

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

доцент, кандидат технічних наук

_____ І. Л. Лебединський

«___» _____ 2023 р.

Магістерська робота

на тему:

” Підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів в зоні підстанції 35/10 кВ «Овсюки»”

Спеціальність :8. 141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Виконав студент гр. ЕТмдн-12п _____ Міщенко С.О.

Керівник, кандидат технічних наук _____ Лебединський І.Л.

Консультанти:

по економічній частині доцент, к.е.н. _____ Маценко О.М.

по питанням охорони праці _____ Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач _____ Лебединський І. Л.

Суми – 2023

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

доцент, кандидат технічних наук

_____ І. Л. Лебединський

«___» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-12п

Мішенку Сергію Олександровичу

1. Тема дипломного проекту: ” **Підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів в зоні підстанції 35/10 кВ «Овсюки»**”
2. Затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Дата здачі роботи: _____ 2022 р.
3. Вихідні дані проекту:
 - Нормативні документи;
 - План розміщення обладнання;
 - Паспортні данні обладнання.
4. Зміст пояснювальної записки:
 - Вступ;
 - Матеріали обстеження району електропостачання в зоні п/ст 35/10 кВ «Овсюки

- Принципи виконання релейного захисту елементів ПС 35/10 кВ;
- Обґрунтування та вибір релейного захисту елементів ПС 35/10 кВ
- Економічна частина;;
- Охорона праці;
- Висновки;
- Список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу:

Лист 1. Головна схема підстанції 35/10 кВ „Овсюки”

Лист 2. Вибір РЗ обладнання на ПС 35/10 кВ. Функції пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600

Лист 3. Розрахунок уставок РЗ SIEMENS 7SJ600

Лист 4. Заміна вимикачів 10 кВ на вакуумні на ПС 35/10 «Овсюки».

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1	Лебединський І. Л.		
2	Маценко О.М.		
3	Лебединський І. Л.		

7. Дата видачі завдання:

Керівник проекту _____ Лебединський І. Л.

Завдання отримав студент _____ Міщенко С.О.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів дипломного проекту	Термін виконання
1	Матеріали обстеження району електропотребления в зоні ПС 35/10 кВ	1.11–10.11.22
2	Принципи виконання релейного захисту елементів ПС 35/10 кВ	11.11–20.11.22
3	Вибір релейного захисту елементів ПС 35/10	20.11–30.11.22
4	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист дипломного проекту	01.12–10.12.22

Студент-дипломник _____ Міщенко С.О.

(підпис)

Керівник проекту _____ Лебединський І. Л.

(підпис)

РЕФЕРАТ

с.95 , рис.13, табл.25, кресл.4, джерел 18.

Бібліографічний опис: Міщенко С.О Підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів в зоні підстанції 35/10 кВ «Овсюки» (Текст): робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.8.141- електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Міщенко С.О.; наук. керівник Лебединський І. Л..-Суми:Сум ДУ,2022.-95с.

Ключові слова: лінія електропередачі, підстанція, секційний вимикач, релейний захист , трансформатор, напруга; кабельна лінія.

Keywords: power line, substation, circuit breaker, relay protection, transformer, voltage; cable line.

Короткий огляд- в магістерській роботі розглядаються питання підвищення ефективності та надійності системи електропостачання споживачів в зоні підстанції 35/10кВ "Овсюки" Полтавської області за рахунок модернізації комплектних розподільних пристроїв 10 кВ.

Проаналізована зона електропостачання, проведено розрахунок струмів короткого замикання, вибрано відповідні трансформатори струму та напруги, вимикачі, обмежувачі перенапруги. Приведено основні принципи виконання релейного захисту елементів, вимоги до пристроїв та їх будова. Обґрунтовано та вибрано елементи релейного захисту підстанції 35/10 кВ, релейний захист ліній, РЗ силового трансформатора. Приведено характеристику пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600.

Проаналізовано вибір варіанту реконструкції " підстанції Овсюки " на основі модернізації комплектних розподільних пристроїв який виконаний з урахуванням вимог до надійності електропостачання та якості електроенергії.

Проведено техніко-економічне обґрунтування застосування мікропроцесорного захисту та його впровадження на підстанції, обслуговування та амортизацію електрообладнання підстанції. Розглянуто питання охорони праці, визначені основні параметри при оцінці пожежної безпеки на об'єктах господарської діяльності при надзвичайних ситуаціях.

Перелік прийнятих скорочень

1. КЗ – коротке замикання;
2. КЛ – кабельна лінія;
3. МСЗ – максимальний струмовий захист;
4. СВ – струмова відсічка;
5. ЛЕП – лінії електропередачі;
6. ДФЗ – диференційний захист;
7. ТС – трансформатор струму;
8. ТН – трансформатор напруги;
9. РПН – регулювання під напругою;
10. РЗ – релейний захист;
11. СВ – секційний вимикач;
12. ПС – підстанція;
13. АПВ – автоматичне повторне включення.

Зміст

Анотація	6
Перелік прийнятих скорочень	7
Вступ	8
Розділ 1. Матеріали обстеження району електропостачання ПСТ 35/10 кВ «Овсюки»	10
1.1 Характеристика зони електропостачання	10
1.2 Розрахунок потужності трансформаторних споживчих підстанцій	12
1.3 Розрахунок навантажень ліній 10 кВ	14
1.4 Вибір перерізів проводів на лініях 10 кВ	18
1.5 Розрахунок струмів короткого замикання	21
1.6 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ	26
1.7 Вибір трансформаторів струму	29
1.8 Вибір трансформаторів напруги	36
1.9 Вибір трансформатора власних потреб підстанції	37
1.10 Вибір обмежувачів перенапруги	38
Розділ 2. Основні умови виконання релейного захисту елементів ПС 35/10 кВ	47
2.1 Призначення релейного захисту та вимоги до нього	47
2.1.1 Основні вимоги до пристроїв релейного захисту	48
2.1.2 Основні принципи побудови захисних пристроїв	52
2.2 Принципи роботи максиРисунокнього струмового захисту	52
2.3 Струмова відсічка	55
Розділ 3. Обґрунтування та вибір релейного захисту елементів підстанції 35/10кВ	58
3.1 Вибір типів та апаратури релейного захисту елементів підстанції 35/10кВ	58
3.1.1 Вибір релейного захисту повітряних лінії 10 кВ	58
3.1.2 Вибір РЗ для введів 10 кВ та ШЗВ 10 кВ	59
3.1.3 Вибір РЗ для силового трансформатора	59
3.1.4 Вибір РЗ на вводі 35 кВ силового трансформатора	61
3.1.5 Вибір РЗ на трансформаторів напруги	61
3.2 Коротка характеристика пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600	61
3.3 Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ	64
Розділ 4. Економічна частина	69
Розділ 5. Охорона праці	75
5.1 Безпека експлуатації трансформаторів струму типу ТПЛ напругою 10 кВ	75

МР.5.8.141.449.ПЗ														
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата										
		Мищенко С.О.			Підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів в зоні підстанції 35/10 кВ «Овсюки»									
		Лебединський												
		Лебединський												
					<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%; text-align: center;">Літ.</td> <td style="width: 15%; text-align: center;">Аркуш</td> <td style="width: 15%; text-align: center;">Аркушів</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">6</td> <td style="text-align: center;">94</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center; font-weight: bold;">СУМ ДУ ЕТмдн-12п</td> </tr> </table>	Літ.	Аркуш	Аркушів		6	94	СУМ ДУ ЕТмдн-12п		
Літ.	Аркуш	Аркушів												
	6	94												
СУМ ДУ ЕТмдн-12п														

5.1.1	Аналіз небезпечних факторів	75
5.1.2	Аналіз шкідливих факторів	76
5.2	Заходи профілактики щодо норРисунокізації умов праці	77
5.2.1	Заходи захисту від електричної напруги	77
5.2.2	Розрахунок захисного заземлення ЗРП-10 кВ	78
5.2.3	Електрозахисні засоби	80
5.2.4	Заходи захисту від інших небезпечних факторів	81
5.2.5	Заходи захисту від шкідливих факторів	81
5.3	Пожежна безпека	81
	Розділ 6. Експлуатація трансформаторного масла	83
	Висновки	93
	Література	94

					МР.5.8.141.449.ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Підвищення ефективності та надійності роботи системи електропостачання споживачів в зоні підстанції 35/10 кВ «Овсюки»	<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Міщенко С.О.</i>						
<i>Перевір.</i>		<i>Лебединський</i>					6	94
<i>Реценз.</i>						СУМ ДУ ЕТмдн-12п		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лебединський</i>						
<i>Затверд.</i>								

Анотація

В дипломній роботі розглядаються питання підвищення ефективності та надійності системи електропостачання споживачів в зоні "п/ст Овсюки" Полтавської області за рахунок модернізації комплектних розподільних пристроїв 10 кВ.

