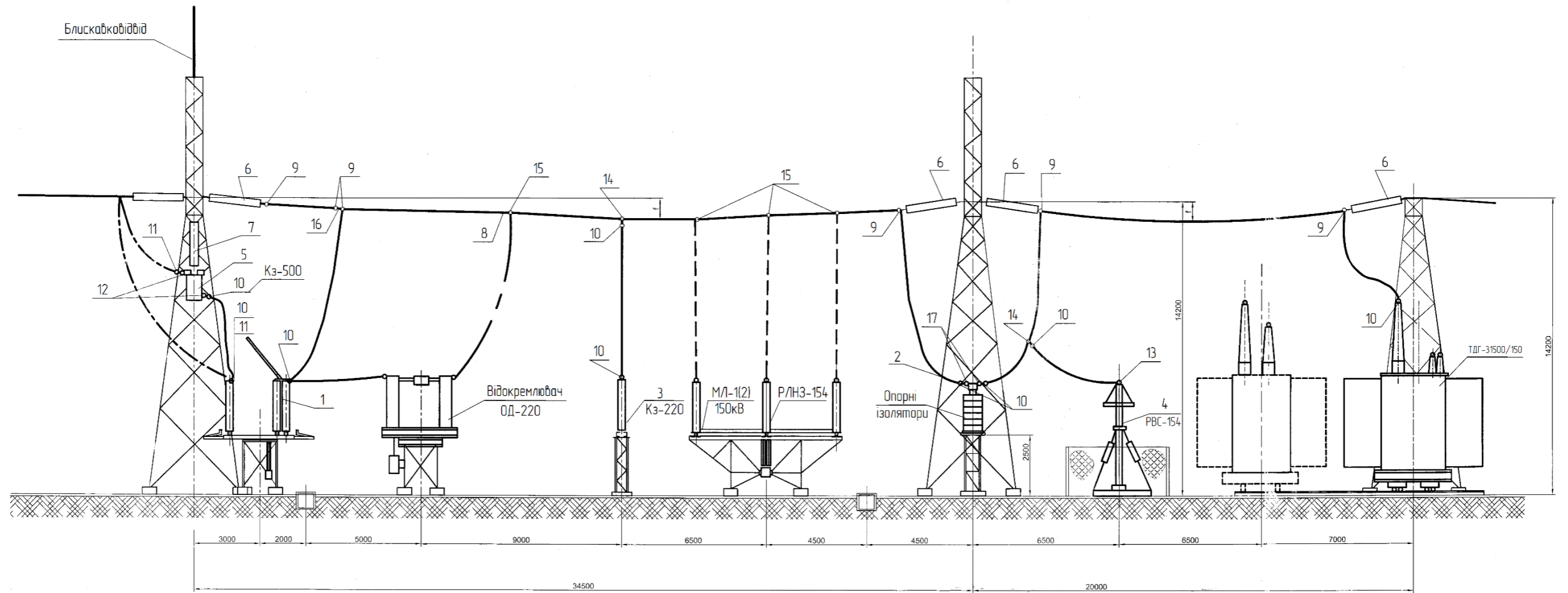
Схема заповнення ОРУ

Літ.	Маса	Масштаб
Н		
Лист	Листів	

КНУ
ЗЕЕМ-21ск

ГЩУ

ЗРУ 6кВ



№ п/п	найменування	Тип або марка	Характер или № черт Арисети	Од. Вим.	Кол	
					1Т	2Т
1	Роз'єднениель трёхполюсный с 2-мя комплектами заземляющих ножей с приборами ПРН 220	Р/ЛНД-220-1000	154кВ 600А	к-т	1	1
2	Трансформатор струму зовнішньої установки	ТФНД-154	Д/Д/0,5 600-1200А	шт	3	3
3	Короткозамикач однополюсный Фаза "С"	КЗ-220	220кВ	к-т	1	1
4	Розрядники віогітові	РВС-154	154кВ	к-т	3	3
5	Загороджувач в.ч. комплект з елементами налаштування	КЗ-500 12 ізоляторів	500А	шт	-	1
6	Гірлянда натяжна	НС-2 12 ізоляторів	154кВ 500А	шт	12	12
7	Гірлянда підтримуюча	ПМ-4.5	154кВ 500А	шт	-	1
8	Провід сталеалюмінієвий	АСО-322		м	275	275
9	Затискач натяжний болтовий	НБ-4	НБ-4-1	шт	18	18
10	Затискач апаратний з 2-ма отворами	А-2-А-300	А-2-А-300-1	шт	19	17
11	Те саме	А-2-А-400	А-2-А-400-1	шт	3	3
12	Те саме	А-2-М-240	А-2-М-240-1	шт		2
13	Те саме, з одним отвором	А-1-А-300	А-1-А-300-1	шт	3	3
14	Затискач відповідний роз'ємний	ОА-300	ОА-300-2	шт	4	4
15	Те саме, нероз'ємний	ОА-300	ОА-300-1	шт	6	6
16	Промланцюг прямий	Пр-16		шт	3	3
17	Планка перехідна	МТ 80x6	l=250мм	шт	6	6

				ЕТФ.КНУ.БР.141.24.305-03.СК3		
				Схема розріз секції лінія-трансформатор		
				<i>Літ.</i>		<i>Маса</i>
				<i>Лист</i>		<i>Листів</i>
				КНУ ЗЕЕМ-21СК		
<i>Зм. Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розробив</i>	Колесник В.Ю.					
<i>Перевірів</i>	Сінчук О.М.					
<i>Консульт.</i>						
<i>Н. Контр.</i>	Сінчук О.М.					
<i>Затвердив</i>	Пересунько І.І.					