

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ І.Л. Лебединський

"__" _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» на тему: Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ

Здобувача групи ЕТ-91 Дмитрієва Микити Дмитровича

(шифр групи)

(прізвище, ім'я, по батькові)

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.



_____ (підпис)

Микита Дмитрієв

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник _____ к.т.н., доцент Петро Василега

(посада, науковий ступінь, вчене звання, Ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

_____ (підпис)

Суми – 2023

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ _____ Кафедра електроенергетики
Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.
“ ____ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

Дмитрієва Микити Дмитровича

1.Тема роботи :« Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ»

затверджена наказом по університету № _____ від “ ____ ” _____ 20__ р.

2.Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2023 р.

3.Вихідні дані до роботи: графіки добового навантаження, схеманормального режиму роботи підстанції

4.Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

Вступ

1. Аналіз режимів роботи трансформаторної підстанції

2. Аналіз навантажень силових трансформаторів підстанції

3. Розрахунок параметрів та вибір комутаційних електричних апаратів

4. Аналіз навантажень трансформаторів власних потреб

5. Перевірка ошиновки розподільчих пристроїв

6. Розрахунок параметрів та вибір релейного захисту

7.Розрахунок зони захисту та висоти блискавковідводів

8. Охорона праці

9. Оформлення графічного матеріалу

10. Оформлення пояснювальної записки

Висновки

Список використаної літератури

5. Перелік обов'язкового графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень або плакатів)

1. Схема електричної підстанції до модернізації.

2. Схема електричної підстанції після модернізації.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз режимів роботи трансформаторної підстанції	До 22.03.2023	
2	Аналіз навантажень силових трансформаторів підстанції	До 10.04.2023	
3	Розрахунок параметрів та вибір комутаційних електричних апаратів	До 20.04.2023	
4	Аналіз навантажень трансформаторів власних потреб	До 11.05.2023	
5	Перевірка ошиновки розподільчих пристроїв	До 15.05.2023	
6	Розрахунок параметрів та вибір релейного захисту	До 20.05.2023	
7	Розрахунок зони захисту та висоти блискавковідводів	До 25.05.2023	
8	Охорона праці	До 27.05.2023	
9	Оформлення графічного матеріалу	До 29.05.2023	
10	Оформлення пояснювальної записки	До 31.05.2023	

Студент Дмитрієв М.Д.

(підпис)

Керівник роботи Василега П.О.

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 100, рис. 12, табл. 42,

Бібліографічний опис: Дмитрієв М. Д. Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. П. О. Васи́лега. Суми: Сумський державний університет, 2023. - 100 с.

Ключові слова: підстанція, трансформатор, напруга, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, силовий трансформатор, обмотки низької напруги, обмотки високої напруги, повітряна лінія, схема заміщення, схема нормального режиму роботи, розрахунок втрат електроенергії, заміна силових трансформаторів, ошиновка розподільчих пристроїв, блискавкозахист, релейний захист.

substation, transformer, voltage, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, power transformer, low voltage windings, high voltage windings, overhead line, substitution scheme, normal operating mode scheme, calculation of power losses, replacement of power transformers, wiring of distribution devices, lightning protection, relay protection.

Короткий огляд – Дана робота зосереджена на дослідженні ПС-110/6 кВ та проведенні аналізу режимів її роботи. На основі аналізу силових трансформаторів була запропонована їх заміна, що дозволить оптимізувати навантаження підстанції та зменшити витрати на їх обслуговування. Також було проведено аналіз навантажень трансформаторів власних потреб, результати якого були задовільними. Робота також включала розрахунок параметрів та вибір комутаційних електричних апаратів, в результаті якого була запропонована заміна секційного вимикача. Перевірка ошиновки розподільчих пристроїв була також проведена для забезпечення безпеки експлуатації. Додат-

ково, в роботі було проведено розрахунок параметрів та вибір релейного захисту ВРП-110 кВ з метою забезпечення надійності системи. Розрахунок зони захисту та висоти блискавковідводів був також здійснений для захисту підстанції від небезпеки потрапляння блискавки.

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

- АТ – акціонерне товариство
- БМР – будівельно-монтажні роботи
- ВН – висока напруга трансформатора
- ВП – власні потреби
- ВРП – відкритий розподільчий пристрій
- ДСНС – державна служба України з надзвичайних ситуацій
- ЕРС – електрорушійна сила
- ЗРП – закритий розподільчий пристрій
- КВЕ – касетний висувний елемент
- КЗ – коротке замикання
- КРП – комплектний розподільчий пристрій
- ЛВДС – лінійна виробничо-диспетчерська станція
- МЕК – міжнародна електротехнічна комісія
- НН – низька напруга трансформатора
- ОВіК – опалення, вентиляція та кондиціонування
- ОП – охорона праці
- ПВП – приймачі власних потреб
- ПЛ – повітряна лінія
- ПС – підстанція
- РЗА – релейний захист та автоматика
- РП – розподільчий пристрій
- РПН – регулювання напруги (трансформатора) під навантаженням
- ТП – трансформаторна підстанція
- ШР – щит розподільчий
- ЩЗО – щит зовнішнього освітлення
- ЩОА – щит аварійного освітлення

Зміст

ВСТУП.....	10
1. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ ...	11
1.1 Призначення підстанції на підприємстві.....	11
1.2 Конструкція підстанції	12
1.3 Висновки щодо роботи підстанції.....	26
2. АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕНЬ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЇ.....	28
2.1 Теоретичні відомості	28
2.2 Перевірка трансформаторів ТДН-16000/110.....	30
2.3 Розрахунок втрат електроенергії в силових трансформаторах	35
2.4 Висновки щодо роботи силових трансформаторів підстанції	41
3. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТА ВИБІР КОМУТАЦІЙНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ	43
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання.....	43
3.2 Аналіз роботи комутаційних електричних апаратів	47
4. АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕНЬ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ	54
5. ПЕРЕВІРКА ОШИНОВКИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ	59
6. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТА ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	66
7. РОЗРАХУНОК ЗОНИ ЗАХИСТУ ТА ВИСОТИ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ	76
7.1 Теоретичні відомості	76
7.2 Розрахунок зон захисту та висоти блискавковідводів	78
8. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	84

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Дмитрієв			Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ	Лит.	Лист	Листів
Перевір.		Василега					8	100
Реценз.						СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

ВИСНОВОК.....	92
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	94
ДОДАТКИ.....	97
ДОДАТОК А.....	98
ДОДАТОК Б.....	99
ДОДАТОК В.....	100

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						9
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ВСТУП

На сьогоднішній день енергосистема України перебуває в тяжкому стані через постійні масові ракетні обстріли з боку росії. Руїнувань зазнали як звичайні цивільні будівлі, так і об'єкти інфраструктури країни. Велика кількість станцій, підстанцій та ліній електропередач знаходяться в повному або частково зруйнованому стані. Це призводить до перевантажень або недовантажень мережі, що прискорює вихід з ладу обладнання на енергетичних об'єктах, що в свою чергу призводить до виникнення аварійних ситуацій та аварій цих об'єктів. Щоб уникнути таких ситуацій, необхідно: вчасно робити заміну зношеного обладнання (наприклад, силових трансформаторів підстанцій), робити більш точні розрахунки та оптимальний розподіл споживачів відповідно їх навантаження на мережу, щоб уникнути перевантаження або недовантаження електромережі.

В цій роботі ми зробимо аналіз роботи підстанції ПС-110/6 кВ «Броди», яка знаходиться в селі Смільне Львівської області. Підстанція є важливою частиною електромережі, яка призначена для прийому, перетворення та розподілу електричної енергії. Відключення з мережі хоча б однієї підстанції приведе до знеструмлення частини споживачів, які до неї підключені, та підвищення навантаження інших підстанцій цієї мережі. Тому аналіз роботи підстанцій та своєчасна модернізація їх обладнання є необхідною дією для уникнення наслідків, такі як пожежі, людські жертви та зупинення роботи великих підприємств.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

1. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

1.1 Призначення підстанції на підприємстві

Об'єкт дослідження – ПС-110/6 кВ, яка знаходиться на території АТ «Укртранснафта». Це підприємство займається транспортуванням нафти трубопровідним транспортом на нафтопереробні підприємства України, а також транзитом нафти до країн Східної та Центральної Європи. Загальна довжина нафтопроводів - 4,7 тис. км. Компанія посідає друге місце за величиною нафтотранспортної системи у Європі.

Досліджувана підстанція призначена для живлення потужних електродвигунів, які приводять у роботу нафтоперекачувальні насоси та залізничної наливної естокади.



Рисунок 1.1 — Вигляд підстанції ПС-110/6 кВ «Броди»

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Дмитрієв</i>						
<i>Перевір.</i>		<i>Василега</i>					<i>11</i>	<i>100</i>
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

1.2 Конструкція підстанції

Обрана підстанція має декілька класів напруги: 110 кВ та 6 кВ. ПС-110/6 кВ «Броди» за стандартних умов функціонує як тупикова підстанція; але за необхідності може працювати як прохідна підстанція, й за допомогою перемички виконувати транзит потужності через шини ПС між вузлами мережі. ПС заживлюється від повітряної лінії ПЛ-110кВ "Заболотці-Броди" та ПЛ-110кВ "Радивилі", які підключені через два силових трансформатори на 16 МВА (позначених на схемі 1 як Т1 та Т2) до секцій шин 6 кВ.

На відкритому розподільчому пристрої ВРП-110 кВ, виконаного за схемою 110-3, встановлені два силових трансформатори ТДН-16000/110 МВА (класу напруги 110/6 кВ), що розташовані на відкритій частині підстанції. Зі сторони ВН встановлені елегазові вимикачі ЛТВ-145D1/В та секційний вимикач МКП-110М-1000/630. Схема РП 110-3 або схема «місток з вимикачем в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній» застосовується на стороні ВН прохідних підстанцій для розсічення транзитної лінії. На ПС транзит потужності відбувається завдяки автоматичній перемичці, що містить вимикач. Також у цій схемі передбачені ще два вимикачі, які встановлені з боку ВН ліній.

Розподільчий пристрій обмотки низької напруги(НН) на 6 кВ виконано закритим (ЗРП) за схемою 10(6)-8 (дві секції шин з двома шинними мостами, в котрих розташовані 35 комірок на 6 кВ).

На підстанції встановлено таке обладнання:

1) Вимикачі:

1.1) Вимикачі на напрузі 110 кВ:

— **Вимикач ЛТВ-145D1/В** – це високовольтний елегазовий вимикач із дугогасильним пристроєм автокомпресійного типу (Auto-Puffer™). Вимикач має відносно невеликий час спрацювання при значних значеннях струму

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

(в порівнянні з більш старими версіями вимикачів). Вимикачі типу LTB зазвичай використовують з ізоляторами із порцеляни або з композитними ізоляторами.

— Керування вимикачем може бути триполюсним або пополюсним; воно здійснюється механізмами керування типу BLK та FSA1 з моторно-пружинними приводами або Motor Drive (цифровий сервопривод з електронною системою керування).

Термін експлуатації вимикача LTB 145D1/B складає понад 30 років або 10000 механічних операцій (без навантаження).

Таблиця 1.1 — Технічна характеристика вимикача LTB-145D1/B за даними МЕК

Тип вимикача	LTB-145D1/B	
	Одиниці вимірювання	Величини
Номінальна напруга	кВ	145
Номінальний струм	А	3150
Номінальна частота	Гц	50/60
Параметри струму ввімкнення		
— Найбільший пік	кА	102
— Початкове діюче значення періодичної складової	кА	40
Нормальний зміст аперіодичної складової	%	50
Випробовувана напруга грозового імпульсу		
— відносно землі та між фазами	кВ	650
— між контактами	кВ	650
Струм термічної стійкості (3 с)	кА	40
Номінальний струм відключення при короткому замиканні	кА	40
Власний час відключення	мс	22
Повний час відключення	мс	40
Власний час включення	мс	< 40
Час безструмової паузи	мс	300

— **Вимикач МКП-110М-1000/630** – це масляний високовольтний вимикач, який має дугогасильний пристрій, що представляє собою камеру багаторазового розриву дуги з шунтом. Камера працює за принципом масляного дуття від багатьох генерувальних проміжків. Вимикач розрахований на роботу на відкритих частинах станцій та підстанцій потужних енергетичних систем.

Конструкція вимикача МКП-110М передбачає наявність комплекту з трьох полюсів, об'єднаних в один агрегат за допомогою міжфазних з'єднувальних тяг.

Керування вимикачем здійснюється одним спільним для трьох полюсів підвісним електромагнітним приводом постійного струму типу ШПЕ-33.

Таблиця 1.2 — Технічна характеристика вимикача МКП-110М-1000/630

Тип вимикача	МКП-110М-1000/630	
	Одиниці вимірювання	Величини
Номінальна напруга	кВ	110
Максимальна робоча напруга	кВ	126
Номінальний струм	А	1000
Номінальна частота	Гц	50/60
Струм термічної стійкості (3 с)	кА	20
Номінальний струм відключення	кА	20
Параметри струму ввімкнення		
— Найбільший пік	кА	52
— Початкове діюче значення періодичної складової	кА	20
Власний час відключення	с	0,5
Повний час відключення	с	0,055-0,08
Час безструмової паузи	с	0,7-0,8

1.2) Вимикачі на напрузі 6 кВ:

— **Вимикачі ВМПЕ-10/630, ВМП-10К/600 та ВКЕ-М-10-20/630** – це масляні високовольтні вимикачі встановлені на лініях, що відходять від шин низької напруги ПС, які передають електроенергію до споживачів. Вони використовують масло як діелектричну речовину для ізоляції електричних контактів і ефективного вимкнення електричних колів у випадку необхідності обслуговування, ремонту або аварійних ситуацій.

Таблиця 1.3 — Технічна характеристика вимикачів ВМПЕ-10/630, ВМП-10К/600 та ВКЕ-М-10-20/630

Тип вимикача	Одиниці вимірювання	ВМПЕ-10/630	ВМП-10К/600	ВКЕ-М-10-20/630
		Величини	Величини	Величини
Номинальна напруга	кВ	10	10	10
Максимальна робоча напруга	кВ	12	12	12
Номинальний струм	А	630	600	630
Номинальна частота	Гц	50	50	50
Струм термічної стійкості (кА/с)	кА	20/8	20/4	20
Номинальний струм відключення	кА	20	20	20
Параметри струму ввімкнення				
— Найбільший пік	кА	52	52	52
— Початкове діюче значення періодичної складової	кА	20	20	20
Повний час відключення	с	0,095	0,11	0,095

— **Вимикач ВМП-10К/1500** – це також масляний високовольтний вимикач, який на відміну від попередніх виконує функцію секційного вимикача. Секційні вимикачі використовуються для вимкнення та увімкнення окремих ділянок електричної мережі з метою забезпечення безпеки під час обслуговування або ремонту, а також для визначення місця збою в мережі. Він

також використовує масло як діелектричну речовину для ізоляції електричних контактів.

Таблиця 1.4 — Технічна характеристика вимикача ВМП-10К/1500

Тип вимикача	ВМП-10К/1500	
	Одиниці вимірювання	Величини
Номінальна напруга	кВ	10
Максимальна робоча напруга	кВ	12
Номінальний струм	А	1500
Номінальна частота	Гц	50
Струм термічної стійкості (4 с)	кА	20
Номінальний струм відключення	кА	20
Параметри струму ввімкнення		
— Найбільший пік	кА	52
— Початкове діюче значення періодичної складової	кА	20
Повний час відключення	с	0,11

— **Вимикач TER_VCB15_LD1_D (20_630 А)** – це вакуумний вимикач, що використовує модуль ВВ типу ISM15_LD_1(67). Він не має модуля управління, але оснащений розетковим контактом TER_CBunit_ColletCon_1 діаметром 36 мм. Також включає в себе електромонтаж TER_CBkit_AuxWiring_4(1) з додатковою ізоляцією за допомогою ковпаків, перегородок та термоусадки. Вимикач має кронштейн для переміщення штоков, але не має електромагнітного блокування та лічильника комутацій. Цей вимикач вмонтований в КВЕ-6,13/630-6.

КВЕ (касєтний висувний елемент) - це елемент, який призначений для використання в комплектних розподільних пристроях (КРП) з середнім розташуванням комутаційного відсіку. КВЭ використовується для комутації електричних ланцюгів у нормальних та аварійних режимах у КРП внутрішньої та

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						16
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

двоколонкового апарату з розворотом головних ножів у горизонтальній площині, та складається з таких елементів, як-от: цоколь, ізоляційні колони, струмопровідна система та заземлювальний пристрій.

Таблиця 1.6 — Технічна характеристика роз'єднувача РДЗ-110/1000

Тип роз'єднувача	РДЗ-110/1000	
	Одиниці вимірювання	Величини
Номінальна напруга	кВ	110
Максимальна робоча напруга	кВ	126
Номінальний струм	А	1000
Струм електродинамічної стійкості	кА	63
Струм термічної стійкості	кА	25
Граничний наскрізний струм	кА	63
Номінальна частота	Гц	50/60
Допустимий струм навантаження для значень температури повітря +20°C; 0°C; -20°C	А	1200
Час протікання струму термічної стійкості		
— для головних ножів	с	3
— для заземлювальних ножів	с	1

3) Розрядники:

— **Розрядники РВП-6кВ, РВС-110 кВ та РВС-35 кВ** – це вентиляльні розрядники, які призначені для захисту обладнання електроустановок від комутаційних та атмосферних перенапруг та для уникнення пробою ізоляції і пошкодження обладнання на ПС.

Основними елементами вентиляного розрядника РВП-6кВ є іскрові проміжки та нелінійні послідовно підключені резистори, які включаються послідовно між струмопровідним проводом та землею ізоляції. А розрядники РВС-110 кВ та РВС-35 кВ окрім іскрових проміжків та нелінійних послідовно підключених резисторів ще мають шунтові резистори, які йдуть паралельно іск-

ліндра з іншої сторони приєднаний статичний контакт з пристроєм, що складається з труби (в основному алюмінієвої), на яку кріпиться кругла пластинка з валом. Такий пристрій називається ножем заземлення. Ніж з'єднується з фазним дротом лінії та входить у фазу заземлення другим кінцем.