В роботі висвітлені такі питання:

- Матеріали дослідження району електропостачання;
- Розрахунок навантаження на лініях 10 кВ, вибір проводів;
- Обґрунтування та вибір релейного захисту лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного захисту;
- Вибір електронного захисту 7SJ600.

Вибір варіанту реконструкції " п/ст Овсюки " на основі модернізації комплектних розподільних пристроїв зроблений з врахуванням вимог до надійності електропостачання та якості електроенергії.

Перелік прийнятих скорочень

1. КЗ – коротке замикання;
2. КЛ – кабельна лінія;
3. МСЗ – максимумний струмовий захист;
4. СВ – струмова відсічка;
5. ЛЕП – лінії електропередачі;
6. ДФЗ – диференційний захист;
7. ТС – трансформатор струму;
8. ТН – трансформатор напруги;
9. РПН – регулювання під напругою;
10. РЗ – релейний захист;
11. СВ – секційний вимикач;
12. ПС – підстанція;
13. АПВ – автоматичне повторне включення.

ВСТУП

Забезпечення якості електроенергії, що подається споживачам, надійності і економічності енергопостачання – основні завдання енергопостачання на сучасному етапі.

Споживачі пред'являють високі вимоги до електричної енергії. Такі якісні показники електричної енергії, як частота і напруга повинна підтримуватися на суворо заданому рівні. Всі споживачі зацікавлені в безперебійності електропостачання. Деякі з них висувають дуже високі вимоги відносно надійності електроживлення. Але на електричних станціях і лініях передачі, можливі різні пошкодження, які впливають на роботу станцій, на якість електричної енергії і на надійність електропостачання. Необхідно прагнути локалізації аварійних ділянок, відключення пошкодженого устаткування і якнайшвидшого відновлення нормального рівня роботи. Першопричини виникнення аварій бувають вельми різноманітними, але в більшості вони є результатом своєчасно не знайдених і не усунених дефектів устаткування, незадовільного проектування, монтажу і експлуатації. Господарство нашої країни, в якому величезне значення має енергетика, вимагає безперебійного електропостачання споживачів. Тому слід прагнути працювати безаварійно.

Унаслідок короткого замикання порушується нормальна робота системи електропостачання з можливим виходом синхронних генераторів, компенсаторів і електродвигунів з синхронізму і порушенням роботи споживачів. Небезпека представляє також термічну і динамічну дію струму короткого замикання.

Потужність споживачів в народному господарстві постійно зростає. В зв'язку з цим в електроенергетиці необхідно створювати нормативні резерви для необхідного електропостачання господарства. З цією метою, а також для підвищення економічної ефективності електропостачання передбачено використання встановленого обладнання, модернізувати застаріле і забезпечувати заміну вузлів,

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

які відпрацювали свій ресурс, а також вивести з роботи морально і фізично зношене обладнання.

Електропостачання сільського господарства порівняно з електропостачанням промисловості і міст має свої особливості. Головна з них – необхідність підводити електроенергію до великого числа порівняно Рисунокопотужних споживачів. В результаті цього протяжність мереж на одиницю потужності набагато більше, ніж в інших галузях народного господарства.

Раціональне вирішення проблем електропостачання сільського господарства залежить від економічної ефективності застосування електроенергії. Тому основним завданням електропостачання сільського господарства є доведення вартості електроенергії до мініРисунокьної. Цього необхідно добиватися при дотриманні всіх вимог, правил і норм якості електроенергії.

Розділ 1. Матеріали обстеження району електропостачання підстанції 35/10 кВ «Овсюки»

1.1. Характеристика зони електропостачання

Район електропостачання ПСТ 35/10 кВ розташований в східній частині Полтавської області. Вона здійснює живлення таких споживачів як КТПН 10/0,4кВ та КТП 10/0,4кВ. Підстанція живиться повітряною лінією 35 кВ від п/ст 110/35/10 кВ „Пирятин ”, є прохідною і має резервне живлення від п/ст 35/10 кВ „Вишневе”.

В районі проходить залізничне сполучення, а також має сітку доріг з твердим покриттям. В зоні живлення підстанції знаходиться елеватор «Нібулон»- споживач відноситься до споживачів 2 категорії надійності електропостачання, перерва в живленні якого може призвести до значних матеріальних збитків та порушень в роботі всього підприємства.

Район електропостачання знаходиться в II кліматичному районі по вітру і по ожеледі, що відповідає товщині стінки ожеледі $b=10$ мм і швидкісному напору вітру $q=40$ даН/м², (25 м/с). Ґрунти в даній місцевості- чорнозем з поміссю, середній питомий опір ґрунту 200 Ом·м.

Від підстанції „Овсюки” отримують живить ряд КТП10/0,4кВ та КТПН-10/0,4 згідно Рисунок. 1.1.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

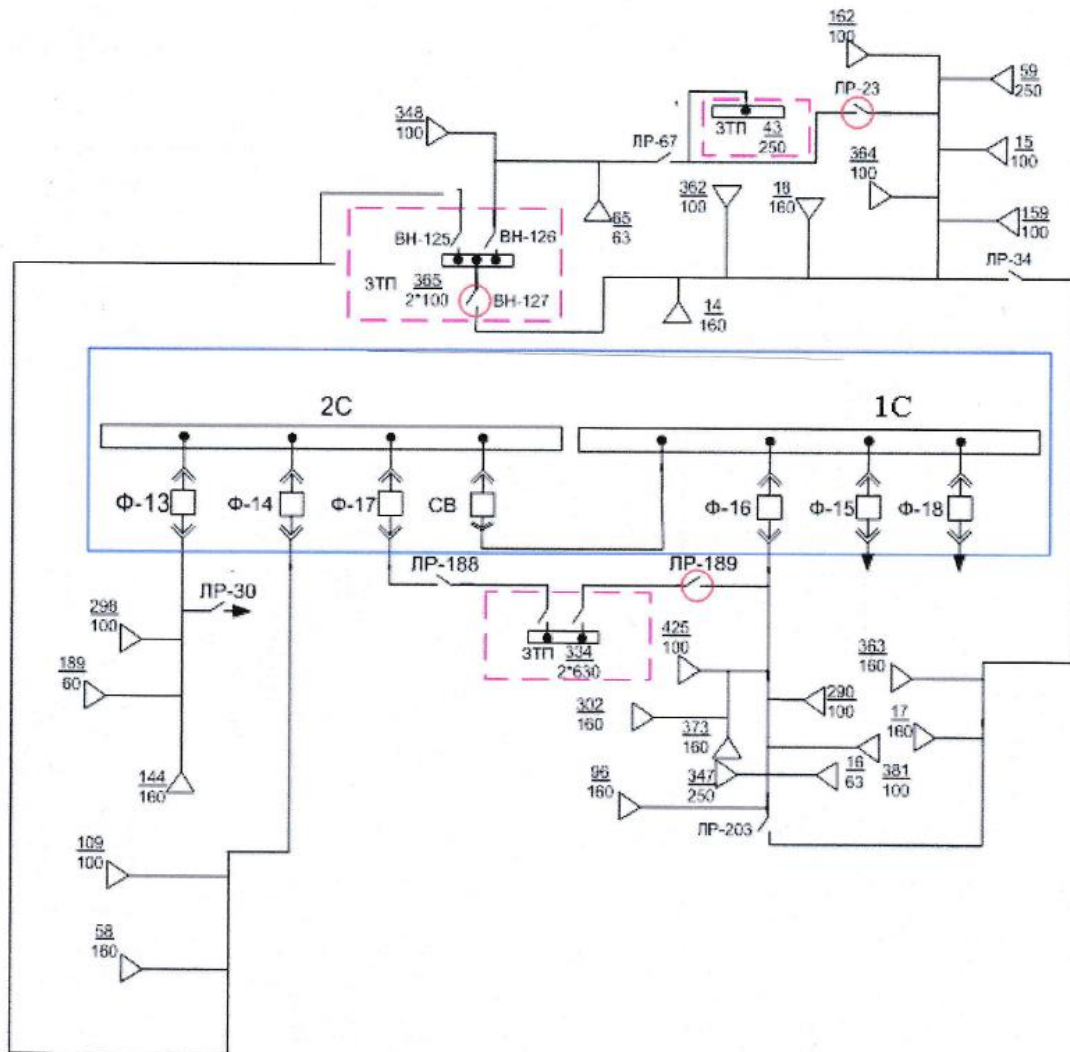


Рисунок. 1.1. Однолінійна схема з'єднань підстанції «Овсюки» з КТП-10/0,4 кВ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP.5.8.141.449.ПЗ

Арк.

11

1.2. Розрахунок номінальної потужності споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ

Для прикладу приводимо розрахунок та вибір номінальної потужності ТП 10/0,4 кВ, диспетчерський номер 16. Добове навантаження підстанції постійно змінюється на протязі доби.

Визначаємо денне розрахункове навантаження за формулою:

$$P_d = 0,66 \cdot I_{\text{зам}} \cdot k_n \cdot k_c \cdot k_d \cdot \text{Cos}\varphi_d \quad ,\text{кВт} \quad (1.1)$$

де, $I_{\text{зам}}$ – струм заміру, А (зібрані дані під час проходження практики);

$$I_{\text{зам}} = 70 \text{ А}$$

k_n – коефіцієнт росту навантаження;

$$k_n = 1,3 \quad [3]$$

k_c – коефіцієнт сезонності;

$$k_c = 1$$

k_d – коефіцієнт денного максимуму;

$$k_d = 0,3 \quad [3]$$

$\text{Cos}\varphi_d$ – денний коефіцієнт потужності;

$$\text{Cos}\varphi_d = 0,9$$

Отже, $P_d = 0,66 \cdot 70 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 0,3 \cdot 0,9 = 17,5 \text{ кВт}$

Знаходимо вечірнє розрахункове навантаження за формулою:

$$P_b = 0,66 \cdot I_{\text{зам}} \cdot k_n \cdot k_c \cdot k_b \cdot \text{Cos}\varphi_b \quad ,\text{кВт} \quad (1.2)$$

де k_b – коефіцієнт вечірнього максимуму;

$$k_b = 1 \quad [3]$$

$\text{Cos}\varphi_b$ – коефіцієнт вечірньої потужності;

$$\text{Cos}\varphi_b = 0,9 \quad [3]$$

Отже, $P_b = 0,66 \cdot 70 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 62,2 \text{ ,кВт}$

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Знаходимо повне денне навантаження ТП10/0,4 кВ

$$S_d = P_d / \cos\varphi_d, \text{кВА} \quad (1.3)$$

$$S_d = 17,5 / 0,9 = 21,5 \text{кВА}$$

Знаходимо повне вечірнє навантаження ТП10/0,4 кВ

$$S_b = P_b / \cos\varphi_b, \text{кВА} \quad (1.4)$$

$$S_b = 62,2 / 0,9 = 69,4 \text{кВА}$$

Потужність ТП 10/0,4 кВ приймається за умовою

$$S_{e.n.} < S_{роз} < S_{e.в.},$$

,де $S_{e.n.}$ – нижня економічна межа потужності, кВА

$S_{роз}$ – більше розрахункове навантаження підстанції

$S_{e.в.}$ - верхня економічна межа потужності, кВА

$$56 \text{кВА} < 69,4 \text{кВА} < 86 \text{кВА}.$$

Приймаємо підстанцію з трансформатором потужністю $S_{н.тр} = 63 \text{кВА}$

Вибір потужностей інших трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ виконуємо аналогічно.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3. Розрахунок навантажень ліній 10 кВ

На кожній ділянці лінії входять виробничі навантаження $P_{\text{вир}}$, яке включає в себе в денний час навантаження ТП з виробничим і змішаним видами споживачів, у вечірній час – тільки навантаження ТП з виробничим видом, та загальне навантаження $P_{\text{заг}}$, яке включає навантаження всіх ТП.

Розрахункові навантаження окремих ділянок лінії 10 кВ знаходять підсумовуючи навантаження окремих споживачів, що підключені до лінії. Розрахунок ведуть починаючи з кінця лінії, навантаження підсумовують за методом додавок:

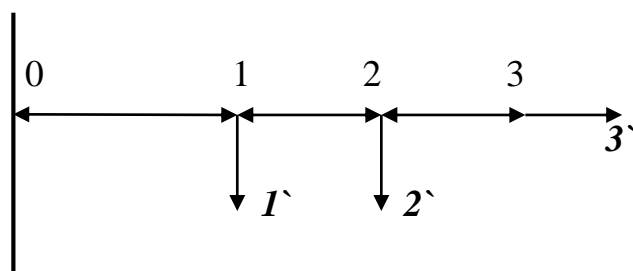
$$P_{\text{д}} = P_{\text{дб}} + \Delta P(P_{\text{дм}}); \quad (1.7)$$

$$P_{\text{в}} = P_{\text{вб}} + \Delta P(P_{\text{вм}}), \quad (1.8)$$

- де, $P_{\text{дб}}$ - найбільше навантаження денного максимуму, кВт;
 $P_{\text{вб}}$ - найбільше навантаження вечірнього максимуму, кВт;
 $P_{\text{дм}}$ - найменше навантаження денного максимуму, кВт;
 $P_{\text{вм}}$ - найменше навантаження вечірнього максимуму, кВт;
 $\Delta P(P)$ - добавка від меншого навантаження до найбільшого, кВт;

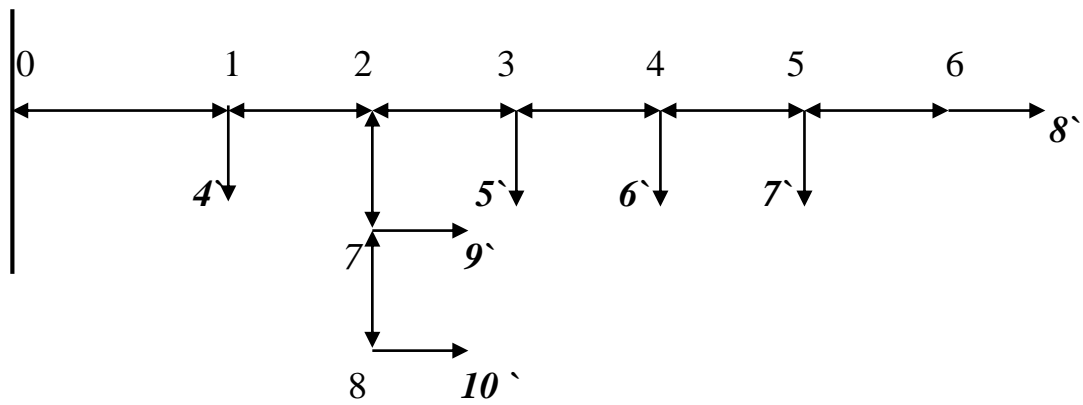
Розраховуємо навантаження на усіх ділянках ліній (за допомогою коефіцієнта одночасності або за допомогою додавок), а розраховані дані заносимо до таблиці 1.1.

Повітряна лінія №1

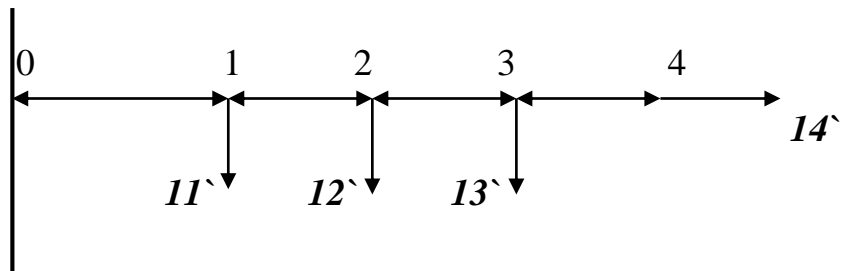


					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Повітряна лінія №2



Повітряна лінія №3



Повітряна лінія №4

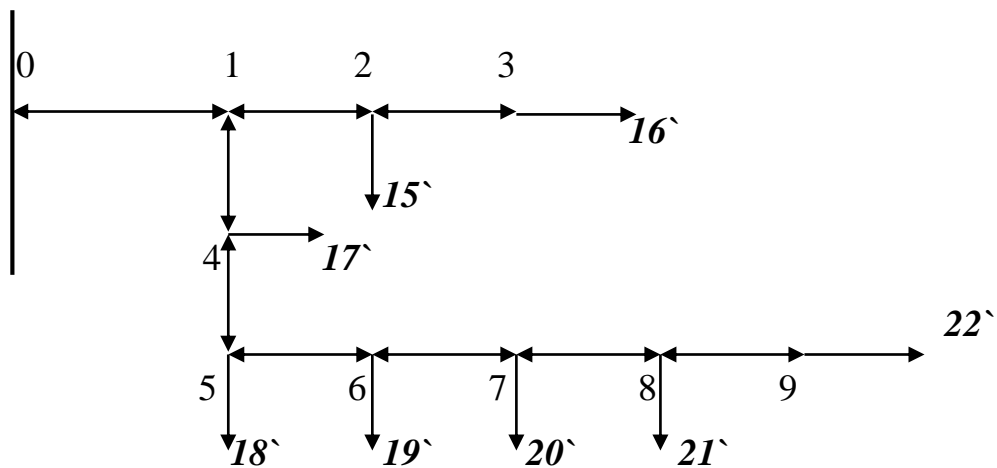


Рис.1.2. Розрахункова схема ліній електропередачі (1↓ – порядковий номер ТП)