Таблиця 1.8 — Технічна характеристика заземлювача ЗОН-110-II T1

Тип заземлювача	ЗОН-110-II T1	
	Одиниці вимірювання	Величини
Номинальна напруга	кВ	110
Максимальна робоча напруга	кВ	126
Номинальний струм	А	400
Струм електродинамічної стійкості	кА	16
Струм термічної стійкості	кА	6,3
Час протікання струму термічної стійкості	с	3
Номинальна частота	Гц	50

5) Силкові трансформатори:

— **Трансформатор ТДН-16000/110** – це трифазний силовий двообмотковий трансформатор масляного типу з природною циркуляцією масла та примусовою циркуляцією повітря і з встановленим на ньому приладом регулюванням напруги під навантаженням (РПН), який має діапазон регулювання $\pm 9 \cdot 1,78\%$ з боку ВН. Призначений цей силовий трансформатор для перетворення змінного струму напруги 110 кВ в змінний струм напруги 6 кВ для подальшої передачі й розподілу електроенергії між споживачами.

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Таблиця 1.9 — Технічна характеристика трансформатора ТДН-16000/110

Тип трансформатора		ТДН-16000/110
Номінальна потужність, МВА		16
Межі регулювання		$\pm 9*1,78\%$
Каталожні дані	Напруга обмоток	
	— ВН	115
	— НН	6,6, 11
	$U_k, \%$	10,5
	$\Delta P_k, \text{кВт}$	85
	$P_x, \text{кВт}$	19
	$I_x, \%$	0,7
Розрахункові дані	$R_T, \text{Ом}$	4,38
	$X_T, \text{Ом}$	86,7
	$\Delta Q_x, \text{кВАр}$	112

б) Трансформатор напруги:

— **Трансформатор напруги НКФ-110кВ** – це однофазний каскадний масляний одноблочний трансформатор напруги, який призначений для живлення електричних вимірювальних приладів, захисних пристроїв в електричних системах змінного струму частотою 50 Гц.

Трансформатор напруги НКФ-110 складається з одного блоку, активна частина якого знаходиться в порцеляновій покривці, що заповнена трансформаторним маслом. Активна частина трансформатора складається з магнітопроводу, первинних та вторинних обмоток з високовольтною ізоляцією та інших допоміжних деталей, які скріплюють трансформатор в єдину конструкцію.

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Таблиця 1.10 — Технічна характеристика трансформатора НКФ-110-83У1

Тип трансформатора	НКФ-110-83У1
Клас напруги, кВ	110
Схема з'єднання	1/1/1-0-0
Напруга обмоток	
— Номінальна напруга первинної обмотки, кВ	$110/\sqrt{3}$
— Номінальна напруга основної вторинної обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
— Номінальна напруга додаткової вторинної обмотки, В	100
Клас точності основних вторинних обмоток	0,5; 1; 3
Клас точності додаткової вторинної обмотки	3
Номінальна потужність основної вторинної обмотки при класі точності, В*А	
— 0,5	400
— 1	600
— 3	1200
Номінальна потужність основної вторинної обмотки при класі точності 3, В*А	1200
Гранична потужність, В*А	2000

7) Трансформатори струму:

— **Трансформатор струму ТФНД-110М** – це однофазний опорний вимірювальний трансформатор струму, призначений для перетворення великого змінного струму в струм, який може бути направлений та оброблений вимірювальними приладами. Також цей трансформатор можна використовувати для живлення обмоток вимірювальних приладів, реле захисту та автоматики, приладів контролю, сигналізації тощо. Ще трансформатор струму серії ТФНД має функцію відділення кіл високої напруги від кіл вимірювальних приладів і релейних захистів для забезпечення безпеки робітників.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Трансформатор ТФНД-110М складається з первинної двосекційної обмотки для отримання коефіцієнтів трансформації та трьох вторинних обмоток, дві з яких мають клас точності Р та призначенні для релейного захисту. А остання обмотка класу 0,5 призначена для вимірювання струму. Усі обмотки розміщені в порцеляновій покривці, що заповнена трансформаторним маслом.

Таблиця 1.11 — Технічна характеристика трансформатора ТФНД-110М

Тип трансформатора	ТФНД-110М
Номінальна напруга, кВ	110
Максимальна робоча напруга, кВ	126
Номінальний струм, А	
— Первинний	100
— Вторинний	5
Варіанти виконання вторинних обмоток	0,5/10Р/10Р
Клас точності / позначення вторинних обмоток	0,5/10Р
Номінальне навантаження при класі точності, В*А	
— 0,5	1,2
— 1	4
— 3	—
Струм електродинамічної стійкості	20
Термодинамічна стійкість (кратність/допустимий час од/с)	4/3
Номінальна гранична кратність вторинної обмотки для захисту	20

— **Трансформатор ТВТ-110** – це трансформатор струму, який вбудований в силовий трансформатор ТДН-16000/110 МВА підстанції та призначений для передачі сигналу та живлення перетвореним змінним струмом вимірювальних приладів, пристроїв захисту, автоматики, сигналізації, тощо.

Трансформатори серії ТВТ складається з кільцевого магнітопроводу (з електротехнічної сталі) та намотаної на нього вторинної обмотки з рядом відгалужень, що призначені для отримання різних коефіцієнтів трансформації. Первинною обмоткою слугують вводи силового трансформатора, в нашому випадку ТДН-16000/110. Для роботи в перехідному режимі на магнітопровід наносять часткові надрізи.

Таблиця 1.12 — Технічна характеристика трансформатора ТВТ-110

Тип трансформатора	ТВТ-110
Номінальна напруга вводу трансформатора, кВ	110
Первинний струм (враховуючи відгалуження) , А	
— Номінальний	150
— Максимальний робочий	160
Номінальний коефіцієнт трансформації при номінальному вторинному струмі, А	
— 1	150/1
— 5	150/5
Номінальне вторинне навантаження при класі точності 10 та вторинному струмі, А	
— 1	15
— 5	0,6
Номінальна гранична кратність	12
Термодинамічна стійкість (кратність/час од/с)	25/3

— **Трансформатор струму ТВ-110** – це трансформатор струму , який вбудований в корпус масляного вимикача МКП-110М-1000/630 та призначений для передачі сигналу та живлення перетвореним змінним струмом вимірювальних приладів, пристроїв захисту, автоматики, сигналізації, тощо.

Трансформатор ТВ-110 складається з однієї вторинної обмотки, яка намотується на коробку, в яку укладений магнітопровід. Первинною обмоткою трансформатора слугує струмопровід вимикача МКП-110М-1000/630.

Таблиця 1.13 — Технічна характеристика трансформатора ТВ-110

Тип трансформатора	ТВ-110
Кліматичне виконання	У2
Клас напруги вводу вимикача, кВ	110
Варіант виконання	600/5
Номінальний струм, А	
— Первинний	200
— Вторинний	5
Варіанти виконання вторинних обмоток	0,5/10Р/10Р
Клас точності / позначення вторинних обмоток	0,5/10Р
Номінальне вторинне навантаження при класі точності, В*А	
— 1	—
— 3	0,4
— 10	1,2
Номінальна гранична кратність	22
Термодинамічна стійкість (струм, кА/час, с)	20/3

8) Трансформатори власних потреб:

— **Трансформатор TSZ(ТСЗ)-100-6/0,4** – це сухий силовий трансформатор, який має захисний кожух (ступень захисту IP00) з природним повітряним охолодженням. У нашому випадку трансформатор ТСЗ-100 виконує функцію трансформатора власних потреб.

Трансформатор серії ТСЗ складається з магнітопроводу, виконаного з холоднокатаної сталі, нижчої та вищої обмоток, які за технологією литої ізоляції покривають компаундом, та захисного кожуха.

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Таблиця 1.14 — Технічна характеристика трансформатора TSZ(ТСЗ)-100-6/0,4

Тип трансформатора	ТСЗ-100-6/0,4
Номинальна потужність, кВА	100
Напруга обмоток, кВ	
— ВН	6
— НН	0,4
ΔP_k , Вт	2000
P_x , Вт	440
U_k , %	6
I_x , %	0,8

Також на ПС знаходяться: ОПК, в котрій розташовані панелі керування (приєднаннями 110 кВ та 6 кВ), щит власних потреб, батареї статичних конденсаторів I-I та II-II потужністю 1800 кВар з автоматичним регулюванням, шафа АСУ для керування приєднаннями 6 кВ та приміщення оперативного струму з шафою постійного струму.

1.3 Висновки щодо роботи підстанції

Розглянувши характеристики та основні елементи ПС-110/6 кВ «Броди» можемо побачити, що ця підстанція відіграє важливу роль для АТ «Укртранснафта», заживлюючи електроенергією як саму ЛВДС «Броди», так і необхідне обладнання, таке як багатопотужні електродвигуни, які приводять у роботу нафтоперекачувальні насоси (найважливіше електрообладнання для навтотранспортувальної компанії). Також завдяки можливості станції працювати в транзитному режимі можливе з'єднання двох ліній ПЛ-110 кВ "Заболотці-Броди" та ПЛ-110 кВ "Радивилі" в одну мережу й заживлення інших важливих об'єктів, які тимчасово втратили своє джерело живлення.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Так як електрозабезпечення навтотранспортувального обладнання суттєво важливо для підприємства – його втрата може призвести до великих економічних збитків та колапсу всього підприємства. Саме тому необхідно підтримувати ПС в належному стані та вчасно замінювати та модернізувати її обладнання.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		27

2. АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕНЬ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Теоретичні відомості

Силовий трансформатор - це електричний прилад, який використовується для зниження або підвищення напруги в електричних системах з метою передачі або розподілу електроенергії. Силові трансформатори зазвичай використовуються для перетворення високої напруги, яка використовується в електричних мережах передачі електроенергії, на низьку напругу, яка використовується в електричних мережах розподілу електроенергії для використання споживачами. Вони також використовуються для забезпечення ізольованого джерела живлення в електронних пристроях і системах. Основними параметрами силового трансформатора є його потужність, номінальна напруга, коефіцієнт трансформації, ефективність та діапазон робочих частот. Він може бути використаний як для однофазного, так і для трьохфазного живлення.

На досліджуваній ПС силові трансформатори відповідають за перетворення високої напруги, що надходить з генеруючих станцій по магістральних лініях, на напругу, яка є безпечною для живлення споживачів. Отже, перевірка стійкості силових трансформаторів до навантажень при нормальних та аварійних режимах є дуже важливою процедурою для забезпечення безпеки та стабільності роботи самої підстанції. Зокрема, якщо дані силові трансформатори ТДН-16000/110 перебувають в експлуатації з 1980 року та знаходяться в не в кращому стані, то перевірка стійкості їх до навантажень може допомогти виявити можливі проблеми та ризики їхньої подальшої експлуатації.

Добові графіки навантаження є важливим інструментом для аналізу та

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	Дмитрієв				Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	Василега						28	100
<i>Реценз.</i>						СумДУ ЕТ-91		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	Лебединський							

оцінки роботи силових трансформаторів в різні періоди часу. Вони можуть допомогти виявити зростання навантаження на трансформаторі в залежності від часу, якість передачі електроенергії, ефективність роботи системи контролю та захисту, а також інші проблеми, які можуть виникати в процесі експлуатації. З даних за січень 2023 оберемо день з найбільшим завантаженням трансформаторів (це буде 27.01.2023) й занесемо його данні в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 — Добове навантаження трансформаторів

Час	Навантаження Т1, кВт/кВАр		Навантаження Т2, кВт/кВАр	
	Активне	Реактивне	Активне	Реактивне
00:00-01:00	19,80000	50,60000	4134,90000	242,00000
01:00-02:00	19,80000	49,50000	4111,80000	236,50000
02:00-03:00	19,80000	49,50000	4101,90000	246,40000
03:00-04:00	19,80000	50,60000	4101,90000	242,00000
04:00-05:00	19,80000	49,50000	4089,80000	247,50000
05:00-06:00	19,80000	48,40000	4076,60000	233,20000
06:00-07:00	19,80000	49,50000	4066,70000	224,40000
07:00-08:00	19,80000	49,50000	3801,60000	140,80000
08:00-09:00	18,70000	46,20000	3841,20000	167,20000
09:00-10:00	3207,60000	179,30000	616,00000	61,60000
10:00-11:00	3836,80000	191,40000	0,00000	0,00000
11:00-12:00	3961,10000	200,20000	0,00000	0,00000
12:00-13:00	3943,50000	189,20000	0,00000	0,00000
13:00-14:00	3867,60000	167,20000	0,00000	0,00000
14:00-15:00	3835,70000	110,00000	0,00000	0,00000
15:00-16:00	2137,30000	47,30000	0,00000	0,00000
16:00-17:00	2109,80000	60,50000	34,10000	9,90000
17:00-18:00	47,30000	41,80000	2003,10000	235,40000
18:00-19:00	18,70000	51,70000	1998,70000	246,40000
19:00-20:00	18,70000	53,90000	1994,30000	250,80000
20:00-21:00	19,80000	53,90000	2004,20000	255,20000
21:00-22:00	17,60000	44,00000	2018,50000	270,60000
22:00-23:00	18,70000	46,20000	2030,60000	240,90000
23:00-24:00	18,70000	46,20000	2247,30000	248,60000

2.2 Перевірка трансформаторів ТДН-16000/110

Силовий трансформатор Т1 отримує електроенергію через ПЛ-110кВ "Заболотці-Броди", яка має довжину 23,4 км, а трансформатор Т2 – через ПЛ-110кВ "Радивилі" довжиною 12,3 км. Розрахуємо повну погодинну потужність, взявши дані з таблиці 2.1, через формулу (1.1):

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \quad (1.1)$$

Занесемо отримані дані в таблицю 2.2:

Таблиця 2.2 — Повне добове навантаження трансформаторів

Час	Навантаження Т1, кВА	Навантаження Т2, кВА
00:00-01:00	54,3360	4141,9756
01:00-02:00	53,3131	4118,5958
02:00-03:00	53,3131	4109,2939
03:00-04:00	54,3360	4109,0324
04:00-05:00	53,3131	4097,2821
05:00-06:00	52,2934	4083,2646
06:00-07:00	53,3131	4072,8865
07:00-08:00	53,3131	3804,2065
08:00-09:00	49,8410	3844,8372
09:00-10:00	3212,6074	619,0723
10:00-11:00	3841,5711	0
11:00-12:00	3966,1560	0
12:00-13:00	3948,0361	0
13:00-14:00	3871,2124	0
14:00-15:00	3837,2770	0
15:00-16:00	2137,8233	0
16:00-17:00	2110,6673	35,5080
17:00-18:00	63,1231	2016,8844
18:00-19:00	54,9780	2013,8308
19:00-20:00	57,0517	2010,0082
20:00-21:00	57,4217	2020,3823
21:00-22:00	47,3895	2036,5575
22:00-23:00	49,8410	2044,8396
23:00-24:00	49,8410	2261,0085

Як видно з отриманих даних, трансформатор Т2 був вимкнений у продовж 6 годин для виконання ремонтних робіт на підстанції.

На основі отриманих даних побудуємо два графіки для кожного з трансформаторів:



Рисунок 2.1 — Графік навантаження трансформатора Т1



Рисунок 2.2 — Графік навантаження трансформатора Т2

Як видно з графіків, силові трансформатори постійно недовантажені й в піку мають завантаженість десь на 25% від номінального значення, а в деякий час трансформатори взагалі мають завантаження менш ніж на 1% від номіналу.

Тепер визначимо початкове навантаження еквівалентного графіка трансформаторів за формулою (1.2):

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.2)$$

де S_1, S_2-S_n – відповідно навантаження першої, другої, n-ї ступенів графіка навантаження, розміщених нижче лінії номінальної потужності трансформатора, $t_1, t_2, \dots t_n$ – тривалість ступіні, год.

$$K_{1(T1)} = \frac{1}{16000} \times \sqrt{\frac{54,34^2 + 53,31^2 + 53,31^2 + 54,34^2 + 53,31^2 + 52,29^2 + 53,31^2 + \dots + 49,84^2}{24}} = 0,1245.$$

$$K_{1(T2)} = \frac{1}{16000} \times \sqrt{\frac{4141,98^2 + 4118,6^2 + 4109,29^2 + 4109,03^2 + 4197,28^2 + \dots + 2261,01^2}{24}} = 0,1699.$$

Так як для визначення другого ступеню еквівалентного графіка трансформатора треба брати ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора, то в нас він буде відсутній.

Проаналізувавши отримані дані можемо зробити висновок, що ці силові трансформатори рекомендовано було б замінити. Таке рішення є цілком обґрунтованим.

По-перше, термін експлуатації даних трансформаторів становить 43 роки, що може свідчити про їх зношеність й необхідність здійснювати регулярний ремонт і обслуговування, яке з часом може стати дорожчим за

										Арк.
										32
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

придбання нових трансформаторів. Також, незважаючи на те, що трансформатор може продовжувати працювати, його довгий термін експлуатації може впливати на надійність та безпеку його роботи.

По-друге, пікове навантаження трансформаторів становить лише 26%, що може свідчити про те, що трансформатор є занадто потужним для потреб підприємства. Це може призводити до зайвих витрат на електроенергію, оскільки недостатньо використовується потенційна потужність трансформатора.