Таблиця 1.1–Розрахунок навантажень ліній 10 кВ

Ділянка	Вид	Навантаження							
		Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		$P_{дб}$	$P_{дм}$	$\Delta P(P_{дм})$	$P_{д}$	$P_{вб}$	$P_{вм}$	$\Delta P(P_{вм})$	$P_{в}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лінія №1									
3-2	$P_{вир}$	120,7	-	-	120,82	77,56	-	-	77,56
	$P_{заг}$	120,7	-	-	120,82	77,56	-	-	77,56
2-1	$P_{вир}$	120,7	-	-	-	77,56	-	-	-
	$P_{заг}$	120,7	17,5	12	133,5	77,56	62,3	44,5	120,3
0-1	$P_{вир}$	131,9	33,4	22	155,44	121,85	112,5	83	202,35
	$P_{заг}$	131,9	33,4	22	155,44	121,85	112,5	83	202,35
Лінія №2									
8-7	$P_{вир}$	115,4	32,23	22,23	138,87	110,52	74,83	56,3	166,52
	$P_{заг}$	115,4	32,23	22,23	138,87	110,52	74,83	56,3	166,52
6-5	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	28,5	-	-	28,32	97,3	-	-	97,3
5-4	$P_{вир}$	177	-	-	175	113,49	-	-	113,49
	$P_{заг}$	177	28,4	19,2	198	113,49	97,3	72,1	185,2
4-3	$P_{вир}$	196	32,22	22,3	217,13	185,39	110,56	78,1	263,29
	$P_{заг}$	196	32,22	22,3	217,13	185,39	110,56	78,1	263,29
3-2	$P_{вир}$	215	-	-	217,13	263,89	-	-	263,29
	$P_{заг}$	215	28,6/3 2,5	20/23	261,2	263,89	97,7/1 14,4	73/88	425,79
2-7	$P_{вир}$	137,9	121,2	92,21	232,19	166,56	78,45	62	246,85
	$P_{заг}$	137,9	121,2	92,21	232,19	166,56	-	-	166,56
2-1	$P_{вир}$	231,9	217,3	170,3	402,54	263,04	244,5	194	455,19
	$P_{заг}$	263	231,9	189,2	452,23	425,07	167,5	137	554,19
0-1	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	455,3	124,14	93,2	545,5\45	551,09	80,8	62	612,79
Лінія №3									
3-4	$P_{вир}$	183,12	-	-	182,7	118,22	-	-	118,22
	$P_{заг}$	183,12	-	-	182,7	118,22	-	-	118,22
2-3	$P_{вир}$	183,12	-	-	182,7	118,22	-	-	118,22
	$P_{заг}$	183,12	18,25	11,8	194,5	118,22	65,9	47,2	164,3
1-2	$P_{вир}$	195,24	-	-	194,5	165,81	-	-	164,3
	$P_{заг}$	195,24	30,34	20,4	215,66	165,81	102,4	76	243,3
0-1	$P_{вир}$	215,8	-	-	215,66	241,56	-	-	243,3
	$P_{заг}$	215,8	31,78	22	237,52	241,56	108,23	80	321,5

Арк.

МР.5.8.141.449.ПЗ

16

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

Продовження таблиці 1.1.

Лінія №4									
8-9	P _{вир}	122	-	-	122	78	-	-	78
	P _{заг}	122	-	-	122	78	-	-	78
7-8	P _{вир}	122	-	-	122	78	-	-	78
	P _{заг}	122	113,7	87,3	211	78	74,4	55	125
6-7	P _{вир}	211	182,7	131,5	344	135,3	118,5	87	222
	P _{заг}	211	182,7	131,5	344	135,3	118,5	87	222
5-6	P _{вир}	344	17,33	11,23	352,21	220,2	59,23	44	264
	P _{заг}	344	17,33	11,23	352,21	220,2	59,23	44	264
4-5	P _{вир}	353	-	-	352,21	220,2	59,23	44	264
	P _{заг}	353	31,65	20,12	372,44	263,12	108,11	80,3	342
1-4	P _{вир}	372,54	-	-	372,44	343,21	-	-	342
	P _{заг}	372,54	32,33	21,02	393,57	343,21	110,47	82,2	424
2-3	P _{вир}	125,47	-	-	125,3	80,62	-	-	80,64
	P _{заг}	125,47	-	-	125,3	80,62	-	-	80,64
1-2	P _{вир}	125,47	-	-	125,3	80,62	-	-	80,64
	P _{заг}	125,47	31,15	21,02	146,12	105,25	80,23	61	165,45
0-1	P _{вир}	373,65	125,22	95,3	468,55	343,2	80,23	61	402
	P _{заг}	393,45	146,45	115,03	508,58	425,1	165,77	117	553

Сумарне денне навантаження по лініях визначають за формулою:

$$\sum P_{\text{д}} = P_{\text{бд}} + \Delta P(P_{\text{мд}}), \text{ кВт} \quad (1.9)$$

де $P_{\text{б}}$ – більша потужність, кВт;

$\Delta P(P_{\text{м}})$ – добавка від меншої потужності, кВт.

$$\sum P_{\text{д}} = 153,9 + 544,5 + 237,8 + 508,3 = 1447,6 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє навантаження по лініях обраховується за формулою:

$$\sum P_{\text{в}} = P_{\text{бв}} + \Delta(P_{\text{мв}}), \text{ кВт.} \quad (1.10)$$

$$\sum P_{\text{в}} = 203,23 + 612,39 + 321,2 + 552 = 1689,34 \text{ кВт.}$$

1.4. Вибір перерізів проводів ліній 10 кВ

Проводимо розрахунок по вибору перерізів проводів, який починають з головної ділянки лінії і отримані дані заносять у таблицю 1.2.

Для прикладу візьмемо лінію №1 :

Згідно таблиці в колонку 1 записуємо № розрахункової ділянки. В колонку 2 та 3 – розрахункове денне та вечірнє навантаження, яке береться з таблиці 2 згідно ділянки:

$$P_{д3-2}=123\text{кВт} \quad (1.11)$$

$$P_{в3-2}=77,7 \text{ кВт} \quad (1.12)$$

В колонки 4 і 5 заносимо значення коефіцієнта потужності на кожній ділянці ($\cos \varphi$), що вибирається в залежності від виду навантаження [3].

В колонках 6, 7 вписуються повні потужності на ділянках, що визначаються

за формулами: $S_{\partial} = \frac{P_{\partial}}{\cos \varphi}$, кВА (1.13)

$$S_e = \frac{P_e}{\cos \varphi}, \text{кВА} \quad (1.14)$$

Для прикладу визначаємо повну денну потужність ділянки 3-2:

$$S_{\partial 3-2} = \frac{P_{\partial 3-2}}{\cos \varphi_{\partial 3-2}}, \text{кВА}$$

де, $\cos \varphi_{д3-2}=0,7$ - денний коефіцієнт потужності ділянки, з виробничим навантаженням.

Отже $S_{\partial 3-2} = \frac{121}{0,7} = 174,4$,кВА

Марки і перерізи проводів лінії 10 кВ вибирають методом економічних інтервалів потужностей за еквівалентною потужністю S_e на ділянці лінії враховуючи район за вітром та ожеледдю а також тип опор. Еквівалентна потужність ділянки лінії 10кВ S_e дорівнює:

$$S_e = K_d \cdot S_m, \quad (1.15)$$

де, S_m – максимумне навантаження ділянки лінії (найбільша з повних навантажень денного S_d або вечірнього S_v максимумів), кВА;

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

K_d – коефіцієнт, який враховує динаміку зростання навантаження (для сільських мереж рекомендується $K_d = 0,7$) колонка 8.

Визначемо денну еквівалентну потужність ділянки 3-2:

$$S_{e3-2} = K_d \cdot S_{M3-2} , \text{кВА}$$

де, S_{M3-2} – повна максимальна потужність на ділянці 3-2:

$$S_{M3-2} = S_{B3-2} = 174,4 , \text{кВА};$$

$$S_{eKB} = 174,4 \cdot 0,7 = 121,8 , \text{кВА}.$$

Враховуючи, що район електропостачання знаходиться в II кліматичному районі по вітру та ожеледі, що відповідає товщині стінки ожеледі $b=10$ мм і використані залізобетонні опори вибираємо на ділянці 3-2 провід АС – 25 й заносимо марку проводу в колонку 10 таблиці.

Таблиця 1.2.– Розрахунки по вибору перерізів проводів для ліній 10 кВ

№ Ділянки	Розрахункове навантаження, кВт		Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$		Повна потужність, кВА		Коефіцієнт росту навант. K_n	Еквівалентна потужність S_e , кВА	Марка проводу
	P_d	P_B	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_B$	S_d	S_B			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лінія №1									
0-1	121,9	76,75	0,7	0,74	174,4	102,6	0,7	121,8	АС-25
2-1	132,8	123,25	0,9	0,91	146,6	131,5	0,7	103,5	АС-25
3-2	153,9	203,45	0,7	0,73	221,26	272	0,7	187,7	АС-50
Лінія №2									
0-1	535,5	613,09	0,7	0,75	778,2	826,12	0,7	575,2	АС-50
2-1	453,3	552,79	0,9	0,92	502,59	601	0,7	422	АС-50
2-7	231,7	163,6	0,8	0,83	291,1	201	0,7	201,6	АС-25

3-2	263	425,39	0,9	0,92	292	462,75	0,7	333,4	АС-50
4-3	219	263,12	0,7	0,75	312	350,66	0,7	245,45	АС-50
5-4	198	187	0,7	0,75	277,5	248,6	0,7	196	АС-25
6-5	29,4	98	0,7	0,75	42,5	129,44	0,7	93,5	АС-25
8-7	138,45	167,5	0,7	0,75	198,56	221	0,7	157,4	АС-25
Лінія №3									
0-1	238,9	322,3	0,9	0,92	265,3	349,27	0,7	244,88	АС-50
1-2	216,9	241,55	0,9	0,92	239,78	262,33	0,7	183,45	АС-25
2-3	196,5	166,3	0,9	0,92	218,2	179,66	0,7	152,74	АС-25
3-4	153,7	118,23	0,7	0,75	262,8	157,6	0,7	183,8	АС-25

Продовження таблиці 1.2.

Лінія №4									
0-1	508,59	551	0,8	0,83	636,6	667	0,7	465,58	АС-50
1-2	146,58	166,7	0,9	0,92	163,6	181	0,7	127	АС-25
2-3	125,23	80,78	0,7	0,75	177,1	106,4	0,7	124,3	АС-25
1-4	393,77	429,22	0,9	0,92	438,2	467,3	0,7	327,4	АС-50
4-5	372,59	343,14	0,9	0,92	412,8	375,8	0,7	289,6	АС-50
5-6	352,31	263,42	0,7	0,75	508,8	353,6	0,7	354	АС-50
6-7	341,25	220,12	0,7	0,75	489,1	294,3	0,7	344	АС-50
7-8	210,12	135,32	0,7	0,75	303	180,22	0,7	212	АС-25
8-9	123,24	79,56	0,7	0,75	179,7	105,37	0,7	121	АС-25

1.5. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання необхідний для перевірки вибраної апаратури на термічну і електродинамічну стійкість, чутливості релейного захисту і для узгодження характеристик релейного захисту лінії 10 кВ з характеристиками запобіжників ТП-10/0,4 кВ.

За струмами короткого замикання розраховують і вибирають вставки релейного захисту та заземлюючі пристрої підстанції.

					MP.5.8.141.449.ПЗ				Арк.
									21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Вихідною величиною для розрахунку струмів короткого замикання є потужність короткого замикання на шинах 35 кВ районної трансформаторної підстанції.

Вихідні дані:

Базисна потужність, МВА $S_{\sigma} = 100$

Напруга повітряної лінії живлення, кВ $U_{л35} = 35$

Потужність короткого замикання (для точки К0), МВА $S_{кз} = 110$

Довжина лінії живлення, км $L_{л35} = 18.9$

Питомий індуктивний опір лінії живлення, Ом/км $X_{o35} = 0,4$

Питомий активний опір лінії живлення, Ом/км:

для АС-95: $R_{o35} = 0,31$

Номінальна потужність силового трансформатора РТП, кВА $S_{нРТП} = 2500$

Кількість силових трансформаторів на РТП, шт. $N=2$

Напруга короткого замикання силового трансформатора районної трансформаторної підстанції, % $U_{кзРТП} = 6.05$

Питомий індуктивний опір розподільної лінії 10кВ, Ом/км $X_{o10} = 0,4$

Питомий активний опір розподільної лінії 10 кВ, Ом/км:

для АС - 70: $R_{o10} = 0,415$, АС - 50: $R_{o10} = 0,6$, АС - 25: $R_{o10} = 1.26$

Напруга розподільчої лінії 10 кВ, кВ $U_{л10} = 10$

Коефіцієнт ударного струму, в.о. $K_y = 1,7$

Довжини ділянок розподільчої лінії 10 кВ до найвіддаленішої трансформаторної підстанції записані в таблиці 1.3:

Таблиця 1.3

Ділянка	Довжина	Провід
8-9	0,13	АС – 25
7-8	0,9	АС – 25
6-7	3	АС – 50
5-6	1,75	АС – 50

4-5	0,13	AC – 50
1-4	0,45	AC – 50
2-3	0,5	AC – 25
1-2	0,2	AC – 25
1-PTII	1	AC - 50

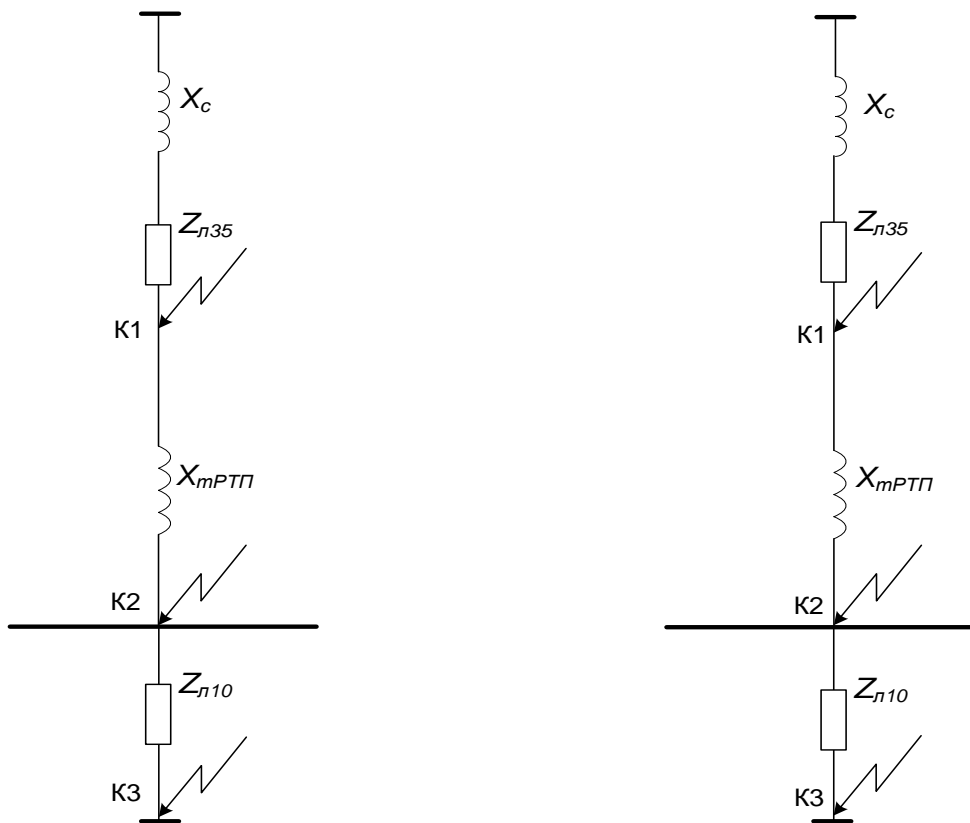
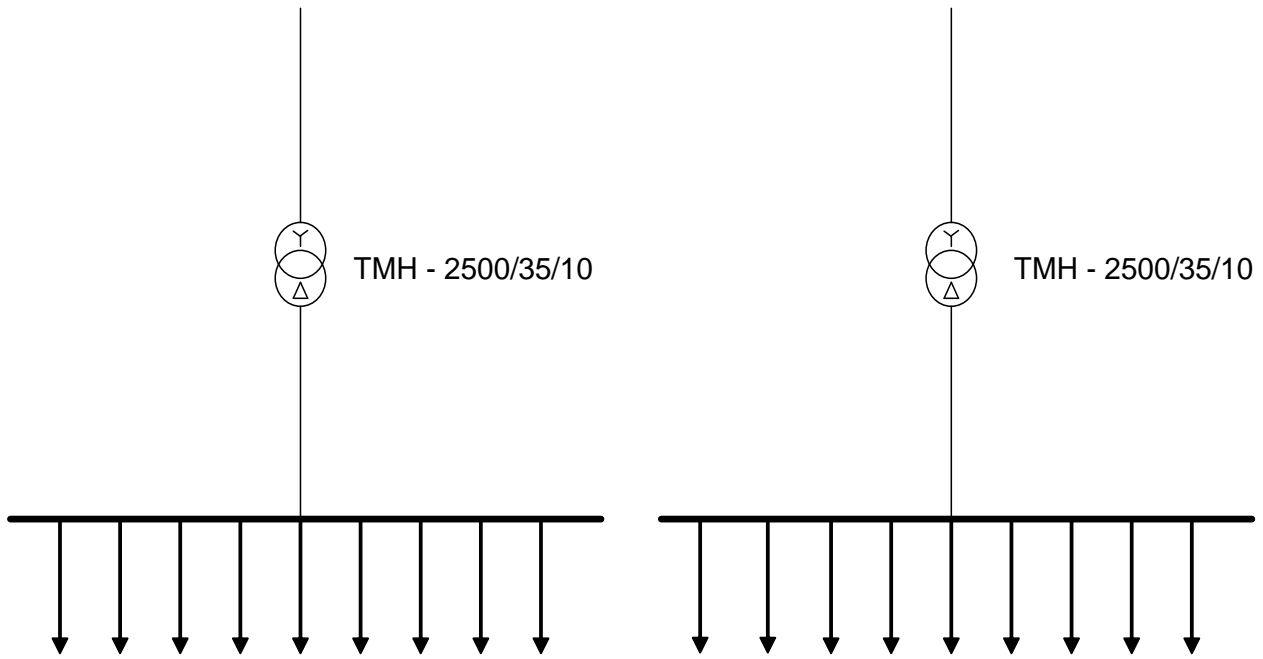