Отже, заміна силових трансформаторів ТДН-16000/110 може бути вигідною для підприємства з точки зору економії коштів та забезпечення безпеки виробництва. Тому замінимо ці трансформатори на нові з меншим номіналом, а саме ТМН-6300/110. Нижче в таблиці 2.3 наведемо його паспортні дані:

Таблиця 2.3 — Технічна характеристика трансформатора ТМН-6300/110

Тип трансформатора		ТМН-6300/110
Номінальна потужність, МВА		6,3
Межі регулювання		$\pm 9*1,78\%$
Каталожні дані	Напруга обмоток	
	— ВН	115
	— НН	6,6, 11
	$U_k, \%$	10,5
	$\Delta P_k, \text{кВт}$	44
	$P_x, \text{кВт}$	11,5
	$I_x, \%$	0,8
Розрахункові дані	$R_T, \text{Ом}$	14,7
	$X_T, \text{Ом}$	220,4
	$\Delta Q_x, \text{кВАр}$	50,4

Перебудуємо два графіки для нових трансформаторів:

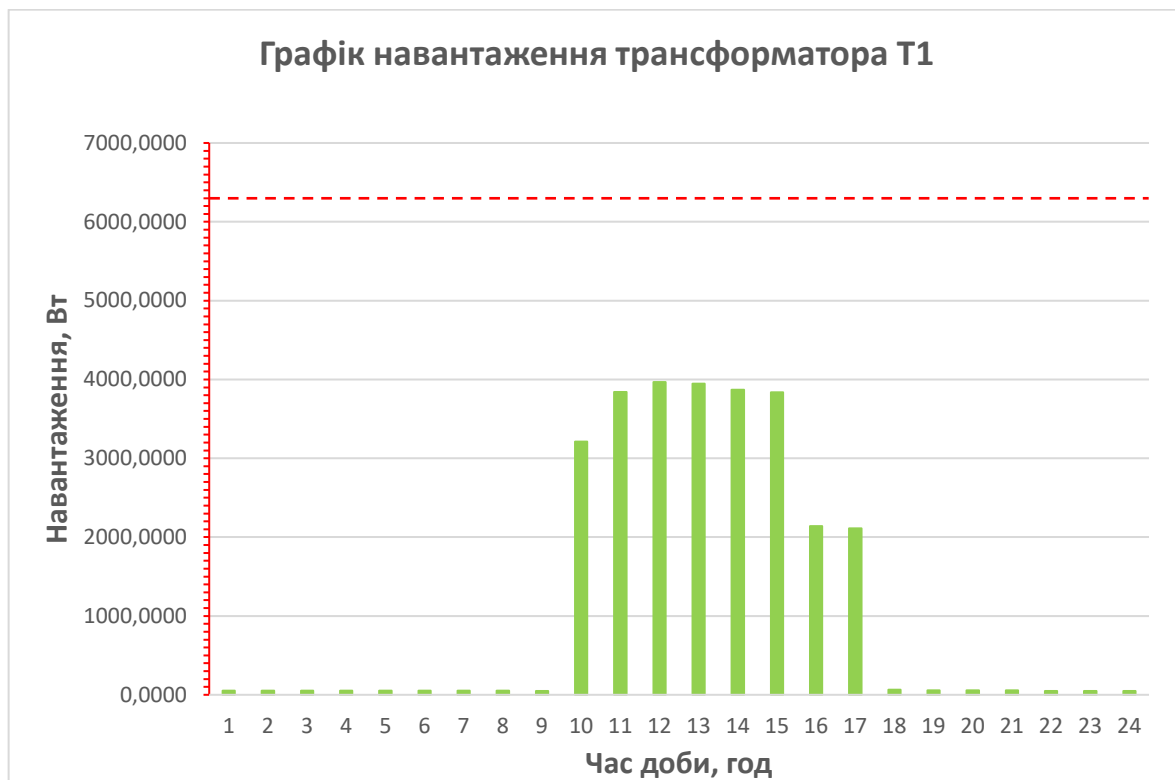


Рисунок 2.1 — Графік навантаження трансформатора Т1

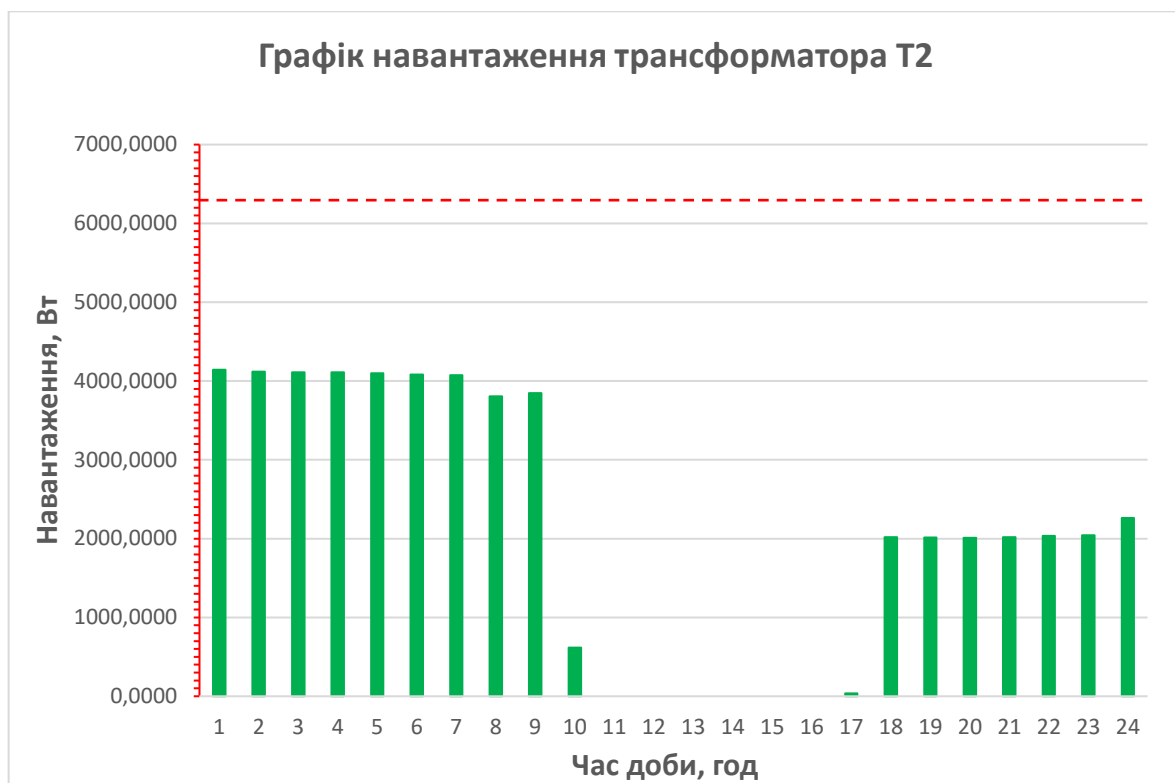


Рисунок 2.2 — Графік навантаження трансформатора Т2

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Як видно з графіків, тепер силові трансформатори мають нормальну завантаженість, але трансформатор все ще деякий час завантажений менш ніж на 1% від номіналу.

Тепер знову визначимо початкове навантаження еквівалентного графіка трансформаторів за формулою:

$$K_{1(T1)} = \frac{1}{6300} \times \sqrt{\frac{54,34^2 + 53,31^2 + 53,31^2 + 54,34^2 + 53,31^2 + 52,29^2 + 53,31^2 + \dots + 49,84^2}{24}}$$

$$= 0,3161.$$

$$K_{1(T2)} = \frac{1}{6300} \times \sqrt{\frac{4141,98^2 + 4118,6^2 + 4109,29^2 + 4109,03^2 + 4197,28^2 + \dots + 2261,01^2}{24}}$$

$$= 0,4314.$$

Знову, так як для визначення другого ступеню еквівалентного графіка трансформатора треба брати ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора, то в нас він буде відсутній.

Перевірка на максимальні перевантаження трансформаторів не проводиться через їх відсутність.

2.3 Розрахунок втрат електроенергії в силових трансформаторах

Тепер розрахуємо та порівняємо втрати електроенергії в трансформаторах ТДН-16000/110, які встановлені в даний момент, та трансформаторах ТМН-6300/110, які обрані для заміни. Для цього нам потрібно знати сумарну спожиту активну та реактивну електроенергії на низькій стороні силових трансформаторів за місяць та паспортні дані досліджуваних трансформаторів.

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Розрахунок втрат будемо виконувати згідно з «Методики по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач», яка затверджена Міненерго України 18.02.1998 р.

Спочатку визначимо повну фактичну потужність для встановлених трансформаторів ТДН-16000/110 на основі фактичного споживання активної та реактивної електроенергії на стороні НН, значення яких вказані в таблиці 2.4:

Таблиця 2.4 — Спожита активна та реактивна електроенергія за січень 2023

№ трансформатора	Вид спожитої потужності на НН	
	Активна, кВт	Реактивна, кВАр
T1	78 119,8	41 211,5
T2	1 775 646,4	134 041,6

Для T1:

$$S_{T1} = \sqrt{P_{\phi 1}^2 + Q_{\phi 1}^2} = \sqrt{111,441^2 + 58,79^2} = 125,997 \text{ кВА},$$

де $P_{\phi 1}$ та $Q_{\phi 1}$ — це значення спожитої активної та реактивної електроенергії за годину для першого трансформатора, які рахуються за формулами:

$$P_{\phi 1} = \frac{WP_{\phi 1}}{T_{p1}} = \frac{78\,119,8}{701} = 111,441 \text{ кВт/год}$$

$$Q_{\phi 1} = \frac{WQ_{\phi 1}}{T_{p1}} = \frac{41\,211,5}{701} = 58,79 \text{ кВАр/год}$$

де $WP_{\phi 1}$ та $WQ_{\phi 1}$ — це значення спожитої активної та реактивної електроенергії за січень 2023 з таблиці 2.4 для першого трансформатора, а T_{p1} — це кількість годин роботи першого силового трансформатора під навантаженням, яке становить 701 годину.

Для T2:

$$S_{T2} = \sqrt{P_{\phi 2}^2 + Q_{\phi 2}^2} = \sqrt{2449,167^2 + 184,885^2} = 2456,136 \text{ кВА}$$

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

де $P_{\phi 2}$ та $Q_{\phi 2}$ — це значення спожитої активної та реактивної електроенергії за годину для другого трансформатора, які рахуються за формулами:

$$P_{\phi 2} = \frac{WP_{\phi 2}}{T_{p2}} = \frac{1775646,4}{725} = 2449,167 \text{ кВт/год}$$

$$Q_{\phi 2} = \frac{WQ_{\phi 2}}{T_{p2}} = \frac{134041,6}{725} = 184,885 \text{ кВАр/год}$$

де $WP_{\phi 2}$ та $WQ_{\phi 2}$ — це значення спожитої активної та реактивної електроенергії за січень 2023 з таблиці 2.4 для другого трансформатора; T_{p2} — це кількість годин роботи другого силового трансформатора під навантаженням, яке становить 725 годин.

Тепер, знаючи повну потужність, визначимо коефіцієнт завантаження за формулою (1.3):

$$K_3 = \frac{S_T}{S_{\text{НОМ}}} \quad (1.3)$$

$$K_{31} = \frac{S_{T1}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{125,997}{16000} = 0,01$$

$$K_{32} = \frac{S_{T2}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{2456,136}{16000} = 0,15$$

де $S_{\text{НОМ}}$ — значення номінальної потужності трансформатора.

Знайдемо сумарні втрати активної електроенергії ΔWP за формулою:

$$\Delta WP = \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{п}} + (\Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2) \cdot T_{\text{р}}$$

$$\begin{aligned} \Delta WP_{T1} &= \Delta P_{xx1} \cdot T_{\text{п1}} + (\Delta P_{\text{кз1}} \cdot K_{31}^2) \cdot T_{\text{р1}} = 0,19 \cdot 744 + (85 \cdot 0,01^2) \cdot 701 \\ &= 145,055 \text{ кВт/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta WP_{T2} &= \Delta P_{xx2} \cdot T_{\text{п2}} + (\Delta P_{\text{кз2}} \cdot K_{32}^2) \cdot T_{\text{р2}} = 0,19 \cdot 744 + (85 \cdot 0,15^2) \cdot 725 \\ &= 1593,544 \text{ кВт/год} \end{aligned}$$

де ΔP_{xx} — втрати активної потужності на холостому ході; $\Delta P_{\text{кз}}$ — втрати потужності в режимі КЗ; $T_{\text{п1,2}}$ — це кількість годин роботи першого та другого трансформатора в розрахунковий період (744 години).

Розрахуємо втрати реактивної потужності в трансформаторах:

— при холостому ході:

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

$$\Delta Q_{xx} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{I_{xx}}{100} \quad (1.4)$$

$$\Delta Q_{xx1} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{I_{xx1}}{100} = 16000 \cdot \frac{0,7}{100} = 112 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{xx2} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{I_{xx2}}{100} = 16000 \cdot \frac{0,7}{100} = 112 \text{ кВАр}$$

де I_{xx} — значення струму холостого ходу.

— при короткому замиканні:

$$\Delta Q_{кз} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \quad (1.5)$$

$$\Delta Q_{кз1} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_{кз1}}{100} = 16000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1680 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{кз2} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_{кз2}}{100} = 16000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1680 \text{ кВАр}$$

де $U_{кз}$ — значення напруги короткого замикання.

Знайдемо сумарні втрати реактивної електроенергії ΔWQ за формулою (1.6):

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx} \cdot T_{\text{п}} + (\Delta Q_{кз} \cdot K_3^2) \cdot T_{\text{р}} \quad (1.6)$$

$$\begin{aligned} \Delta WQ_{T1} &= \Delta Q_{xx1} \cdot T_{\text{п1}} + (\Delta Q_{кз1} \cdot K_{31}^2) \cdot T_{\text{р1}} = 112 \cdot 744 + (1680 \cdot 0,01^2) \cdot 701 \\ &= 83\,401,031 \text{ кВАр/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta WQ_{T2} &= \Delta Q_{xx2} \cdot T_{\text{п2}} + (\Delta Q_{кз2} \cdot K_{32}^2) \cdot T_{\text{р2}} = 112 \cdot 744 + (1680 \cdot 0,15^2) \cdot 725 \\ &= 112\,029,997 \text{ кВАр/год} \end{aligned}$$

Тепер для порівняння зробимо аналогічний підрахунок для трансформаторів ТМН-6300/110, які обрані для заміни встановлених трансформаторів ТДН-16000/110. Дані спожитої активної та реактивної електроенергії на низькій стороні залишаються незмінними:

Для Т1:

$$S_{T1} = \sqrt{P_{\phi 1}^2 + Q_{\phi 1}^2} = \sqrt{111,441^2 + 58,79^2} = 125,997 \text{ кВА},$$

де $P_{\phi 1}$ та $Q_{\phi 1}$ — це значення спожитої активної та реактивної електроенергії за годину для першого трансформатора, які рахуються за формулами:

									Арк.
									38
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$P_{\phi 1} = \frac{WP_{\phi 1}}{T_{p1}} = \frac{78\,119,8}{701} = 111,441 \text{ кВт/год}$$

$$Q_{\phi 1} = \frac{WQ_{\phi 1}}{T_{p1}} = \frac{41\,211,5}{701} = 58,79 \text{ кВАр/год}$$

де $WP_{\phi 1}$ та $WQ_{\phi 1}$ — це значення спожитої активної та реактивної електроенергії за січень 2023 з таблиці 2.4 для першого трансформатора, а T_{p1} — це кількість годин роботи першого силового трансформатора під навантаженням, яке становить 701 годину.

Для Т2:

$$S_{T2} = \sqrt{P_{\phi 2}^2 + Q_{\phi 2}^2} = \sqrt{2449,167^2 + 184,885^2} = 2456,136 \text{ кВА}$$

де $P_{\phi 2}$ та $Q_{\phi 2}$ — це значення спожитої активної та реактивної електроенергії за годину для другого трансформатора, які рахуються за формулами:

$$P_{\phi 2} = \frac{WP_{\phi 2}}{T_{p2}} = \frac{1775646,4}{725} = 2449,167 \text{ кВт/год}$$

$$Q_{\phi 2} = \frac{WQ_{\phi 2}}{T_{p2}} = \frac{134041,6}{725} = 184,885 \text{ кВАр/год}$$

де $WP_{\phi 2}$ та $WQ_{\phi 2}$ — це значення спожитої активної та реактивної електроенергії за січень 2023 з таблиці 2.4 для другого трансформатора, а T_{p2} — це кількість годин роботи другого силового трансформатора під навантаженням, яке становить 725 годин.

Тепер, знаючи повну потужність, визначимо коефіцієнт завантаження за формулою (1.7):

$$K_3 = \frac{S_T}{S_{\text{НОМ}}} \quad (1.7)$$

$$K_{31} = \frac{S_{T1}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{125,997}{6300} = 0,02$$

$$K_{32} = \frac{S_{T2}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{2456,136}{6300} = 0,39$$

де $S_{\text{НОМ}}$ — значення номінальної потужності.

										Арк.
										39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Знайдемо сумарні втрати активної електроенергії ΔWP за формулою (1.8):

$$\Delta WP = \Delta P_{xx} \cdot T_{\Pi} + (\Delta P_{кз} \cdot K_3^2) \cdot T_p \quad (1.8)$$

$$\begin{aligned} \Delta WP_{T1}' &= \Delta P_{xx1} \cdot T_{\Pi 1} + (\Delta P_{кз1} \cdot K_{31}^2) \cdot T_{p1} = 0,115 \cdot 744 + (44 \cdot 0,02^2) \cdot 701 \\ &= 97,897 \text{ кВт/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta WP_{T2}' &= \Delta P_{xx2} \cdot T_{\Pi 2} + (\Delta P_{кз2} \cdot K_{32}^2) \cdot T_{p2} = 0,115 \cdot 744 + (44 \cdot 0,39^2) \cdot 725 \\ &= 4934,138 \text{ кВт/год} \end{aligned}$$

де ΔP_{xx} — втрати активної потужності на холостому ході; $\Delta P_{кз}$ — втрати потужності в режимі КЗ; $T_{\Pi 1,2}$ — це кількість годин роботи першого та другого трансформатора в розрахунковий період (744 години).

Розрахуємо втрати реактивної потужності в трансформаторах:

— при холостому ході:

$$\Delta Q_{xx} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{I_{xx}}{100} \quad (1.9)$$

$$\Delta Q_{xx1} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{I_{xx1}}{100} = 6300 \cdot \frac{0,8}{100} = 50,4 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{xx2} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{I_{xx2}}{100} = 6300 \cdot \frac{0,8}{100} = 50,4 \text{ кВАр}$$

де I_{xx} — значення струму холостого ходу.

— при короткому замиканні:

$$\Delta Q_{кз} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \quad (1.10)$$

$$\Delta Q_{кз1} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_{кз1}}{100} = 6300 \cdot \frac{10,5}{100} = 661,5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{кз2} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_{кз2}}{100} = 6300 \cdot \frac{10,5}{100} = 661,5 \text{ кВАр}$$

де $U_{кз}$ — значення напруги короткого замикання.