Рис. 1.3—Розрахункова схема підстанції, для визначення струмів КЗ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.449.ПЗ

Арк.

23

$$L_{л10} = 8,56 \text{ км.}$$

Опори елементів мережі, в.о.

Опір системи становить:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = 0,91. \quad (1.16)$$

Індуктивний $X_{л35}$ та активний $R_{л35}$ опори лінії живлення 35кВ визначаються за формулами:

$$X_{л35} = X_{O35} \cdot L_{035} \cdot \frac{S_B}{U_{л35}^2} = 0,65. \quad (1.17)$$

$$R_{л35} = R_{o35} \cdot L_{л35} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{л35}^2} = 0,5. \quad (1.18)$$

Індуктивний опір силових трансформаторів на РТП:

$$Z_{mРТП} = X_{mРТП} = U_{кзРТП} \cdot \frac{S_{\sigma}}{100 \cdot S_{нРТП} \cdot N} = 0,001291. \quad (1.19)$$

Індуктивний $X_{л10}$ та активний $R_{л10}$ опори лінії живлення 10кВ визначаються за формулами:

$$X_{л10} = X_{o10} \cdot L_{л10} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{л10}^2} = 3,29. \quad (1.20)$$

$$R_{л10} = R_{o10} \cdot L_{л10} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{л10}^2} = 10,17. \quad (1.21)$$

Розрахунок струмів к.з. у точці К1, кА

$$X_{K1} = X_c + X_{л35} = 1,54. \quad (1.23)$$

$$Z_{K1} = \sqrt{X_{K1}^2 + R_{л35}^2} = 1,61. \quad (1.23)$$

Базисний струм:

$$I_{\sigma35} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{л35}} = 1,65. \quad (1.24)$$

Трифазний струм короткого замикання визначається за формулою, кА :

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\sigma35}}{Z_{K1}} = 1,02. \quad (1.26)$$

Ударний струм короткого замикання дорівнює, кА:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз}^{(3)} = 2,25. \quad (1.27)$$

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Двофазний струм короткого замикання визначається за формулою, кА:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = 0,88. \quad (1.28)$$

Діюче значення короткого замикання дорівнює, кА:

$$I_y = I_{K3}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)} = 1,66. \quad (1.29)$$

Розрахунок струмів к.з. у точці К2, кА

$$X_{K2} = X_{K1} + X_{mPTT} = 1,541, \quad (1.30)$$

$$Z_{K2} = \sqrt{X_{K2}^2 + R_{L35}^2} = 1,62. \quad (1.31)$$

Базисний струм:

$$I_{\delta 10} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{L10}} = 5,78. \quad (1.32)$$

Трифазний струм короткого замикання:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{\delta 10}}{Z_{K2}} = 3,56. \quad (1.33)$$

Ударний струм короткого замикання :

$$i_v = \sqrt{2} \cdot K_v \cdot I_{K3}^{(3)} = 8,5. \quad (1.34)$$

Двофазний струм короткого замикання :

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = 3,08. \quad (1.35)$$

Діюче значення струму короткого замикання :

$$I_y = I_{K3}^{(3)} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)} = 6,83. \quad (1.36)$$

Проводимо визначення с. к.з. у точці К3, кА

$$X_{K3} = X_{K3} + X_{L10} = 4,76, \quad (1.37)$$

$$R_{K3} = R_{L35} + R_{L10} = 10,6 \quad (1.38)$$

$$Z_{K3} = \sqrt{X_{K3}^2 + R_{K3}^2} = 10,6. \quad (1.39)$$

Визначаємо трифазний струм короткого замикання :

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{\delta 10}}{Z_{K3}} = 0,49. \quad (1.40)$$

Ударний струм короткого замикання :

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_v = \sqrt{2} \cdot K_v \cdot I_{K3}^{(3)} = 1,17. \quad (1.41)$$

Двофазний струм короткого замикання :

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} = 0,42. \quad (1.42)$$

Діюче значення короткого замикання :

$$I_v = I_{K3}^{(3)} \sqrt{1 + 2(K_v - 1)} = 0,94. \quad (1.43)$$

1.6. Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

На підстанції для комутації і захисту ліній 10кВ використовують масляні вимикачі типу ВМГ-10. Ці комутаційні апарати дещо застарілі і не зовсім надійні, тому пропонується замінити їх новими більш досконалими і надійними вакуумними вимикачами -(ВВ/TEL).

Вакуумні вимикачі фірми „Таврида Електрик” (ВВ/TEL) призначені для роботи в комплектних розподільчих пристроях і стаціонарних камерах одностороннього обслуговування внутрішнього і зовнішнього виконання.

Вакуумні вимикачі даного типу є комутаційними апаратами нового покоління. В основі конструктивного рішення вимикача лежить використання "повнофазних електромагнітних приводів з магнітною заціпкою", механічно зв'язані одним валом. Така їх конструкція досягає слідуючих переваг в порівнянні з маслонаповненими вимикачами, а саме:

- 1.високий механічний ресурс;
- 2.Рисуноче споживання електричної енергії по колах включення;
- 3.Рисунокі габарити і маса;
- 4.можливість керування, як по колах оперативного постійного, так і оперативного змінного струму(з допомогою відповідних блоків керування);

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. відсутність необхідності ремонтів в експлуатаційних умовах на протязі всього періоду експлуатації;

6. низька трудомісткість виробництва.

Вибір вакуумних вимикачів проводиться за наступними умовами наведеними в таблиці 1.4.:

Таблиця 1.4. Умови вибору вакуумних вимикачів

Параметри вимикача	Умови вибору
Номінальна напруга, кВ	$U_{НВ} > U_{Н}$
Номінальний струм, А	$I_{НВ} > I_{Р.МАХ}$
Допустимий струм вимикання, кА	$I_{Д.ВИМ} > I_{КЗ}^3$
Струм динамічної стійкості	$i_{МАХ} > i_{УД}$
Струм термічної стійкості	$I_{ТН}^2 > (I_{КЗ}^3)^2 \cdot t_{К}$

де $U_{НВ}$ – номінальна напруга вимикача, кВ; $I_{НВ}$ – номінальний струм вимикача, А; $I_{Р.МАХ}$ – робочий максимумний струм, А; $I_{Д.ВИМ}$ – допустимий струм вимикача, А; $I_{КЗ}^3$ - усталений струм трифазного короткого замикання, кА; $i_{МАХ}$ - струм динамічної стійкості, кА; $i_{УД}$ - ударний струм трифазного короткого замикання, кА; $I_{ТН}^2$ - струм термічної стійкості вимикача, кА;

$t_{К}$ - номінальний час термічної стійкості вимикача при протіканні струму ($t_{К} = 1,5с$).

Порівняння вибраного вимикача з каталожними даними приведені в таблиці 1.5. [5,6].

Таблиця 1.5. Порівняння вибраного вимикача

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова вибору	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{HB} > U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{HB} > I_{P.MAX}$	630 А	64,54 А
$I_{Д.ВИМ} > I_{КЗ}^3$	12.5 кА	3,58 кА
$i_{MAX} > i_{УД}$	30 кА	8,52 кА
$I_{TH}^2 > (I_{КЗ}^3)^2 \cdot t_K$	12,5 кА	19,21 кА

Отже вибираємо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-12.5/630-У2-45.