Знайдемо сумарні втрати реактивної електроенергії ΔWQ за формулою (1.11):

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx} \cdot T_{\Pi} + (\Delta Q_{кз} \cdot K_3^2) \cdot T_p \quad (1.11)$$

$$\begin{aligned} \Delta WQ_{T1}' &= \Delta Q_{xx1} \cdot T_{\Pi 1} + (\Delta Q_{кз1} \cdot K_{31}^2) \cdot T_{p1} = 50,4 \cdot 744 + (661,5 \cdot 0,02^2) \cdot 701 \\ &= 37\,683,075 \text{ кВАр/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta WQ_{T2}' &= \Delta Q_{xx2} \cdot T_{\Pi 2} + (\Delta Q_{кз2} \cdot K_{32}^2) \cdot T_{p2} = 50,4 \cdot 744 + (661,5 \cdot 0,39^2) \cdot 725 \\ &= 110\,391,561 \text{ кВАр/год} \end{aligned}$$

Тепер, знаючи втрати активної та реактивної електроенергії у встановлених та запропонованих для заміни силових трансформаторах, можемо їх порівняти:

— порівняння втрат активної електроенергії:

$$\delta P_{T1} = \frac{\Delta W P_{T1}' - \Delta W P_{T1}}{\Delta W P_{T1}} = \frac{97,897 - 145,055}{145,055} \cdot 100\% = -32,51\%$$

$$\delta P_{T2} = \frac{\Delta W P_{T2}' - \Delta W P_{T2}}{\Delta W P_{T2}} = \frac{4934,138 - 1593,544}{1593,544} = 209,63\%$$

— порівняння втрат реактивної електроенергії:

$$\delta Q_{T1} = \frac{\Delta W Q_{T1}' - \Delta W Q_{T1}}{\Delta W Q_{T1}} = \frac{37\,683,075 - 83\,401,031}{83\,401,031} \cdot 100\% = -54,82\%$$

$$\delta Q_{T2} = \frac{\Delta W Q_{T2}' - \Delta W Q_{T2}}{\Delta W Q_{T2}} = \frac{110\,391,561 - 112\,029,997}{112\,029,997} = -1,46\%$$

2.4 Висновки щодо роботи силових трансформаторів підстанції

Проаналізувавши стан силових трансформаторів ТДН-16000/110 та їх добове та місячне навантаження була надана рекомендація на заміну трансформаторів на більш нові та малопотужні. З отриманих даних видно, що трансформатори ТМН-6300/110 обрані правильно й заміна старих трансформаторів має сенс. Нові трансформатори задовільняють потреби підприємства та мають більш рівномірну завантаженість з коефіцієнтом завантаження трансформаторів 0,02 та 0,39 для першого та другого трансформатора відповідно.

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Для старих трансформаторів ТДН-16000/110 коефіцієнт завантаження для першого та другого трансформатора становить 0,01 та 0,15 відповідно.

Порівнявши розраховані втрати в старих та нових трансформаторах бачимо, що втрати активної електроенергії на першому трансформаторі зменшилися на 32,51 %, натомість на другому втрати збільшилися на 209,63 %, що все ще відповідає нормальним втратам. Збільшення втрат активної електроенергії спричинене суттєвим збільшенням завантаженості другого трансформатора. А ось втрати реактивної електроенергії зменшилися на двох трансформаторах на 54,82 % та 1,46 % на першому та другому відповідно. Зменшення реактивних втрат сприяє збільшенню коефіцієнта потужності та зменшення втрат сумарної потужності на нагрівання трансформатора.

Отже, заміна старого трансформатора на новий забезпечить більш якісне та стабільне електропостачання, а також знизить ризик аварій і витрат на поточний ремонт та усуне необхідність проведення капітальних ремонтів трансформаторів. Також, так як трансформатор ТМН-6300/110 є менш потужним ніж встановлений, то його придбання буде дешевшим ніж замовлення аналогічного до старого трансформатора.

Детальніша інформація про початкову та модернізовану схему ПС розташовані в додатку А та Б відповідно.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТА ВИБІР КОМУТАЦІЙНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротке замикання — це аварійний стан електричної мережі, коли два або більше провідників, що зазвичай не мають прямого контакту, стикаються між собою, і струм починає протікати від одного провідника до іншого безпосередньо. Це призводить до збільшення струму в колі та підвищення температури провідників.

Коротке замикання може бути спричинене різними факторами, включаючи пошкодження ізоляції, несправність електрообладнання або недотримання правил експлуатації. Знання значень струмів короткого замикання є важливим фактором для правильного вибору апаратів комутації та захисту підстанції, зокрема, РП 110 кВ та 6 кВ. Це дозволяє вибрати апарати, які можуть витримувати високі струми в разі аварії та захистити підстанцію від пошкодження. Крім того, знання струмів короткого замикання також допомагає визначити термічну стійкість апаратів, що забезпечує безпеку та ефективну роботу підстанції в умовах короткого замикання.

Перевіримо значення

Наша ПС живиться двома тупиковими повітряними лініями, данні яких вказані в таблиці 3.1:

Таблиця 3.1 — Розрахункові дані для ПЛ

	ПЛ-110кВ "Заболотці-Броди"		ПЛ-110кВ "Радивилі"
Довжина ліній, км	20,4	3	12,3
Перерізи ліній	АС-120/19	АС-95/16	АС-150/24
Опір ліній на 100 км, Ом	42,7	43,4	42

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	Дмитрієв				Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	Василега						43	100
<i>Реценз.</i>						СумДУ ЕТ-91		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	Лебединський							

Визначимо опір ПЛ, враховуючи їх довжину:

$$X_{L1} = \frac{X_{L11}}{100} \cdot L_{11} + \frac{X_{012}}{100} \cdot L_{12} = \frac{42,7}{100} \cdot 20,4 + \frac{43,4}{100} \cdot 3 = 10,013 \text{ Ом};$$

$$X_{L2} = \frac{X_{02}}{100} \cdot L_2 = \frac{42}{100} \cdot 12,3 = 5,166 \text{ Ом}.$$

Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання приведена на рис. 3.1:

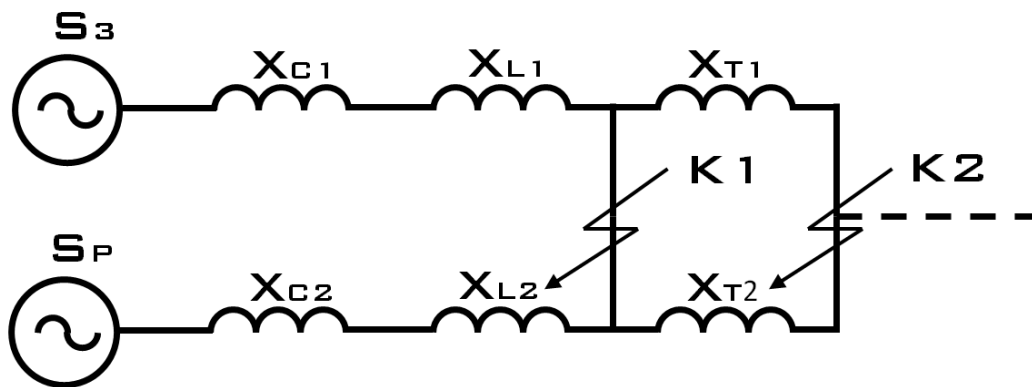


Рисунок 3.1 — Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Спочатку визначимо потужність КЗ S_k за формулою (2.1):

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_k \cdot U \quad (2.1)$$

де I_k — найбільше стале значення струму КЗ, яке дорівнює 7,348 кА (на ПЛ "Радивилі"). Ми обираємо більше значення, так як наша ПС може працювати в режимі транзитної, тобто все обладнання має витримувати максимальне стале значення струму КЗ; U — напруга мережі, де визначається струм КЗ.

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 7,348 \cdot 110 = 1399,982 \approx 1400 \text{ МВА}$$

Тепер знайдемо еквівалентний опір ліній:

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{10,013 \cdot 5,166}{10,013 + 5,166} = 3,408 \text{ Ом}.$$

									Арк.
									44
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Знайдемо опір трансформатора ТМН-6300/110 за формулою:

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{220,4}{2} = 110,2 \text{ Ом.}$$

де X_{T1} — опір трансформатора взятий з розрахункових даних таблиці 2.3.

Знайдемо опір системи:

$$X_C = X_{C1} = X_{C2} = \frac{U_B^2}{S_K} = \frac{110^2}{1400} = 8,643 \text{ Ом.}$$

Знайдемо періодичну складову струму КЗ в точці К₁:

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,643 + 3,408)} = 5,27 \text{ кА.}$$

Знайдемо періодичну складову струму КЗ в точці К₂:

$$I_{K2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,643 + 3,408 + 110,2)} \cdot \frac{110}{6} = 9,524 \text{ кА.}$$

Визначимо ударні струми:

– В точці К₁:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 5,27 = 12,797 \text{ кА;}$$

– в точці К₂:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 9,524 = 23,126 \text{ кА.}$$

де $k_{уд}$ —ударний коефіцієнт, який для напруги 110 кВ з таблиці 2.4 дорівнює 1,717

									Арк.
									45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 3.2 — Значення постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ та ударних коефіцієнтів

Элемент или часть энергосистемы	T_a, c	$k_{уд}$
Турбогенератор мощностью, МВт: 12—60 100—1000	0,16—0,25 0,4—0,54	1,94—1,955 1,975—1,98
Блок, состоящий из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора, при номинальном напряжении генератора, кВ: 6,3 10	0,15	1,95 1,935
Блок, состоящий из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генератора, МВт: 100—200 300 500 800	0,26 0,32 0,35 0,3	1,965 1,97 1,973 1,967
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением, кВ: 35 110—150 220—330 500—750	0,02 0,02—0,03 0,03—0,04 0,06—0,08	1,608 1,608—1,717 1,717—1,78 1,85—1,895
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается КЗ, через трансформаторы единичной мощностью, МВ·А: 80 и выше 32—80 5,6—32	0,06—0,15 0,05—0,1 0,02—0,05	1,85—1,935 1,82—1,904 1,6—1,82

Вважаємо, що амплітуда ЕДС і періодична складова струму короткого замикання залишаються незмінними з часом, тому через час, який дорівнює часу відключення:

– в точці K_1 :

$$I_{нт1} = I_{K1} = 5,27 \text{ кА};$$

– в точці K_2 :

$$I_{нт2} = I_{K2} = 9,524 \text{ кА}.$$

Визначимо аперіодичну складову струму КЗ в момент розходження контактів вимикача за формулою (2.2):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{нт} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (2.2)$$

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

									Арк.
									46
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$T_{a1} = 0,025 \text{ с}, T_{a2} = 0,05 \text{ с}, t_1 = 0,06 \text{ с}, t_2 = 0,1 \text{ с}.$$

– В точці К₁:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{нт1} \cdot e^{-\frac{t_1}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 5,27 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,676 \text{ кА};$$

– в точці К₂:

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{нт2} \cdot e^{-\frac{t_2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 9,524 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,823 \text{ кА}.$$

Визначимо інтеграл Джоуля (термічну стійкість):

– в точці К₁:

$$B_{R1} = I_{K1}^2 \cdot (t_1 + T_{a1}) = 5,27^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 2,361 \text{ кА}^2 \times \text{с};$$

– в точці К₂:

$$B_{R2} = I_{K2}^2 \cdot (t_2 + T_{a2}) = 9,524^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 13,606 \text{ кА}^2 \times \text{с}.$$

Занесемо результати в таблицю 3.3:

Таблиця 3.3 — Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Період. склад. струму КЗ в поч. момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. склад. струму КЗ в момент спрац. ви-микача, кА	Аперіод. склад. струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, кА ² ×с
Шини 110 кВ (К ₁)	5,27	12,797	5,27	0,676	2,361
Шини 6 кВ (К ₂)	9,524	23,126	9,524	1,823	13,606

3.2 Аналіз роботи комутаційних електричних апаратів

Комутаційні електричні апарати є невід'ємною частиною електричних мереж і використовуються для забезпечення безперебійної та ефективної роботи систем електропостачання. Вибирають ці електричні апарати за умовою

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

їхньої придатності до роботи в тривалих режимах та перевірки на відповідність умовам коротких замикань. Крім цього, перевірка та вибір високовольтних електричних апаратів включає такі критерії:

- ✓ Напруга - залежно від вимог електричної мережі;
- ✓ Нагрівання при тривалих струмах - максимальний струм, який апарат може переносити протягом тривалого періоду часу без негативного впливу на його роботу;
- ✓ Електродинамічна стійкість - здатність апарату переносити електричні викиди, які виникають при комутації струмів;
- ✓ Термічна стійкість - здатність апарату переносити температурні перевантаження, які можуть виникати при тривалому використанні;
- ✓ Виконання - залежно від того, чи призначений апарат для зовнішнього чи внутрішнього встановлення.

Наведемо перелік комутаційних електричних апаратів, які підлягають аналізу:

- Вимикачі на боці 110 кВ;
- Вступні вимикачі на боці 6 кВ;
- Секційні вимикачі на боці 110 кВ;
- Секційні вимикачі на боці 6 кВ;
- Вимикачі ліній, що відходять, 6 кВ;
- Роз'єднувачі вищої напруги 110 кВ (лінійні, шині та секційні).

Тепер, для визначення та аналізу комутаційних апаратів необхідно знати струми, що протікають у нормальному та післяаварійному режимах роботи. Це важливо врахувати при встановленні силових трансформаторів на підстанції, які розраховані на максимальне навантаження відповідно до графіка роботи підстанції. Такі струми враховуються при виборі комутаційних апаратів, щоб забезпечити надійну та безпечну роботу електричної мережі.

Визначимо максимальний струм на високій напрузі:

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$I_{max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,293 \text{ А.}$$

Визначимо струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6} = 848,705 \text{ А.}$$

Визначимо струм у колі секційного вимикача на високій напрузі:

$$I_{max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 23,147 \text{ А.}$$

Визначимо струм у колі секційного вимикача на низькій напрузі:

$$I_{max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6} = 424,35 \text{ А.}$$

Визначимо струм у колі лінії, що відходить від підстанції:

$$I_{max}^{LB} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10} = 84,87 \text{ А.}$$

Тепер порівняємо паспортні дані встановлених вимикачів та роз'єднувачів з першого розділу з розрахованими даними:

Таблиця 3.4 — Вибір вимикача на напрузі 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
		LTB-145D1/B
$U_C \leq U_H$	110 кВ	145 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	46,293 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,27 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	12,797 кА	102 кА
$I_{пт} \leq I_{ВідкНОМ}$	5,27 кА	40 кА
$I_{\alpha\tau} \leq I_{\alpha\text{ ном}}$	0,676 кА	20 кА
$B_K \leq I_T^2 * t_r$	2,361 кА ² ×с	4800 кА ² ×с

Як видно з перевірки, елегазовий вимикач LTB-145D1/B задовольняє всі умови вибору вимикача на напрузі 110 кВ. Отже, цей вимикач спроможний забезпечити нормальний режим роботи ПС.

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Таблиця 3.5 — Вибір вимикачів у колі трансформаторів на напрузі 6 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
		ВМП-10К/1500
$U_C \leq U_H$	6 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	848,705 А	1500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,524 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	23,126 кА	52 кА
$I_{пт} \leq I_{ВідкНом}$	9,524 кА	20 кА
$I_{\alpha\tau} \leq I_{\alpha\text{ ном}}$	1,823 кА	—
$B_K \leq I_T^2 * t_r$	13,606 кА ² ×с	1600 кА ² ×с

Отже, з проведеної перевірки маломасляного вимикача ВМП-10К/1500 в колі трансформаторів на напрузі 6 кВ видно, що він відповідає всім вимогам та виявив здатність задовольнити усі потреби системи. Результати перевірки показали, що вимикач ефективно працює при навантаженні, забезпечуючи стабільний режим роботи нашої ПС.

Таблиця 3.6 — Вибір секційного вимикача на напрузі 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
		МКП-110М-1000/630
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	23,147 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,27 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	12,797 кА	52 кА
$I_{пт} \leq I_{ВідкНом}$	5,27 кА	20 кА
$I_{\alpha\tau} \leq I_{\alpha\text{ ном}}$	0,676 кА	—
$B_K \leq I_T^2 * t_r$	2,361 кА ² ×с	1200 кА ² ×с

Як видно з перевірки масляний секційний вимикач МКП-110М-1000/630 задовольняє наші умови вибору, але для збільшення надійності системи рекомендовано було б замінити масляний вимикач на аналогічний елегазовий ЛТВ-145D1/В, який був обраний для напруги 110 кВ. Це підніме надійність системи, так як елегазові вимикачі володіють високою електричною міцністю та хорошою ізоляційною властивістю, що дозволяє ефективно вимикати

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

струм у високовольтних системах. Також ці вимикачі мають низьку токсичність та екологічну безпечність. Отже, заміна секційного вимикача МКП-110М-1000/630 на вимикач ЛТВ-145D1/В є доцільною. Перевіримо відповідність нового вимикача умовам вибору:

Таблиця 3.7 — Вибір секційного вимикача на напрузі 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
		ЛТВ-145D1/В
$U_C \leq U_H$	110 кВ	145 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	23,147 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,27 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	12,797 кА	102 кА
$I_{пт} \leq I_{ВідкНом}$	5,27 кА	40 кА
$I_{\alpha\tau} \leq I_{\alpha\text{ ном}}$	0,676 кА	20 кА
$B_K \leq I_T^2 * t_r$	2,361 кА ² ×с	4800 кА ² ×с

Як видно з даних, вимикач ЛТВ-145D1/В задовольняє всі умови вибору секційного вимикача. Отже, вимикач обрано правильно.

Таблиця 3.8 — Вибір секційного вимикача на напрузі 6 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
		ВМП-10К (I _н =1500 А)
$U_C \leq U_H$	6 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	424,35 А	1500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,524 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	23,126 кА	52 кА
$I_{пт} \leq I_{ВідкНом}$	9,524 кА	20 кА
$I_{\alpha\tau} \leq I_{\alpha\text{ ном}}$	1,823 кА	—
$B_K \leq I_T^2 * t_r$	13,606 кА ² ×с	1600 кА ² ×с

З проведеної перевірки маломасляного секційного вимикача ВМП-10К/1500 на напрузі 6 кВ, можна підтвердити його відповідність всім вимогам та здатність задовольнити усі потреби нашої системи. Результати перевірки свідчать про ефективну роботу вимикача при різних навантаженнях, що забезпечує стабільний режим роботи нашої системи.

Таблиця 3.9 — Вибір лінійних вимикачів на напрузі 6 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення			
		ВМПЕ-10 (I _н =630 А)	ВМП-10К (I _н =600 А)	ВКЕ-М-10- 20/630	КВЕ- 6,13/630-6**
$U_C \leq U_H$	6 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	84,87 А	630 А	600 А	630 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,524 кА	20 кА	20 кА	20 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	23,126 кА	52 кА	52 кА	52 кА	51 кА
$I_{пт} \leq I_{ВідкНом}$	9,524 кА	20 кА	20 кА	20 кА	20 кА
$I_{\alpha t} \leq I_{\alpha ном}$	1,823 кА	—	—	—	—
$B_K \leq I_T^2 * t_r$	13,606 кА ² ×с	3200 кА ² ×с	1600 кА ² ×с	1200 кА ² ×с	1200 кА ² ×с

Примітка: КВЕ-6,13/630-6** — це касетний висувний елемент, на якому встановлений вакуумний вимикач TER_VCB15_LD1_D (20_630 А) паспортні дані якого наведені в першому розділі.

Після проведеної перевірки лінійних вимикачів встановлено, що всі вони відповідають умовам вибору та здатні забезпечити нормальне живлення споживачів. Результати перевірки свідчать про те, що лінійні вимикачі, що були оглянуті, відповідають усім встановленим вимогам та стандартам. Вони проявили здатність ефективно переключати живлення споживачів, що є необхідною умовою для підтримки нормального функціонування електричної системи.

Таблиця 3.10 — Вибір роз'єднувачів на напрузі 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
		РДЗ-110/1000
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	46,293 А	1000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	12,797 кА	63 кА
$B_K \leq I_T^2 * t_r$	13,606 кА ² ×с	1875 кА ² ×с

Згідно з результатами проведеної перевірки, роз'єднувач РДЗ-110/1000 демонструє відповідність всім вимогам та критеріям вибору. Цей роз'єднувач

									Арк.
									52
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141. 106 ПЗ				

виконує важливу функцію в електричній системі, а саме розділення електричних ліній. Він забезпечує безпеку та дозволяє проводити ремонтні та превентивні роботи на лініях шляхом надійного відключення електричного струму. Таке відключення допомагає уникнути потенційних аварійних ситуацій та зберігає обладнання від можливих пошкоджень під час виконання робіт.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		53

4. АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕНЬ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Для перевірки встановлених на ПС трансформаторів власних потреб необхідно визначити базові навантаження приймачів власних потреб.

Приймачами власних потреб (ПВП) вважаються електричні споживачі, які приймають електроенергію безпосередньо з трансформатора власних потреб. На нашій підстанції це:

- Привід вимикачів СШ 110кВ;
- РПН трансформатора;
- Обігрів, освітлення та розеток. група комірок 6 кВ;
- Обігрів ящиків зовнішнього встановлення ВРП 110 кВ (ЯЗН та ЯЗТ);
- Шафа оперативного струму (кола РЗА, привід вимикачів 6,110кВ);
- Щит аварійного освітлення ЩОА;
- Щит аварійного освітлення ЩЗО;
- Шафа ОВіК;
- Електроживлення майстерні (щит розподільчий ЩР);
- Щит ЩОС-1 (розеточні групи та освітлення ЗРУ-6кВ ліве крило);
- Щит ЩОС-1 (розеточні групи та освітлення ЗРУ-6кВ праве крило):
 - Водонагрівач проточний;
 - Мікрохвильова піч;
 - Холодильник;
 - Електрочайник;
 - Персональний комп'ютер;
 - Монітор;
 - Принтер, сканер;

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Дмитрієв</i>				<i>Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Василега</i>						54	100
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

До цього також був встановлений обдуб трансформатора ТДН-16 МВА, але для силового трансформатора ТМН-6,3 МВА обдуб не передбачений.

ПВП підстанцій можна розподілити на три групи залежно від їх ступеня надійності:

- **Перша група** включає приймачі, відключення яких може призвести до порушення нормального режиму роботи, часткового або повного відключення, або навіть аварії з пошкодженням основного обладнання. Для живлення цих електроприймачів потрібні два джерела з автоматичним включенням резерву.
- **Друга група** включає приймачі, відключення яких можливе протягом 20-40 хвилин у випадку підстанцій з черговим персоналом або до приїзду обслуговуючого персоналу, якщо чергового немає на місці. Відновлення живлення цієї групи здійснюється вручну.
- **Третя група** включає приймачі, відключення яких можливе на тривалий період часу.

Приймачі ВП режимом включення поділяються на такі типи:

- постійно включені в мережу, включаючи кола керування і релейний захист;
- періодично включаються залежно від температури навколишнього середовища, режимів роботи, перерв і т.д.;
- включаються тільки під час ремонтних робіт.

Потужність споживачів ВП підстанцій є незначною, тому вони живляться від мережі 380/220 В, яка отримує живлення від понижувальних трансформаторів. Споживачів підстанцій ВП не допускається жити від мережі ВП ПС з напругою 35 кВ і вище.

Розрахуємо сумарну потужність ПВП підстанції з урахуванням коефіцієнтів попиту за рік. Отримані дані занесемо в таблицю 4.1:

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

Таблиця 4.1 — Розрахунок навантажень електроприймачів власних потреб (мінімальний режим)

Електроприймачі	Номинальні дані					Розрахункові дані				
	Активна потужн. P, кВт	Коеф. потужн. $\cos\phi$	Напр.ном. $U_{ном}, В$	Коеф. попиту $K_{п}$	Кільк.	Струм $I_{р\Sigma}, А$	Активна потужн. $P_{\Sigma}, кВт$	Реакт. потужн. $Q_{\Sigma}, кВАр$	Повна потужн. $S_{\Sigma}, кВА$	
Літо (мінімальний режим)										
Привід вимикачів СШ 110кВ. Власні потреби	0,1	1,0	220	0,1	2	0,52	0,02	0	0,02	
РПН трансформатора	1,1	1,0	220	0,1	2	5,77	0,22	0	0,22	
Обігрів, освітлення та розеточ. група комірок 6 кВ	0,1	1,0	220	1	36	9,45	3,6	0	3,6	
Шафа оперативного струму (кола РЗА, привід вимикачів 6,110кВ)	1,8	1,0	220	1	1	4,72	1,8	0	1,8	
Щит аварійного освітлення ЩОА	2	0,95	380	1	1	3,2	2	0,66	2,11	
Щит аварійного освітлення ЩЗО	4	0,85	220	1	1	12,35	4	2,48	4,71	
Шафа ОВіК	9,2	0,8	380	1	1	17,47	9,2	6,9	11,5	
Електроживлення майстерні	20	0,8	380	0,5	1	37,98	10	7,5	12,5	
Щит ЩОС-1(ліве крило)	5	1,0	380	1	1	7,6	5	0	5	
Щит ЩОС-1(праве крило)										
Водонагрівач проточний	10	1,0	380	0,5	1	15,19	5	0	5	
Мікрохвильова піч	1	1,0	380	0,2	1	1,52	0,2	0	0,2	
Холодильник	0,2	0,8	220	0,5	1	0,66	0,1	0,08	0,13	
Електрочайник	2	1,0	220	0,2	2	10,5	0,8	0	0,8	
Персональний комп'ютер	0,6	1,0	220	1	1	1,57	0,6	0	0,6	
Монітор	0,2	1,0	220	1	1	0,52	0,2	0	0,2	
Принтер, сканер	0,4	1,0	220	1	1	1,05	0,4	0	0,4	
Всього в мережі								43,14	17,6	48,79

Таблиця 4.2 — Розрахунок навантажень електроприймачів власних потреб (максимальний режим)

Електроприймачі	Номинальні дані					Розрахункові дані			
	Активна потужн. P, кВт	Коеф. потужн. $\cos\phi$	Напр. ном. $U_{ном}, В$	Коеф. попиту $K_{п}$	Кільк.	Струм $I_{р\Sigma}, А$	Активна потужн. $P_{\Sigma}, кВт$	Реакт. потужн. $Q_{\Sigma}, кВАр$	Повна потужн. $S_{\Sigma}, кВА$
Зима (максимальний режим)									
Привід вимикачів СШ 110кВ. Власні потреби	0,1	1,0	220	0,1	2	0,52	0,02	0	0,02
РПН трансформатора	1,1	1,0	220	0,1	2	5,77	0,22	0	0,22
Обігрів, освітлення та розеточ. група комірок 6 кВ	0,2	1,0	220	1	36	10,94	7,2	0	7,2
Обігрів ящиків зовнішнього встановлення ВРП 110 кВ	0,4	1,0	220	0,5	8	8,4	1,6	0	1,6
Шафа оперативного струму (кола РЗА, привід вимикачів 6,110кВ)	1,8	1,0	220	1	1	4,72	1,8	0	1,8
Щит аварійного освітлення ЦОА	2	0,95	380	1	1	3,2	2	0,66	2,11
Щит аварійного освітлення ЦЗО	4	0,85	220	1	1	12,35	4	2,48	4,71
Шафа ОВіК	22,8	0,8	380	1	1	43,25	22,77	17,08	28,47
Електроживлення майстерні	20	0,8	380	0,5	1	37,98	10	7,5	12,5
Щит ЩОС-1(ліве крило)	5	1,0	380	1	1	7,6	5	0	5
Щит ЩОС-1(праве крило)									
Водонагрівач проточний	10	1,0	380	0,5	1	15,19	5	0	5
Мікрохвильова піч	1	1,0	380	0,2	1	1,52	0,2	0	0,2
Холодильник	0,2	0,8	220	0,5	1	0,66	0,1	0,08	0,13
Електрочайник	2	1,0	220	0,2	2	10,5	0,8	0	0,8
Персональний комп'ютер	0,6	1,0	220	1	1	1,57	0,6	0	0,6
Монітор	0,2	1,0	220	1	1	0,52	0,2	0	0,2
Принтер, сканер	0,4	1,0	220	1	1	1,05	0,4	0	0,4
Всього в мережі							61,91	27,8	70,96
Річний енергоспоживання (кВт·год). Зима 5міс., Літо 7міс							440301,6	188884,8	501357,6

Згідно отриманих розрахунків максимальне навантаження трансформатора складає 70,96 кВА в зимній період. Для розрахунку потужності сухого трансформатора приймаємо коефіцієнт завантаження $K_{н}=0,9$ (згідно ДСТУ-

									Арк.
									57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141. 106 ПЗ				

Н Б В.2.5-80:2015) за умови, що один знаходиться в роботі, а інший – в повному резерві.

$$S_M = \frac{S_{\Sigma}}{K_H} = \frac{70,96}{0,9} = 78,84 < S_H = 100 \text{ кВА}$$

Отже, сухий трансформатор власних потреб потужністю 100кВА, TSZ-100-6/0,4 задовольняє всі потреби ПС.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		58

5. ПЕРЕВІРКА ОШИНОВКИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ

Ошиновка розподільчих пристроїв є однією з ключових процедур у системі електропостачання. Вона має на меті забезпечення безпеки електротехнічного обладнання, персоналу та споживачів.

Розподільні пристрої на станціях і підстанціях складаються з комплексу споруд і устаткування, які призначені для прийому та розподілу електричної енергії. Основними компонентами розподільних пристроїв є комутаційні апарати, збірні і сполучні шини та інші важливі пристрої.

Розподільні пристрої можуть бути встановлені відкритими або закритими.

ВРП розташовуються на відкритих майданчиках підстанції, часто на стовпах або мачтах, і використовуються для комутації, роз'єднання та з'єднання електричних ліній та пристроїв. Вони забезпечують гнучкість та доступність для обслуговування.

ЗРП встановлюються всередині будівель або споруд підстанції. Вони зазвичай розташовуються в розподільних шафах, щитах або контейнерах і використовуються для комутації, розподілу та захисту електричних ліній та обладнання. Закриті розподільні пристрої забезпечують захист пристроїв від небажаного впливу навколишнього середовища та забезпечують безпеку експлуатації.

Окрім того, на підстанціях широке поширення набули комплектні розподільні пристрої (КРП), які можуть бути встановлені як всередині приміщень, так і безпосередньо на відкритому повітрі. Комплектні розподільні пристрої складаються з заводських монтажних блоків, що включають в себе необхідні комутаційні пристрої, захисні пристрої та контрольну апаратуру. Цей тип пристроїв має перевагу швидкого монтажу, мінімального часу прос-

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Дмитрієв			Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		Василега					59	100
<i>Реценз.</i>						СумДУ ЕТ-91		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		Лебединський						

тою та зменшеного ризику помилок під час монтажу.

На досліджуваній підстанції ПС-110/6 кВ «Броди» ошиновка ВРП для 110 кВ виконана проводом АС-150/19, а для ЗРП на 6 кВ ошиновка виконана проводом А-100×10. Наведемо розрахункові дані проводів в таблиці 5.1 та 5.2:

Таблиця 5.1 — Розрахункові дані проводу АС-150/19 (ошиновка ВРП)

Номинальна напруга	Марка проводу	Діаметр проводу, мм	Припустимий струм, А
110	1×АС-150/19	16,8	450

Таблиця 5.2 — Розрахункові дані проводу А-100/10 (ошиновка ЗРП виконана з алюмінію прямокутного перерізу)

Розміри шини, мм	Переріз однієї полоси, мм ²	Маса однієї полоси, кг/м		Допустимий струм, А					
				Одна полоса		Дві полоси		Три полоси	
		Мідь	Алюміній	Мідь	Алюміній	Мідь	Алюміній	Мідь	Алюміній
100×10	1000	8,9	2,7	2310	1820	3610	2860	4650	3650

Тепер, знаючи матеріал виконання ошиновки розподільчих пристроїв перевіримо їх на виконання умов вибору.

Перевірка ошиновки для ВРП 110 кВ

Оскільки вибір збірних шин не залежить від економічної густини струму, для визначення перетину шин використовується допустимий струм при максимальному навантаженні на шинах. Це значення відповідає максимальному струму на високій напрузі, який був розрахований раніше:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 * S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 * 6300}{\sqrt{3} * 110} = 46,293 \text{ А.}$$

Визначимо відстань між фазами ошиновки з таблиці 5.3:

Таблиця 5.3 — Відстань між фазами ошиновки

Показник	Струмопроводи генераторної напруги	Збірні шини ВРУ, кВ			
		35	110	150	220
D, м	3	1,5	3	3,5	4
a _{доп} , м	0,2	-	0,45	0,6	0,95

$$K = 1$$

$$r_{ек} = r_0 = 0,84 \text{ см.}$$

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 110}{1 \cdot 0,84 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,84}} = 19,219 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Перевірка виконується за наступною умовою: проводи не будуть коронувати, якщо:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 19,219 = 20,564 \leq 0,9 \cdot 41,085 = 36,977.$$

Умова виконується, корона відсутня.

Отже, провід АС-150/19 задовольняє умови вибору й заміни не потребує.

Перевірка ошиновки для ВРП 6 кВ

Збірні жорсткі шини для РП 6кВ за економічною щільністю струму не вибираються, тому переріз вибираємо за припустимим струмом.

Визначаємо струм нормального режиму, коли трансформатор завантажений на 60%:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{0,6 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{0,6 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6} = 363,731 \text{ А.}$$

Припустимий струм на стороні НН був розрахований раніше:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6} = 848,705 \text{ А.}$$

Розрахуємо тривалий допустимий струм для прямокутних шин перетином 100×10 мм з урахуванням поправочних коефіцієнтів за формулою:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot k_1 \cdot k_2 = 1820 \cdot 0,92 \cdot 1,175 = 1967,42 \text{ А,}$$

$$I_{\text{доп}} = 1967,42 \text{ А} > I_{\text{раб.макс}} = 848,705 \text{ А} - \text{умова виконується}$$

де k_1 — це коефіцієнт при розміщенні шин горизонтально (плазом), згідно з ПУЕ 7, мають бути зменшені на 5% для шин із шириною смуг до 60 мм та на 8% для шин із шириною смуг понад 60 мм. Приймаємо $k_1 = 0,92$ (оскільки шини будуть розташовані плазом); k_2 — це коефіцієнт для шин при температурі

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Так як $f_0 = 457,316 > 200$ Гц, то резонанс виключений.

Визначаємо найбільше питоме зусилля при трифазному КЗ:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot \frac{23,126^2 \cdot 10^6}{0,27} = 343,082 \text{ Н,}$$

де a – відстань між осями, приймається рівною 0,27 м; k_ϕ – це коефіцієнт форми, який за умови $a > 2 \cdot (b+h)$ або $0,27 > 2 \cdot (0,01+0,1)$, $0,27 > 0,22$, буде дорівнювати 1.

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot k_\pi = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot \frac{23,126^2 \cdot 10^6}{0,27} \cdot 0,9 \cdot 1 = 308,774 \text{ Н,}$$

де k_π – це коефіцієнт на висоту шини, якщо вона розташована на ребро. У нашому випадку шини розташовані горизонтально (плазом), тому $k_\pi = 1$:

Визначаємо максимальну напругу в шинах при трифазному КЗ, що виникає при дії згинального моменту:

$$\sigma_{розр} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{343,082 \cdot 0,9^2}{10 \cdot 16,667} = 1,501 \text{ МПа,}$$

Порівнюємо отриману максимальну напругу в шинах $\sigma_{розр} = 1,501$ МПа з допустимою напругою матеріалу $\sigma_{доп} = 137,2$ МПа з таблиці 5.8:

Таблиця 5.8 — Припустима механічна напруга в матеріалі шин

Матеріал	Марка	$\sigma_{доп}$, МПа	Модуль пружності E , 10^4 МПа
Алюміній	АТ, А1	82,3	7
	АД	41,2 - 48	-
Алюмінієвий сплав	АД31Т	89,2	-
	АД31Т1	137,2	-
Мідь	МГМ	171,5 – 178,4	10
	МГТ	171,5 – 205,8	10
Сталь	Ст. 3	260,7 – 322,4	20

Як видно, максимальну напругу в шинах А-100×10 задовольняє допустимою напругою алюмінієвого сплаву.

6. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТА ВИБІР РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Релейний захист є важливим елементом системи електричного захисту, який застосовується для запобігання пошкодження обладнання та забезпечення безпеки електричних систем. Використання релейного захисту на підстанціях має на меті виявлення, реєстрацію та сигналізування про відхилення від нормативних параметрів роботи системи.

Основною метою застосування релейного захисту на підстанції є забезпечення стабільності та надійності роботи енергетичного обладнання. Релейний захист допомагає виявити несправності та аварійні ситуації, такі як коротке замикання, перевантаження, замикання на землю тощо, і вжити відповідних заходів для їх подолання та запобігання подальшому поширенню.

У цьому розділі здійснюється розрахунок параметрів та вибір релейного захисту для ПС-110/6 кВ з основним фокусом на силові трансформатори через їх заміну на ТМН-6300/110. Проводяться розрахунки поздовжнього диференціального струмового захисту для виявлення різних видів замикань на виводах і в обмотках з різним типом нейтралізації (заземленою нейтраллю та ізольованою нейтраллю). Також враховується можливість багатofазних замикань.

Як було вказано вище, захист проводиться для силових трансформаторів ТМН-6300/110, паспортні дані якого знаходяться в таблиці 2.3, тож наведемо значення опорів системи, необхідних для розрахунку.