Рис. 1.4. Вакуумний вимикач типу ВВ/TEL

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.449.ПЗ

Арк.

29

1.7. Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираються за наступними умовами приведеними в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6– Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформаторів струму	Умови вибору
Номінальна напруга, кВ	$U_{HT} > U_H$
Номінальний первинний струм, А	$I_{H1} > I_{P.MAX}$

Продовження таблиці 1.6

Номінальний вторинний струм, кА	$I_{H2} = 5$
Клас точності	(*)
Номінальна вторинна потужність	$S_{H2} > S_2$
Кратність струму: Термічної стійкості $K_t = I_t I_{H1}$ Динамічної стійкості $K_d = I_{MAX}(\sqrt{2}) I_{H1}$	$(K_t \cdot I_{H1})^2 > (I_{K3}^{(3)})^2 \cdot t_K$ $\sqrt{2} \cdot I_{H1} \cdot K_d > i_{y\delta}$

(*)-у відповідності з приєднувальними приладами; I_t - струм термічної стійкості трансформаторів струму, А

Для вибору трансформаторів струму знайдемо максимальний робочий струм для лінії 10 кВ по формулі:

$$I_{P.MAKC} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А} \quad (1.44)$$

де : S_p - розрахункова потужність лінії 10 кВ.

$$S_p = \frac{P_{МАКС}}{\cos}, \text{кВа} \quad (1.45)$$

де: $P_{МАКС}$ - максимальна активна потужність лінії 10 кВ(найбільша з розрахункових навантажень денного P_d чи вечірнього P_B максимумів).

Значення розрахункового струму лінії 10 кВ заносяться до таблиці 1.7.

Таблиця 1.7– Розрахункові струми лінії 10 кВ

Параметри	Лінія
$P_{МАКС}$, кВт	614
S_p , кВа	826
$I_{P.МАХ}$, А	47,98

Номінальний струм на виводі шин 10 кВ складає 300 А.

Вибір трансформаторів струму виконуємо в табличній формі (таблиця 1.8).

Таблиця 1.8– Вибір трансформаторів струму

Параметри	Лінія
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний первинний струм, А	75
Клас точності	0,5/P
Кратність струму: Термічної стійкості Динамічної стійкості	90 175
Марка трансформатора струму	ТПЛ-10

Перевірка на необхідний клас точності виконується для найбільш навантаженої фази у вторинній обмотці на виводі 10 кВ.

За розрахункову фазу приймаємо фазу "А". Необхідні дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму приведені в таблиця 1.9.

Опір з'єднувальних проводів у фазі знаходиться за формулою:

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{S_{H2} - (\sum S_H + I_{H2}^2 \cdot R_K)}{I_{H2}^2}, \text{ Ом} \quad (1.46)$$

де R_K - опір контактів, Ом; $R_K = 0,21$ Ом;

I_{H2} - номінальний вторинний струм, А; $I_{H2} = 5$ А;

$\sum S_H$ - сумарна потужність послідовно ввімкнених приладів (лічильника та амперметрів), ВА;

S_{H2} - допустиме номінальне навантаження трансформаторів струму, КВА;
 $S_{H2} = 10$ ВА;

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{10 - (1,995 + 5^2 \cdot 0,1)}{5^2} = 0,22, \text{ Ом.}$$

Таблиця 1.9.– Дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму

Навантаження	Тип	Кількість	Фаза "А"		Фаза "С"	
			Ом	ВА	Ом	ВА
Лічильник активної і реактивної енергії	FINTRONIC ФПН-2306	1	0,032	0,248	0,032	0,247
Амперметр	Э-30	1	0,06	1,76	-	-
Всього		2	0,103	1,985	0,032	0,247

Необхідний переріз приєднувальних проводів знаходять по

формулі:

$$F_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{R_{\text{ПРОВ}}}, \text{мм}^2, \quad (1.47)$$

де: ρ - питомий опір дроту приєднувальних проводів, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$,

L - розрахункова довжина проводів, м

Згідно з положенням приймаємо довжину приєднувальних проводів $L=3$ м, матеріал проводу-мідь, $\rho = 0,0165$, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$.

Тоді ,
$$F_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0175 \cdot 3}{0,22} = 0,239 \text{ мм}^2.$$

За результатами розрахунку приймаємо близький стандартний переріз, але не менше $2,5 \text{ мм}^2$, згідно прийнятих норм для мідних проводів. Отже, виходячи з цього, вибираємо провід марки ПВ-2,5. Тоді дійсне значення опору проводу знаходять за формулою:

$$R_{\text{Д.ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{F_{\text{Д.ПРОВ}}}, \text{Ом}, \quad (1.48)$$

де $F_{\text{Д.ПРОВ}}$ - дійсне значення перерізу проводу, М^2 .

Отже :

$$R_{\text{Д.ПРОВ}} = \frac{17,5 \cdot 10^{-3} \cdot 3}{2,5 \cdot 10^{-6}} = 0,021, \text{Ом} \quad (1.49)$$

Знайдемо повний опір проводу за формулою:

$$Z_{\text{ПР}} = R_{\text{Д.ПРОВ}} + X_0 \cdot L, \text{Ом} \quad (1.50)$$

де X_0 - питомий реактивний опір проводу, $X_0 = 0,38 \text{ Ом/км}$,

L - довжина проводу, $L = 3 \cdot 10^{-3} \text{ км}$.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже :

$$Z_{IP} = 0,021 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4 = 0,022 \text{ , Ом.}$$

Сумарний опір у фазі знаходять по формулі :

$$Z_{СУМ} = Z_{IP} + Z_H + Z_K \text{ , Ом,} \quad (1.51)$$

де : Z_H - повний опір послідовно ввімкнених приладів, Ом;

$$Z_H = 0,101 \text{ Ом;}$$

Z_K - повний опір контактів, Ом; $Z_K = 0,13 \text{ Ом.}$

$$\sum Z = 0,022 + 0,101 + 0,1 = 0,223 \text{ .}$$

Сумарна потужність складає:

$$S_{TP} = I_{H2}^2 \cdot \sum Z \text{ , ВА} \quad (1.52)$$

$$S_{TP} = (5)^2 \cdot 0,223 = 5,575 \text{ , ВА.}$$

Аналізуючи розрахункові дані, бачимо, що сумарні опір та потужність не перевищують номінальні навантаження:

$$\sum Z < 0,4 \text{ Ом} \quad \text{та} \quad S_{TP} < 10 \text{ ВА.} \quad (1.53)$$

Отже, можна зробити висновок, що вибраний трансформатор струму задовольняє умови заданому класу точності.

Вибраний трансформатор струму перевіряють на термічну і динамічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання.

Перевірка на термічну стійкість здійснюється за умовою:

$$K_{T.РОЗ} \leq K_{T.ДОП} \text{ ,} \quad (1.54)$$

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $K_{Т.РОЗ}, K_{Т.ДОП}$ - відповідно розрахункове та допустиме значення кратності струму; $K_{Т.ДОП} = 90$.

$$K_{Т.РОЗ} = \frac{I_{к.з}^3}{I_{Н.Р.}} \cdot \sqrt{t}, \quad (1.55)$$

де $I_{к.з}^3$ - струм трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму ,А

$I_{Н.Р.}$ - номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму ;
t-фіктивний час проходження струму к.з.

Отже :

$$K_{Т.РОЗ} = \frac{3560}{75} \cdot \sqrt{0,4} = 29,7 .$$

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$29,8 < 90 .$$

Перевірка на динамічну стійкість здійснюється за умовою:

$$K_{Д.РОЗ} \leq K_{Д.ДОП} , \quad (1.56)$$

де: $K_{Д.РОЗ}, K_{Д.ДОП}$ - відповідно розрахункове і допустиме значення кратності струму динамічної стійкості; $K_{Д.ДОП} = 177$.

$$K_{Д.РОЗ} = \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{Н.Р.}} , \quad (1.57)$$

де : i_y - ударне значення струму трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму, А;

$I_{Н.Р.}$ - номінальний робочий струм силового трансформатора ,А

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже:

$$K_{д.роз} = \frac{8500}{\sqrt{2} \cdot 75} = 80,18$$

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$80,18 < 175.$$

Отже, трансформатор струму вибраний вірно.

1.8. Вибір трансформаторів напруги

Для живлення кіл напруги вимірювальних приладів, а також для контролю ізоляції передбачується встановлення трансформаторів напруги на стороні 35 кВ двох НАМИ-35, а на стороні 10 кВ трансформаторів напруги типу НАМИ-10. Клас точності трансформаторів - 0,5. Номінальні дані трансформаторів напруги приведені у таблиці 1.10.