Опір системи: $x_{\text{смакс}} = 10 \text{ Ом}$, $x_{\text{смін}} = 22 \text{ Ом}$.

Наведемо схему включення трансформатора під захистом:

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Дмитрієв			Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		Василега					66	100
<i>Реценз.</i>						СумДУ ЕТ-91		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		Лебединський						

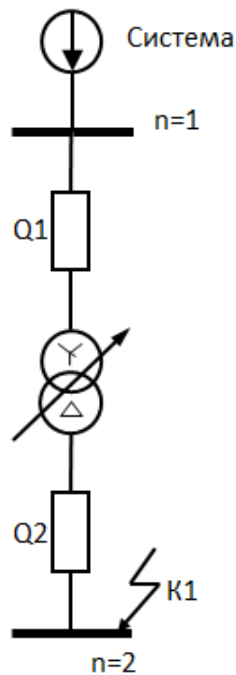


Рисунок 6.1 — Пояснювальна схема захисту трансформатора

Тепер для максимального та мінімального режимів проведемо розрахунок струмів короткого замикання (КЗ), приведених до високої напруги 110 кВ.

Спочатку розраховуємо реактивний опір трансформатора для двох крайніх положень РПН, яким відповідає напруга короткого замикання 10,5%. Цим напругам короткого замикання відповідають напруги зі сторони первинної обмотки трансформатора відповідно 110 кВ та 126 кВ відповідно.

Спочатку розраховуємо опори трансформатора на ВН та НН:

$$X_{\text{Тмін}} = \frac{U_{\text{к.мін}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 6,3} = 201,6 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Тмакс}} = \frac{U_{\text{к.макс}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 126^2}{100 \cdot 6,3} = 264,6 \text{ Ом}.$$

Визначимо максимальний струм трифазного КЗ (точка К1, рис. 6.1):

									Арк.
									67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{с.ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.макс} + x_{т.мін})} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (10 + 201,6)} = 300,135 \text{ А};$$

Так як опір x_T трансформатора відповідає мінімальній напрузі, визначеній за мінімальним положенням РПН, рекомендується використовувати відповідне значення ЕРС системи E_c . Проте необхідно враховувати струм навантаження, який накладається на струм КЗ, а також забезпечити додатковий розрахунковий запас. Тому рекомендується встановити мінімальне значення ЕРС системи на рівні номінальної напруги мережі, яка для даного випадку становить 110 кВ.

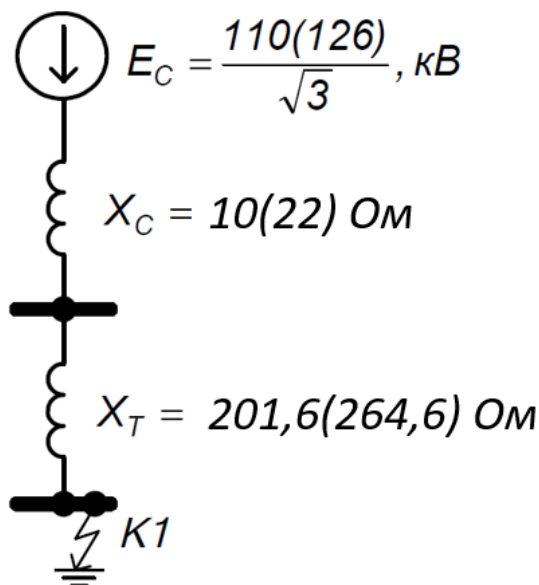


Рисунок 6.2 — Розрахункова схема для обчислень струмів КЗ

Мінімальний струм трифазного КЗ в точці К1 становить:

$$I_{к.мін}^{(3)} = \frac{U_{с.макс}}{2 \cdot (x_{с.мін} + x_{т.макс})} = \frac{126 \cdot 10^3}{2 \cdot (22 + 264,6)} = 219,819 \text{ А}$$

Тепер, після виконання розрахунку струмів короткого замикання, потрібно розрахувати поздовжній диференційний захист, для цього визначимо первинні та вторинні струми і заносимо їх до таблиці 6.1:

									Арк.
									68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 6.1 — Розрахунок первинних і вторинних струмів сторін трансформатора

Найменування величини	Розрахунковий вираз	Чисельне значення для сторони	
		110 кВ	6 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,623$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 551,107$
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму		Δ	Y
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$k_{\text{ТА}}$	40/5	600/5
Коефіцієнт схеми	$k_{\text{СХ}}^3$	$\sqrt{3}$	1
Вторинний струм в плечі захисту, А	$I_{2\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{СХ}}^3}{k_{\text{ТА}}}$	$\frac{31,623 \cdot \sqrt{3}^3}{(40/5)} = 11,859$	$\frac{551,107 \cdot 1^3}{(600/5)} = 4,593$

Для визначення струму спрацювання захисту треба дотримуватися двох розрахункових умов:

а) відбудова від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{від}} \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,3 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 42,986 \text{ А};$$

де $k_{\text{від}}$ – коефіцієнт відбудови, який дорівнює 1,3 (для реле ПНТ-565).

б) відбудова від струму небалансу, яке виконується з урахуванням виразів:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з}} &= k_{\text{від}} \cdot (\varepsilon \cdot k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{одн}} + \Delta U_I + \Delta f_{\text{вир}}) \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)} = \\ &= 1,3 \cdot (0,1 \cdot 1,0 \cdot 1,0 + 0,105 + 0,05) \cdot 300,135 = 99,495 \text{ А}. \end{aligned}$$

З двох значень прийmemo більше $I_{\text{с.з}} = 99,495 \text{ А}$.

Тепер перевіримо чутливість захисту при вимкненому вимикачі напруги 6 кВ, враховуючи мінімальний струм двофазного короткого замикання $I_{\text{к.мін}}^{(2)}$ на стороні низької напруги трансформатора.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{190,369}{99,495} = 1,913 < 2.$$

									Арк.
									69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141. 106 ПЗ				

де

$$I_{\text{к.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к.мін}}^{(3)} = 190,369 \text{ А.}$$

Отже, оскільки захист із реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковим є відстроювання від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту обирається за умовами:

а) відбудова від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{від}} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 49,6 \text{ А;}$$

де $k_{\text{від}}$ – коефіцієнт відбудови, який дорівнює 1,5 (для реле ДЗТ-11).

Примітка: Необхідно враховувати, що струм спрацювання захисту, на основі струму небалансу при зовнішніх коротких замиканнях, не визначається. У реле серії ДЗТ-11 відведення захисту від струмів небалансу при зовнішніх коротких замиканнях здійснюється шляхом конструктивного включення гальмівної обмотки. У двохобмотковому трансформаторі з одностороннім живленням гальмівну обмотку вмикають зі сторони навантаження. Таке включення гальмівної обмотки не впливає на роботу реле при виникненні пошкоджень в зоні дії захисту.

Тепер, перейдемо до вибору уставок реле. За основну виберемо сторону 110 кВ, оскільки вторинний номінальний струм на цій стороні є більшим.

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТАВ}}} = \frac{49,6 \cdot \sqrt{3}}{\frac{40}{5}} = 10,739 \text{ А.}$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається:

$$W_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{10,739} = 9,312.$$

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Прийmemo $w_{\text{роб.осн}} = 9$ витків.

Розрахункова кількість витків для неосновної сторони трансформатора визначають:

$$\text{для сторони НН: } w_{\text{неосн.розр}} = 9 \cdot \frac{11,859}{4,593} = 23,24.$$

Прийmemo $w_{\text{неосн}} = 23$ витки.

Тепер прийmemo кількість витків обмоток:

$$\text{диференційної: } w_{\text{диф}} = w_{\text{осн}} - w_{\text{зр2}} = 9 - 0 = 9.$$

$$\text{зрівняної: } w_{\text{зр1}} = w_{\text{неосн}} - w_{\text{диф}} = 23 - 9 = 14$$

Визначимо відносний струм небалансу, зумовлений цілочисельністю витків неосновної обмотки:

$$I_{\text{нб.одн}} = \frac{|w_{\text{неосн.розр}} - w_{\text{неосн}}|}{w_{\text{неосн.розр}}} = \frac{|23,24 - 23|}{23,24} = 0,01$$

$0,01 < 0,05$, отже умова виконується

Розрахуємо струм небалансу за формулою (6.1):

$$I_{\text{нб.розр}} = I'_{\text{нб.розр}} \cdot I_{\text{кз.макс}}^{(3)} = (I_{\text{нб.вир}} + I_{\text{нб.рег}} + I_{\text{нб.одн}}) \cdot I_{\text{кз.макс}}^{(3)} \quad (6.1)$$

де $I_{\text{кз.макс}}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного КЗ, який дорівнює 219,819 А; $I_{\text{нб.вир}}$, $I_{\text{нб.рег}}$, $I_{\text{нб.одн}}$ – це складові небалансу, зумовлені відповідно неточністю вирівнювання струмів у плечах захисту, регулюванням коефіцієнта трансформації. Складові розрахункового струму небалансу обчислюють за формулами:

$$I_{\text{нб.вир}} = \frac{\Delta f_{\text{вир}}}{100} \cdot \frac{I_{\text{кз.макс.з}}^{(3)}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{0,61}{100} \cdot \frac{219,819}{\frac{40}{5}} = 0,168 \text{ А}$$

де $\Delta f_{\text{вир}}$ – похибка від неточності вирівнювання струмів у плечах захисту, яка знаходиться за формулою:

$$\Delta f_{\text{вир}} = \frac{|I_{2\text{номВ}} - I_{2\text{номН}}|}{I_{2\text{номВ}}} = \frac{|11,859 - 4,593|}{11,859} = 0,61$$

$$I_{\text{нб.рег}} = \frac{\Delta U_{\text{рег}}}{100} \cdot \frac{I_{\text{кз.макс.з}}^{(3)}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{0,0801}{100} \cdot \frac{219,819}{\frac{40}{5}} = 0,022 \text{ А}$$

					Арк.
					71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141. 106 ПЗ

де $\Delta U_{\text{рег}}$ – половина діапазону регулювання напруги силового трансформатора пристроєм РПН, що дорівнює $(9 \cdot 1,78)/2 = 16,02/2 = 8,01\% = 0,0801$

$$I_{\text{нб.одн}} = k_{\text{ап}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \frac{\varepsilon}{100} \cdot \frac{I_{\text{кз.макс.з}}^{(3)}}{k_{\text{ТА}}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{0,1}{100} \cdot \frac{219,819}{\frac{40}{5}} = 0,027 \text{ А.}$$

де $k_{\text{ап}}$ – коефіцієнт аперіодичності, що враховує вплив аперіодичної складової струму КЗ на спрацювання реле ($k_{\text{ап}} = 1$); $k_{\text{одн}}$ – коефіцієнт одичності, що дорівнює 1.

Підставимо розраховані струми:

$$I_{\text{нб.розр}} = (I_{\text{нб.вир}} + I_{\text{нб.рег}} + I_{\text{нб.одн}}) \cdot I_{\text{кз.макс}}^{(3)} = (0,168 + 0,022 + 0,027) \cdot 219,819 = 0,217 \cdot 219,819 = 47,7 \text{ А}$$

Розрахуємо кількість витків обмотки гальмування:

$$w_{\text{г.розр}} = k_{\text{від}} \cdot \frac{I_{\text{нб.розр}} \cdot w_{\text{диф}}}{I_{\text{кз.макс}}^{(3)} \cdot \text{tga}} = 1,5 \cdot \frac{0,217 \cdot I_{\text{кз.макс}}^{(3)} \cdot 9}{I_{\text{кз.макс}}^{(3)} \cdot 0,75} = 2,604$$

Прийmemo $w_{\text{г}} = 3$ витки.

Примітка: Для реле серії ДЗТ кут нахилу дотичної до цієї характеристики, яка проходить через початок координат становить $37^\circ - 39^\circ$, $\text{tg}37^\circ = 0,75$.

Таким чином, до встановлення на реле приймаються такі витки:

$$w_{\text{роб.осн}} = 9, w_{\text{неосн}} = 23, w_{\text{г}} = 3, w_{\text{диф}} = 9, w_{\text{зр1}} = 14 \text{ та } w_{\text{зр2}} = 0.$$

Наостанок, визначимо коефіцієнт чутливості за відсутності гальмування:

$$k_{\text{ч}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{к.мін}}^{(2)} \cdot w_{\text{неосн}}}{k_{\text{ТА}} \cdot F_{\text{ср}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 190,369 \cdot 23}{\frac{40}{5} \cdot 100} = 9,48$$

Так як $9,48 > 2$, то $I_{\text{с.з}} = 49,6 \text{ А}$ – фактичний струм спрацювання захисту, при $I_{\text{с.рогр}} = 10,739 \text{ А}$.

										Арк.
										72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Також, варто пам'ятати, що розраховану кількість витків в обмотках необхідно встановлювати двома гвинтами – в дві півобмотки, інакше буде розрив кола.

Для двообмоткових трансформаторів з одностороннім живленням як резервний захист рекомендується встановлення на стороні живлення МСЗ із пуском або без пуску по напрузі.

Спочатку визначається струм спрацьовування МСЗ без пуску по напрузі ($k_3 = 1,2$, $k_{\text{ПОВ}} = 0,8$, $k_c = 2,5$):

$$I_{c.3} = \frac{k_3}{k_{\text{ПОВ}}} \cdot k_c \cdot I_{\text{нам.макс}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 31,623 = 118,586 \text{ А.}$$

Перевіримо чутливість захисту при КЗ на шинах НН у мінімальних розрахункових режимах:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{190,369}{118,586} = 1,605$$

Оскільки чутливість МСЗ без пуску за напругою виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторони НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту, визначений за рівнянням, дорівнює:

$$I_{c.3} = \frac{k_3}{k_{\text{нов}}} I_{\text{ном}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 31,623 = 47,435 \text{ А.}$$

а чутливість захисту в розрахунковій точці становитиме:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{190,369}{47,435} = 4,013$$

Знайдемо напругу спрацьовування органа блокування в разі несиметричних КЗ:

$$U_{c.3} = 0,06 U_{\text{ном}} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ}$$

Чутливість блокувальних органів перевіряють під час КЗ на приймальній стороні НН трансформатора, куди й під'єднано блокувальні реле, тобто

$$U_{\text{к.защ}} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \cdot \sqrt{3}} = 33,2 \text{ кВ}$$

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді:

$$k_{\text{чU}} = \frac{U_{\text{к.защ}}}{U_{2\text{с.з}}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,81 > 1,5.$$

Оскільки під час КЗ на приймальній стороні трансформатора $k_{\text{ч}} > 1,5$, то диференціальні захисти шин не встановлюється.

Отже, в результаті виконаних вище розрахунків для трансформатора ТМН-6300/110/6 реле захисту ДЗТ-11 задовільняє умови вибору.

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. РОЗРАХУНОК ЗОНИ ЗАХИСТУ ТА ВИСОТИ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ

7.1 Теоретичні відомості

Захист станцій та підстанцій від грозових перенапруг є надзвичайно важливим видом захисту, оскільки пошкодження цих об'єктів призводить до значних втрат на ремонт. В порівнянні з лініями електропередач та іншим електрообладнанням, витрати на відновлення станцій та підстанцій є значно вищими.

Отже, у даному розділі буде проведено модернізацію системи блискавкозахисту ВРП 110 кВ, з метою забезпечення найвищого рівня надійності згідно з вимогами ДСТУ Б В.2.5-38:2008. Основним завданням є розрахунок оптимальної висоти та зони захисту для ВРП з використанням рівня надійності $R_z=0,99$.

Для забезпечення ефективного захисту від блискавки будуть використовуватись подвійні стрижньові блискавковідводи. Оптимальна висота цих відводів складатиме $h \leq 30$ м, оскільки така висота показує найкращі результати у грозозахисті, що були перевірені протягом тривалого періоду експлуатації.

Для розрахунку необхідних параметрів грозозахисту будуть використовуватись таблиці згідно ДСТУ В.2.5-38:2008 для подвійних стрижньових блискавковідводів з висотою $h \leq 30$ м та рівнем надійності $R_z=0,99$. Ці дані дозволять визначити оптимальні характеристики системи блискавкозахисту для нашого ВРП 110 кВ.

Таблиця 7.1 — Розрахунок зони захисту стрижньового блискавковідводу

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Дмитрієв</i>				<i>Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Василега</i>						76	100
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

Надійність захисту P_3	Висота блискавко-відводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	від 0 до 100	0,85h	1,2h
	від 100 до 150	0,85h	$[1,2 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)]h$
0,99	від 0 до 30	0,8h	0,8h
	від 30 до 100	0,8h	$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)]h$
	від 100 до 150	$[0,8 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)]h$	0,7h
0,999	від 0 до 30	0,7h	0,6h
	від 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h-30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)]h$
	від 100 до 150	$[0,65 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)]h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)]h$

Таблиця 7.2 — Розрахунок параметрів зони захисту стрижньового блискавковідводу

Надійність захи- сту P_3	Висота блискав- ковідводу h , м	L_{\max} , м	L_c , м
0,9	від 0 до 30	5,75h	2,5h
	від 30 до 100	$[5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)]h$	2,5h
	від 100 до 150	5,5h	2,5h
0,99	від 0 до 30	4,75h	2,25h
	від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)]h$	$[2,25 - 0,01007 \cdot (h-30)]h$
	від 100 до 150	4,5h	1,5h
0,999	від 0 до 30	4,24h	2,25h
	від 30 до 100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-4} \cdot (h-30)]h$	$[2,25 - 0,01007 \cdot (h-30)]h$
	від 100 до 150	4h	1,5h

У нормальному режимі роботи ВРП 110 кВ для забезпечення грозозахи-
сту використовуються різні компоненти. На схемі можна побачити вентильні
розрядники серії РВС - 110 кВ та РВС - 35+15 кВ, а також однополюсні зазе-
млювачі типу ЗОН - 110-П кВ. Ці компоненти забезпечують розрядження та
заземлення блискавкових струмів, що виникають під час грози. З розташу-
ванням цих елементів на кресленні можна наблизитися до створення схеми
розташування стрижнів блискавковідводів, яка відображає оптимальну кон-
фігурацію системи грозозахисту.

Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в
табл. 7.3:

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

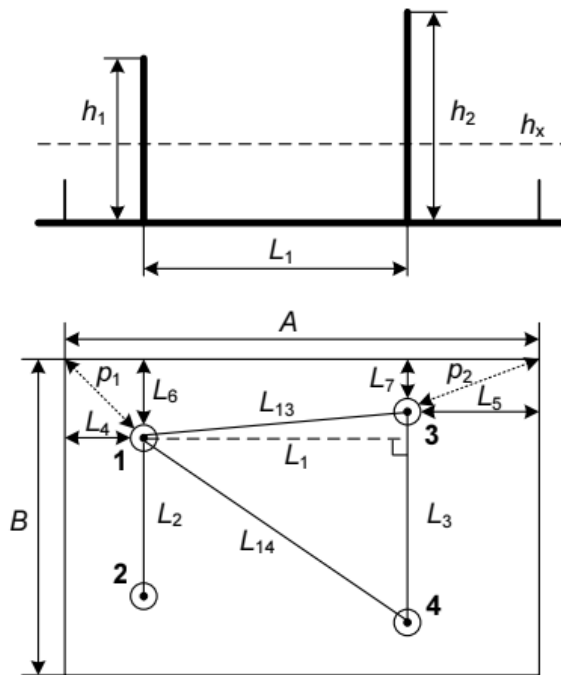


Рисунок 7.1 — Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

Таблиця 7.3 — Параметри для проектування

A, м	B, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
35	36,85	23,25	14,6	14,6	6,4	5,2	11

7.2 Розрахунок зон захисту та висоти блискавковідводів

Спочатку визначимо відстань L₆ та L₇:

$$L_6 = L_7 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36,85 - 14,6}{2} = 11,125 \text{ м};$$

Тепер визначимо відстань p₁ та p₂:

$$p_1 = \sqrt{L_6^2 + L_4^2} = \sqrt{11,125^2 + 6,4^2} = 12,83 \text{ м.}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{11,125^2 + 5,2^2} = 12,28 \text{ м.}$$

За державним стандартом ДСТУ В.2.5-38:2008 при h≤30 та за P₃=0,99:

$$\begin{cases} h_{01} = 0,8 \cdot h_1 \\ r_{x1} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}} \\ r_{01} = 0,8 \cdot h_1 \end{cases} \quad (7.1)$$

Продовжуючи обчислення, можемо виразити r_x як p_i , підставивши їх у систему рівнянь (7.1) наступну рівність $r_{x1} = p_1$, отримаємо формулу (7.2):

$$p_1 = \frac{0,8 \cdot h_1 \cdot (0,8 \cdot h_1 - h_x)}{0,8 \cdot h_1} \quad (7.2)$$

Далі, за допомогою математичних перетворень можемо отримати формулу для обчислення значення h_1 . Підставимо відомі значення в цю формулу та знайдемо висоту цього параметра:

$$h_1 = \frac{p_1}{0,8} + \frac{h_x}{0,8} = \frac{12,83}{0,8} + \frac{11}{0,8} = 29,79 \text{ м.}$$

Отже, приймаємо висоту блискавковідводів 1 та 2 рівними $h_1 = h_2 = 29,79$ м, що задовольняє умові $h \leq 30$.

Аналогічно до попередніх двох блискавковідводів, обчислимо висоти блискавковідводів 3 та 4, використовуючи систему рівнянь (7.1) та формулу (7.2):

$$\begin{cases} h_{03} = 0,8 \cdot h_3 \\ r_{x3} = \frac{r_{03} \cdot (h_{03} - h_x)}{h_{01}} \\ r_{03} = 0,8 \cdot h_3 \end{cases} \quad \text{за умови, що } r_{x3} = p_2 \quad (7.3)$$

$$p_2 = \frac{0,8 \cdot h_3 \cdot (0,8 \cdot h_3 - h_x)}{0,8 \cdot h_3} \quad (7.4)$$

$$h_3 = \frac{p_2}{0,8} + \frac{h_x}{0,8} = \frac{12,28}{0,8} + \frac{11}{0,8} = 29,1$$

Отримане значення висоти $h_3 = 29,1$ м задовольняє умові $h \leq 30$, тому приймаємо висоту блискавковідводів $h_3 = h_4 = 29,1$ м.

Після визначення висоти грозозахисту необхідно розрахувати зони захисту для цих подвійних блискавковідводів. Зони захисту можна розділити на зовнішню та внутрішню.

Почнемо з розрахунку внутрішньої та зовнішньої зони захисту для блискавковідводів 1 та 2, використовуючи таблиці 7.1 та 7.2.

										Арк.
										79
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Для побудови зовнішньої зони захисту необхідно знайти значення параметрів напівконусів, де h_0 представляє висоту напівконуса, а r_0 - радіус кола основи.

$$r_{01} = r_{02} = 0,8 \cdot h_1 = 0,8 \cdot 29,79 = 23,83 \text{ м};$$

$$h'_{01} = h'_{02} = 0,8 \cdot h_1 = 0,8 \cdot 29,79 = 23,83 \text{ м};$$

Після визначення параметрів зовнішньої зони захисту, наступним кроком є визначення параметрів внутрішньої зони. Внутрішня зона характеризується висотою напівконуса (h_0) та висотою зони провисання (h_c).

$$L_{c12} = 2,25 \cdot h_1 = 2,25 \cdot 29,79 = 67,03 \text{ м};$$

$$L_{\text{макс}12} = 4,75 \cdot h_1 = 4,75 \cdot 29,79 = 141,5 \text{ м};$$

Так як $L_{12} \leq L_{c12}$, то можна зробити висновок, що межазони не має провисання, тому $h_c = h_0$

$$h_{c12} = h'_{01} = 23,83 \text{ м}$$

Для визначення зони захисту однополюсного стрижневого блискавководу з необхідною надійністю, радіус горизонтального перерізу r_x на висоті h_x можна визначити за допомогою такої формули:

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01} \cdot (h'_{01} - h_x)}{h'_{01}} = \frac{23,83 \cdot (23,83 - 11)}{23,83} = 12,83 \text{ м}$$

Тепер можемо розрахувати ширину горизонтального перерізу міжблискавководами на висоті $h_x = 11$ м:

$$r_{cx12} = \frac{r_{01} \cdot (h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{23,83 \cdot (23,83 - 11)}{23,83} = 12,83 \text{ м}$$

Аналогічно до розрахунку зон захисту для двох перших блискавководів (1 та 2) знайдемо зони захисту для стрижнів 3 та 4:

$$r_{03} = r_{04} = 0,8 \cdot h_3 = 0,8 \cdot 29,1 = 23,28 \text{ м};$$

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

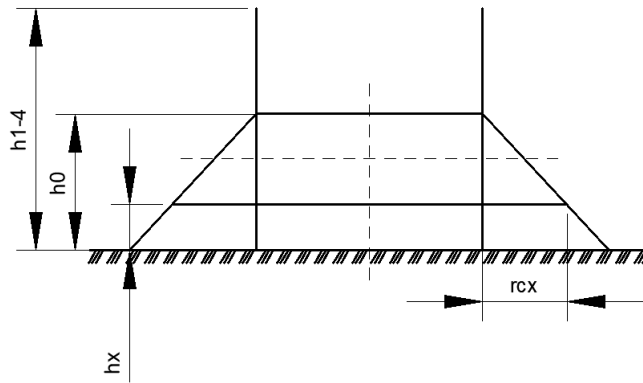
$$h'_{03} = h'_{04} = 0,8 \cdot h_3 = 0,8 \cdot 29,1 = 23,28 \text{ м};$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03} \cdot (h'_{03} - h_x)}{h'_{03}} = \frac{23,28 \cdot (23,28 - 11)}{23,28} = 12,28 \text{ м}$$

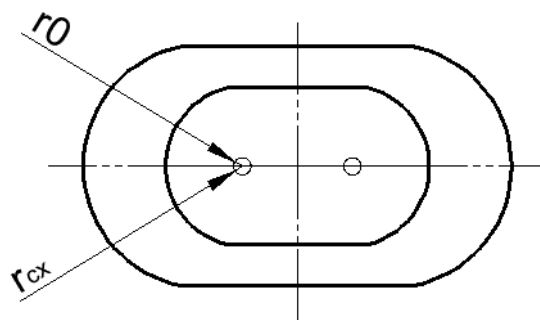
$$L_{c12} = 2,25 \cdot h_3 = 2,25 \cdot 29,1 = 65,48 \text{ м};$$

$$L_{\text{макс}12} = 4,75 \cdot h_3 = 4,75 \cdot 29,1 = 138,23 \text{ м};$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c34} = h'_{03} = 23,28 \text{ м, при } L_{34} \leq L_{c34} \\ r_{cx34} = \frac{r_{03} \cdot (h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{23,28 \cdot (23,28 - 11)}{23,28} = 12,28 \text{ м} \end{array} \right.$$



а)



б)

Рисунок 7.2 — Схема зон стрижневих блискавковідводів однієї висоти (а – вертикальний переріз; б – горизонтальний переріз на висоті $h_x=11$ м)

										Арк.
										81
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Тепер, перевіримо зони захисту між блискавковідводами різної висоти на різних висотах та розрахувати зони захисту цих блискавковідводів.

Перевіримо зони захисту між блискавковідводами 1 та 3 за висоти h_1 :

$$L_{c13} = 2,25 \cdot h_1 = 2,25 \cdot 29,79 = 67,03 \text{ м};$$

$$L_{\text{макс}13} = 4,75 \cdot h_1 = 4,75 \cdot 29,79 = 141,5 \text{ м};$$

$$h_{c13} = h'_{01} = 23,83 \Rightarrow L_{13} \leq L_{c13}$$

Перевіримо зони захисту між блискавковідводами 1 та 3 за висоти h_3 :

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 2,25 \cdot 29,1 = 65,48 \text{ м};$$

$$L_{\text{макс}31} = 4,25 \cdot h_3 = 4,75 \cdot 29,1 = 138,23 \text{ м};$$

$$h_{c31} = h'_{03} = 23,28 \Rightarrow L_{31} \leq L_{c31}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{\text{смин}13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{23,83 + 23,28}{2} = 23,56 \text{ м}; \\ r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{02}}{2} = \frac{23,83 + 23,83}{2} = 23,83 \text{ м}; \\ r_{cx13} = \frac{r_{c013} \cdot (h_{\text{смин}13} - h_x)}{h_{\text{смин}13}} = \frac{23,83 \cdot (23,56 - 11)}{23,56} = 12,7 \text{ м}; \end{array} \right.$$

Далі визначимо параметри зони захисту між 1 та 4 (2 та 3):

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{23,25^2 + \left(14,6 + \frac{14,6 - 14,6}{2}\right)^2} \\ = 27,45 \text{ м.}$$

Розрахуємо зону захисту між блискавковідводами 1 та 4 за висоти h_1

$$L_{c14} = 2,25 \cdot h_1 = 2,25 \cdot 29,79 = 67,03 \text{ м};$$

$$L_{\text{макс}14} = 4,75 \cdot h_1 = 4,75 \cdot 29,79 = 141,5 \text{ м};$$

										Арк.
										82
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$h_{c14} = h'_{01} = 23,83 \Rightarrow L_{14} \leq L_{c14}$$

Розрахуємо зону захисту між блискавковідводами 1 та 4 за висоти h_4

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 2,25 \cdot 29,1 = 65,48 \text{ м};$$

$$L_{\text{макс}41} = 4,25 \cdot h_4 = 4,75 \cdot 29,1 = 138,23 \text{ м};$$

$$h_{c41} = h'_{04} = 23,28 \Rightarrow L_{31} \leq L_{c31}$$

Перевіримо зони захисту блискавковідводів 1 та 4 при спільній їх дії:

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{\text{смин}14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{23,83 + 23,28}{2} = 23,56 \text{ м}; \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = \frac{23,83 + 23,28}{2} = 23,56 \text{ м}; \\ r_{cx14} = \frac{r_{c014} \cdot (h_{\text{смин}14} - h_x)}{h_{\text{смин}14}} = \frac{23,56 \cdot (23,56 - 11)}{23,56} = 12,56 \text{ м}; \end{array} \right.$$

Отримані схеми вертикального та горизонтального перерізу зон блискавковідводів різної висоти зображені в додатку В.

В результаті проведених досліджень та розрахунків, грозозахисна система ВРП - 110 кВ була успішно модернізована відповідно до вимог ДСТУ В.2.5-38:2008. В рамках цієї роботи було визначено висоти стрижневих блискавковідводів та побудована відповідна зона захисту для ВРП - 110 кВ.

При виборі оптимального рівня висоти стрижнів було приділено особливу увагу забезпеченню максимального рівня захисту для обладнання та персоналу. Отримані результати дозволяють забезпечити ефективний захист об'єкту від небезпеки грозових розрядів та знизити можливі ризики пошкодження обладнання та витрат на ремонт.

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						83
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8. ОХОРОНА ПРАЦІ

При плануванні модернізації ПС необхідно враховувати всі можливі ризики та забезпечити безпеку працівників під час виконання модернізації та подальшої експлуатації ПС. Для цього були розглянуті питання з охорони праці (ОП) під час виконання робіт з технічного переоснащення трансформаторної підстанції (ТП), які посилаються на чинне законодавство, нормативно-правові акти, будівельні нормативи, правила та документи:

- Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки»;
- Закон України «Про охорону праці»;
- НАПБ В.01.021-97/510 Правила пожежної безпеки при експлуатації магістральних нафтопроводів України;
- НПАОП 0.00-4.12-05 Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці;
- НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок;
- НПАОП 40.1-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів;
- НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів;
- НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок;
- НПАОП 60.3-1.01-10 Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів.
- ДСТУ Б А.3.2-13:2011. Будівництво. Електробезпечність. Загальні вимоги.
- ДСТУ 7237:2011 Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту;

					БР 3.6.141. 106 ЕТ-91 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Дмитрієв</i>				Розрахунок параметрів та модернізація обладнання трансформаторної підстанції 110/6 кВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Василега</i>					84	100	
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

- СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства;
- ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. "Основні положення".
- (ПУЕ) Правила улаштування електроустановок.

Пожежна безпека під час виконання робіт з технічного переоснащення підстанції повинна забезпечуватись шляхом виконання вимог встановленого протипожежного режиму та чинних нормативно-правових актів і нормативних документів з питань пожежної безпеки:

- Кодекс цивільного захисту України, прийнятий Верховною Радою 2 жовтня 2012 року (зі змінами від 11.02.2015 р.);
- ДБН В.1.1-7.2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги»;
- ДБН В.2.5 .56-2014 «Системи протипожежного захисту»;
- НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки України»;
- ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установ 1-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.

Комплекс організаційних і технічних заходів, що впроваджуються суб'єктами господарської діяльності розроблено на підставі чинних нормативних документів та технічних рішень, прийнятих у робочому проекті. На стадії підготовки об'єкта до будівництва заходи з промислової безпеки покладаються на замовника.

При виконанні будівельно-монтажних робіт (БМР) заходи з промислової безпеки покладаються на генерального підрядника. Генеральний підрядник впроваджує заходи з безпечного виконання БМР, першочергово чергу шляхом суворого дотримання положень проекту виконання робіт та технологічних карт на окремі роботи. Перед початком БМР на території будівництва

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

генеральній підрядній організації (генпідряднику) необхідно отримати письмовий дозвіл на виконання робіт від експлуатуючої організації. Виконання робіт без такого дозволу забороняється.

Генпідрядник повинен розробити і погодити з експлуатуючою організацією заходи, які забезпечать безпечне виконання робіт та цілісність діючих об'єктів та їх споруд. У заходах повинно бути передбачено:

- порядок виконання робіт у даній зоні;
- місця переїзду будівельних машин і транспорту через діючі газопроводи, обладнання переїздів через них;
- заходи-перестороги, які забезпечують безпечне виконання робіт (місця ручного шурфування на діючому нафтопроводі, метод позначення осі діючого нафтопроводу тощо). До початку робіт наказом призначається керівник, що відповідає за безпечне виконання робіт та склад бригади, допущеної до виконання робіт. У період підготовки до проведення робіт необхідно перевірити наявність і справність засобів індивідуального захисту працюючих, обладнання, інструментів, пристроїв та інших засобів виконання робіт. Увесь персонал, повинен пройти навчання з правил охорони праці у встановленому порядку. Кожен працівник при допуску до роботи повинен пройти інструктаж з охорони праці по методах та послідовності безпечного виконання робіт, з відповідним оформленням в журналі інструктажу, ознайомлений із місцезнаходженням.

Робочий персонал, зайнятий на роботах, повинен бути забезпечений відповідним спецодягом та спецвзуттям у відповідності до чинних норм. Всі роботи повинні виконуватися у відповідності до проекту виконання робіт, який розробляється підрядною організацією за участю замовника і проектувальника з дотриманням вимог ДБН, ГОСТ, СНиП, ВСН, норм промислової безпеки, пожежної безпеки і охорони праці. Особливу увагу необхідно приді-

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

лити виконанню робіт поблизу існуючих інженерних мереж. На робочих місцях у відповідності до чинних нормативних документів повинні бути встановлені спеціальні вказівні, попереджувальні та захисні знаки.

Увесь персонал, повинен пройти навчання з правил охорони праці у встановленому порядку. Кожен працівник при допуску до роботи повинен пройти інструктаж по методах та послідовності безпечного виконання робіт, з відповідним оформленням в журналі інструктажу, ознайомлений із місцезнаходженням нафтопроводів і їх споруд, їх позначення на місцевості.

До самостійного виконання робіт з ремонту та обслуговування електричного обладнання допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли навчання за фахом, а також:

- медичний огляд і не мають протипоказань за станом здоров'я до виконання даної роботи;
- вступний і первинний на робочому місці інструктажі з охорони праці;
- навчання безпечним методам і прийомам праці;
- перевірку знань правил улаштування електроустановок, правил безпеки при експлуатації електроустановок, вимог охорони праці;
- при ремонті і обслуговуванні електрообладнання напругою до 1000В мають групу з електробезпеки не нижче III, а понад 1000В - не нижче IV.

Виконуючи роботи в електричних установках потрібно проводити організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт:

- оформляти роботи нарядом-допуском, розпорядженням відповідно до переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- проводити підготовку робочих місць;
- здійснювати контроль над виконанням робіт;

Роботи із застосуванням механізмів і вантажопідійомних машин, що виконуються в електроустановках (ВРП, охоронні зони ПЛ), слід виконувати у

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

відповідності до вимог Правил будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів.

Правила виконання робіт на висоті та всі інші нормативно-правові акти з охорони праці до робіт на висоті відносять роботи, що виконуються на висоті понад 1,3 м.

У нормативних документах міжнародної організації праці під роботами на висоті розуміють роботи на рівні або нижче рівня поверхні землі, з якого можна потрапити під дію травми, зокрема підйом і спуск з такого місця.

До таких робіт належать:

- ✓ роботи на риштуваннях і помостах;
- ✓ у кузові транспортного засобу;
- ✓ стаціонарних платформах і колісках;
- ✓ на сцені або естакаді (наприклад, під час концерту, зйомки);
- ✓ поруч з виїмками (котлованами, траншеями, колодязями), а також у разі використання для доступу опори або каната.

При цьому до робіт на висоті не відносять переміщення по стаціонарних драбинах (сходових маршах).

Земляні роботи в зоні діючих підземних комунікацій виконуються під безпосереднім керівництвом виконроба або майстра, а в охоронній зоні кабелів, що знаходяться під напругою, або діючого газопроводу, крім того, під спостереженням представників газового чи електрогосподарства.

Вантажно-розвантажувальні роботи слід виконувати механізованим способом за допомогою засобів малої механізації. Перед виконанням вантажопідіймальних робіт необхідно вжити заходи із забезпечення безпеки праці. Зони тимчасового складування конструкцій при виконанні вантажно-розвантажувальних робіт повинні бути огорожені інвентарною огорожею із встановленням попереджувальних знаків.

При роботі вантажопідіймального обладнання необхідно переконатись у відсутності сторонніх осіб у робочій зоні. Електромонтажні роботи необхідно

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

виконувати з дотриманням вимог безпеки. Струмopровiднi частини устаткування мають бути надiйно обгородженi iзолювальними щитами та ширмами, забезпеченi попереджувальними знаками безпеки. Для виконання правил охорони працi та промислової безпеки пiд час електромонтажних робiт проектом передбачено:

- використання технічно справного устаткування без конструктивних недоліків;
- високий ступiнь механiзацiї БМР;
- виконання всiх робiт з реконструкцiї у вiдповiдностi до технологiчних карт;
- розмiщення обладнання iз забезпеченням нормованих вiдстаней мiж струмопровiдними частинами рiзних фаз, рiзних електричних кiл, мiж струмопровiдними i заземлювальними частинами обладнання;
- забезпеченням вiльного обслуговування обладнання;
- блокування вiд помилкових дiй персоналу;
- забезпечення вiльного пiд'їзду автотранспорту;

В тих випадках, коли вiдстань вiд елементiв дiючих електроустановок, що знаходяться пiд напругою, до працюючих механiзмiв згiдно з вимогами «Правил безпечної експлуатацiї електроустановок» виконати неможливо, на час виконання робiт обладнання необхідно вiдключити вiд мережi електроживлення та заземлити цi електроустановки. Кiлькiсть, тривалiсть та час таких вiдключень повиннi погоджуватись з енергопостачальною органiзацiєю. Згiдно з НПАОП 60.3-1.01-10 на час технічного переоснащення необхідно виконати перегляд i перезатвердження технологiчних схем та планiв електротехнiчних комунікацiй. У технічну документацiю та технологiчнi iнструкцiї iз експлуатацiї систем електропостачання КС необхідно внести змiни у зв'язку з переобладнанням розподiльного пристрою.

Роботи на територiї об'єкту необхідно припинити у разі:

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

- виникнення аварійної ситуації або передумов для її виникнення, пожежі, нещасного випадку, виявлення вибухових пристроїв;
- виявлення в зоні проведення земляних робіт не вказаних комунікацій (кабельних ліній, газопроводів, водопроводів тощо) або їх пошкодження;
- відсутність справного або відмови обладнання, необхідного для виконання робіт.

Про всі порушення вимог безпеки, які можуть спричинити надзвичайну ситуацію чи загрозу життю і здоров'ю оточуючих, виробничому середовищу чи довкіллю, а також про нещасний випадок чи пожежу слід негайно повідомити безпосередньо керівника робіт, який зобов'язаний одразу повідомити диспетчера відповідного проммайданчика.

Пожежну безпеку необхідно забезпечити шляхом проведення організаційних, технічних та інших заходів, спрямованих на попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих майнових втрат і зменшення негативних екологічних наслідків у разі їх виникнення, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та швидкого гасіння пожеж. Місце виконання робіт повинне бути забезпечене первинними засобами пожежогасіння відповідно до НАПБ А.01-001. До початку проведення робіт необхідно встановити на будівельному майданчику відповідний протипожежний режим, яким визначити:

- основні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки технологічного процесу;
- правила утримання в працездатному стані установок пожежної автоматики та первинних засобів пожежогасіння;
- місця для зберігання будівельних матеріалів та обладнання;
- порядок аварійної зупинки технологічного процесу та правила застосування засобів пожежогасіння і установок пожежної автоматики в разі пожежі;

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

- порядок проведення з працівниками інструктажу з пожежної безпеки на робочому місці з призначенням відповідальних за його організацію та проведення;
- дії працівників у разі виникнення пожежі (загоряння), порядок оповіщення керівництва.

Необхідно ознайомити усіх працівників з вимогами даного наказу (розпорядження) у період проходження первинного інструктажу з питань пожежної безпеки. Протипожежні заходи під час виконання робіт:

- усі працівники, яких допущено до виконання робіт з будівництва, в обов'язковому порядку мають пройти вступний інструктаж з пожежної безпеки та первинний інструктаж з пожежної безпеки на робочому місці. Допуск до роботи осіб, які не пройшли протипожежний інструктаж і перевірку знань з пожежної безпеки, забороняється;
- перед початком виконання робіт наказом необхідно призначити відповідальну особу, яка керує роботами і відповідає за дотримання правил безпечного ведення робіт;
- дороги, проїзди та проходи до споруд, а також підходи до місць зберігання первинних засобів пожежогасіння повинні утримуватись вільними. У зимовий період регулярно очищатись від снігу та льоду;
- протипожежні розриви забороняється використовувати для складування будь-яких матеріалів, стоянки автотранспорту, тимчасових побутових вагончиків тощо.

У разі виявлення пожежі (ознак горіння) на території, в будівлях, приміщеннях слід негайно повідомити про це телефоном пожежну охорону, вжити заходи щодо гасіння (локалізації) пожежі і (за необхідності) евакуації працівників, повідомити про подію керівництво підрозділу, у разі необхідності викликати інші аварійно-рятувальні служби (медичну, газорятувальну тощо). У разі виявлення пожежі необхідно повідомити відомчу охорону і керівника об'єкта, а також аварійно-рятувальні підрозділи ДСНС України.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

ВИСНОВОК

Під час виконання кваліфікаційної роботи бакалавра був проведений аналіз стану обладнання підстанції 110/6 кВ "Броди" та здійснено наступні розрахунки та заходи з модернізації:

- Проведений аналіз режимів роботи трансформаторної підстанції.
- Проведений аналіз навантажень силових трансформаторів підстанції.
- Здійснений розрахунок параметрів та вибір комутаційних електричних апаратів.
- Проведений аналіз навантажень трансформаторів для власних потреб.
- Перевірка ошиновки розподільчих пристроїв.
- Здійснений розрахунок параметрів та вибір релейного захисту.
- Проведений розрахунок зони захисту та висоти блискавковідводів.
- Була розроблена охорона праці для виконання запланованої модернізації ПС.

Під час виконання роботи було помічено значне недовантаження силових трансформаторів та їх незадовільний стан через тривалий період експлуатації. З метою вирішення цієї проблеми була запропонована заміна застарілого обладнання трансформаторів ТДН-16000/110 на більш нові та малопотужні ТМН-6300/110. Це дозволить нормувати навантаження на трансформатори, зменшити втрати електроенергії та витрати на обслуговування та ремонт.

Після цього були проведені розрахунки, спрямовані на заміну застарілого комутаційного обладнання, а саме заміна секційного масляного вимикача МКП-110М-1000/630 на більш сучасний елегазовий ЛТВ-145D1/В. Новий вимикач підвищить надійність системи, так як елегазові вимикачі володіють високою електричною міцністю та хорошою ізоляційною властивістю, що дозволяє ефективно вимикати струм у високовольтних системах. Також цей вимикач має низьку токсичність та екологічну безпечність.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

Потім була проведена перевірка ошиновки розподільчих пристроїв на-
пругою 110 і 6 кВ, яка показала нормальний стан обладнання.

Крім того, були виконані розрахунки для вибору реле захисту трансфо-
рматорів, в результаті чого було встановлено, що необхідно використати реле
ДЗТ-11.

Наостанок, було проведено розрахунки зони захисту та визначено опти-
мальні значення висоти та розмір зон захисту для подвійних стрижневих бли-
скавковідводів, які відповідали високому рівню надійності захисту для без-
пеки обладнання та працівників підстанції. В результаті було встановлено
прийнятну висоту блискавковідводів та визначені зони захисту, що відпові-
дають встановленим вимогам.

					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		93

21. НПАОП 60.3-1.01-10. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів;
22. НПАОП 60.3-1.01-10. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів;
23. ДСТУ В.2.5-38:2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд;
24. ДСТУ 7237:2011 Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту;
25. СНиП 3.05.06-85 Електротехнічні пристрої;
26. ДБН А.3.2-2-2009 Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення (НПАОП 45.2-7.02-12);
27. Правила улаштування електроустановок: затв. наказом Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476. 617 с.;
28. Кодекс цивільного захисту України : Кодекс України від 02.10.2012 р. № 5403-VI зі змінами;
29. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги;
30. ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту. Зі зміною № 1;
31. НАПБ А.01.001-2014 Правила пожежної безпеки в Україні;
32. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою;
33. НАПБ А.01.001-2014 Правила пожежної безпеки в Україні;
34. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач, затверджена Міненерго України 18.02.1998 р.

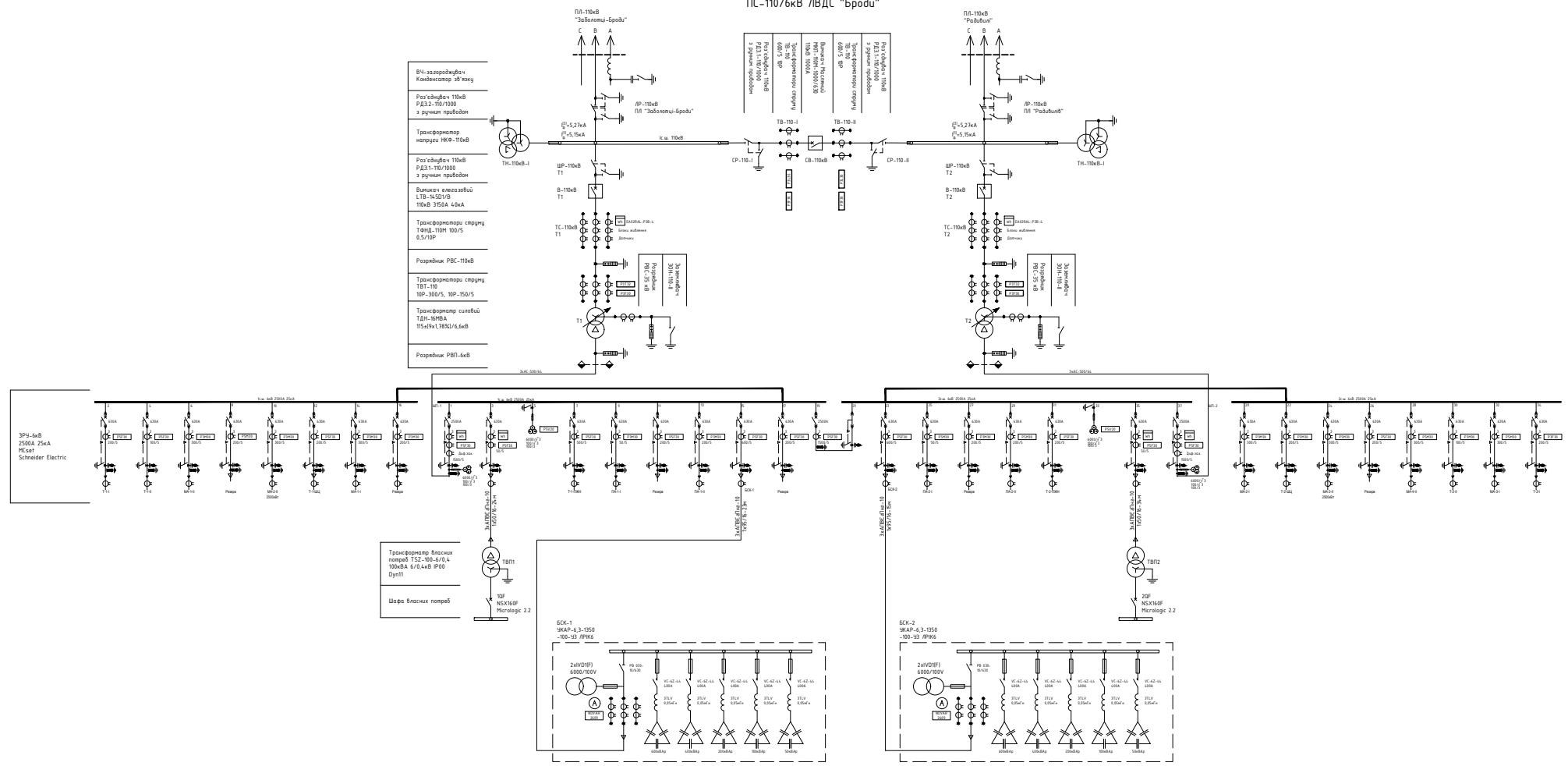
					<i>БР 3.6.141. 106 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

ДОДАТКИ

					БР 3.6.141. 106 ПЗ	Арк.
						97
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А

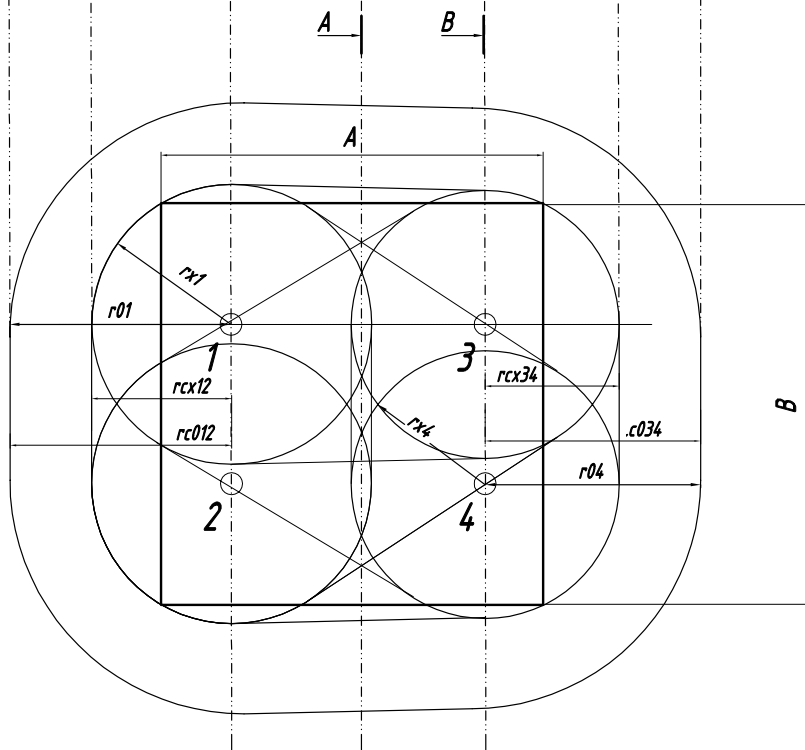
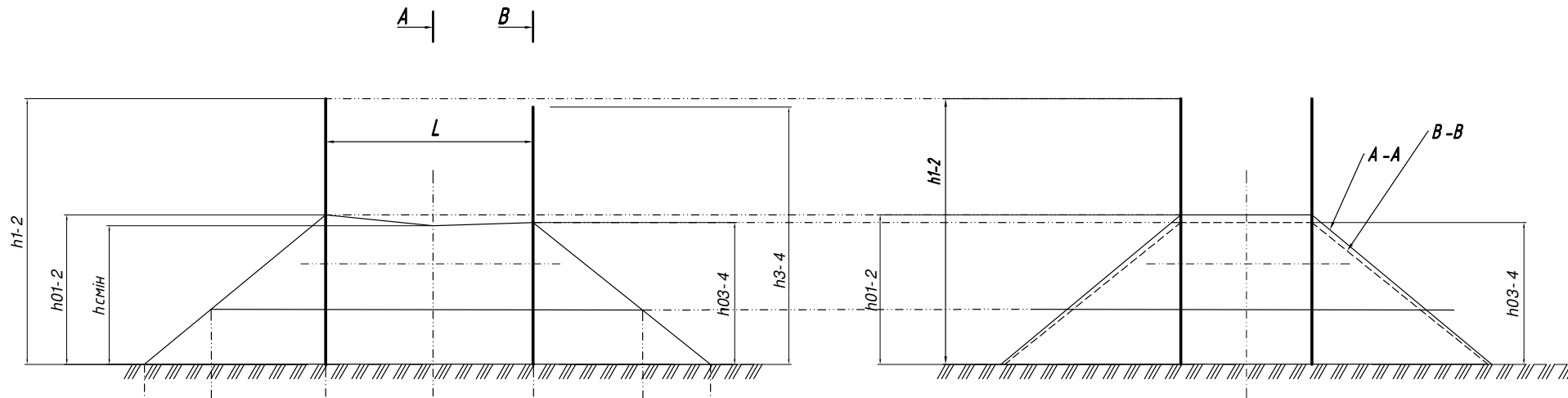
ПС-110/6кВ ЛВДС "Броди"



БК 3.6.141.106 ПЗ					
Зм.	Кіл.	Лист	№ док.	Підпис	Дата
Разробув	Дмитрієв				30.05
Перевірив	Василюга				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.	Лебединський				
Схема електрична однолінійна ПС-110/6кВ ЛВДС "Броди" до модернізації					
Лист	Масса	Маштаб			
98		1:1			
Лист			98	Листів	
			100		
СумДУ, гр. ЕТ-91					

Погоджено:	
№ в. № ор.	підпис та дата
Зам. № в. №	Зам. № в. №

ДОДАТОК В



						БК 3.6.141.106 ПЗ			
Зм.	Кіл.	Лист	№ док.	Підпис	Дата	Зона захисту північного стрижневого близькавовідводу	Лист	Маса	Маштаб
Розробив	Дмитрієв				30.05				1:1
Перевірив	Василюга						Лист	100	Листів
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.	Лебединський						СумДУ, гр. ЕТ-91		

Погоджено:	
№ в. ор.	Підпис та дата
№ в. ор.	Зам. інв. №