Таблиця 1.10– Номінальні дані трансформаторів напруги

Тип	Номінальна напруга, кВ		S_{H2} ВА	З'єднання обмоток	Коефіцієнт трансформації
	ВН	НН			
НАМИ-10	10	0,1	120	Y/Y/ Δ	100

Трансформатори напруги вибирають за наступними умовами:

- номінальною напругою $U_{HT} \geq U_H$; (1.58)

- номінальною вторинною потужністю $S_{H2} > S_2$; (1.59)

- класом точності (клас точності при розрахунковому навантаженні повинен відповідати найвищому класу точності приєднувальних приладів)

навантаження трансформаторів напруги записуємо в таблицю 1.11.

Таблиця 1.11– Навантаження трансформаторів напруги

Назва і тип приладу	Кількість	P, Вт	Q, вар
Лічильник активної/реактивної енергії – FINTRONIK ФПН – 2306	1	23	53,7
Вольтметр	2	12	-
Всього	3	47	53,7

Вторинне навантаження S_2 (ВА) знаходиться за формулою:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.60)$$

де P, Q – відповідно активна і реактивна потужність приладів, приєднаних до вторинної обмотки трансформатора напруги.

$$S_2 = \sqrt{47^2 + 53.7^2} = 73.4, \text{ ВА}$$

$$120 > 73,4$$

Отже, трансформатор напруги вибраний вірно[9].

1.9. Вибір трансформатора власних потреб підстанції

Витрати електроенергії на власні потреби підстанції пов'язані з наявністю електроприводу для допоміжних механізмів і засобів, а також освітленням підстанції та її території.

До власних потреб відноситься спожита електроенергія, необхідна для роботи кіл керування, автоматики, захисту, сигналізації, обігріву електричних лічильників та вимикачів, освітлення лінійного поста.

В період ремонтних робіт до трансформатора власних потреб (ТВП) під'єднують електрозварювальний апарат 12 кВт, компресор 4,5 кВт і т.д. Для освітлення території підстанції та обігріву приладів і обладнання необхідна потужність 5 кВт, для поста керування підстанцією - 4 кВт.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Кількість ТВП, що встановлюють на РТП відповідає кількості силових трансформаторів(або кількості секцій шин РП-10 кВ).

Розрахункове навантаження ТВП знаходять за виразом:

$$S_{ТВП} = 0,01 \cdot S_{\Sigma Н}, \quad \text{кВА}, \quad (1.61)$$

де $S_{\Sigma Н}$ – сумарна номінальна потужність силових трансформаторів на РТП.

$$S_{ТВП} = 0,01 \cdot 5000 = 50, \quad \text{кВА}.$$

Загальна потужність споживачів власних потреб першої черги забезпечення електроспоживання (за умов надійності) складає:

$$S_{ТВП} = 0,6 \cdot S_{ТВП} \quad (1.62)$$

$$S_{ТВП} = 0,6 \cdot 50 = 30, \quad \text{кВА}.$$

а величиною $S_{ТВП}$ здійснюють вибір потужності кожного ТВП. При цьому повинна виконуватись умова :

$$S_{ТВП} \leq S_{Н.ТВП}, \quad (1.63)$$

де $S_{Н.ТВП}$ - номінальна потужність одного ТВП на РТП

$$30 \leq 40$$

Виходячи з розрахункових даних вибираємо трансформатор ТМ 40/10-У1 10/0,4 кВ. Трансформатор встановлюється у шафи КРЗ-10 та під'єднується до вводу через запобіжники типу ПК-10. Захист здійснюється плавкою вставкою.

1.10. Вибір обмежувачів перенапруги

Для захисту відхідних повітряних ліній електропередачі, котрі комутуються вакуумними вимикачами типу ВВ/TEL-10 встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПН-КС/TEL.

Наведемо приклад вибору таких обмежувачів перенапруги та їх зовнішній вигляд приведено на рис. 1.5.

					МР.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

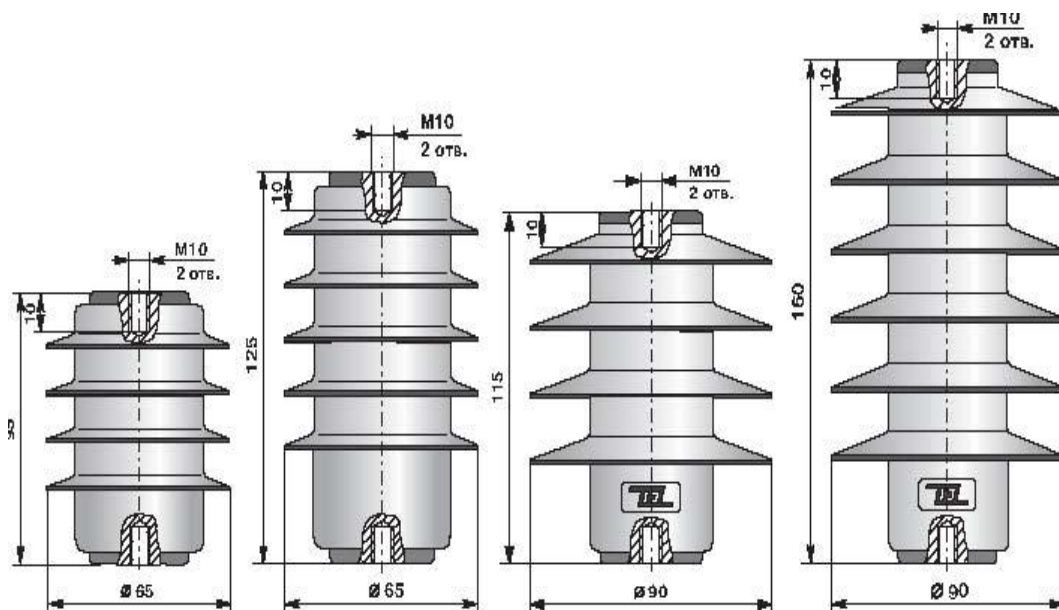


Рис 1.5. Зовнішній вигляд ОПН – КР/TEL-10/10.5-УХЛ2 та КР/TEL-10/10.5-УХЛ1

Конструкція і принцип дії.

При виготовленні обмежувачів використовуються нелінійні металооксидні варистори кращих світових виробників. Технологія складання нелінійних варисторів у полімерний корпус обмежувача унікальна й аналогів у світовій практиці не має. Колонка варисторів міститься між металевими електродами і спресовується в оболонку зі спеціального атмосферостійкого полімерного матеріалу. Полімерний корпус забезпечує необхідні механічні й ізоляційні властивості обмежувача. ОПН/TEL являє собою герметичний монолітний виріб, надійно захищений від зовнішніх впливів.

Обмежувачі випускаються у виконаннях УХЛ1 і УХЛ2, які призначені відповідно для зовнішнього та внутрішнього встановлення згідно ГОСТ 15150.

При випробуваннях руйнація обмежувача відбувається без вибухового ефекту. Обмежувачі є екологічно безпечним апаратом.

Нормований термін служби обмежувачів складає 25 років при гарантійному терміні збереження і експлуатації 5 років.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP.5.8.141.449.ПЗ

Арк.

39

Вихідні параметрами лінії 10кВ

- клас напруги—10 кВ;
- найбільша робоча напруга мережі в місці установлення ОПН 5 кВ;
- наявність у даній мережі повітряних ліній електропередачі у ненаселеній місцевості -є;
- допустима тривалість однофазного замикання на землю—обмежень немає; розрахункова тривалість $t=24$ години;
- наявність устрою автоматичного шунтування ушкодженої фази (АШФ) відсутня;
- кратність внутрішніх перенапруг $K_{тах} = 5$;
- струм однофазного замикання на землю (без урахування пристрою компенсації)— відсутні точні дані; протяжність повітряних ліній у даній мережі складає 150 км;
- установлення ОПН—зовнішнє (ступінь забрудненості атмосфери—IV);
- група вентильного розрядника (відповідного ОПН)—IV.

Вибір обмежувачів перенапруги

1. Найбільша допустима напруга ОПН $U_{нд}$ повинна перевищувати найбільшу робочу напругу мережі $U_{н.р.}$

$$U_{нд} > U_{н.р.} \quad (1.64)$$
$$10,5 > 10$$

У мережах з ізольованою нейтраллю або з компенсацією ємнісних струмів за найбільше значення напруги приймається лінійна напруга мережі.

Для забезпечення найкращих показників захищеності в мережах різного виконання ПГ “Таврида Електрик” випускає обмежувачі перенапруг з набором $U_{нд}$ на кожен клас напруги, які приведені в таблиці 1.12.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.12– Найбільша допустима напруга ОПН

Клас напруги мережі	Найбільша допустима напруга ОПН
10	10,5; 11,5; 12,0; 12,7.

2. Рівень тимчасових перенапруг повинен бути меншим максимумного значення напруги промислової частоти, що витримує ОПН за час t :

$$T \cdot U_{\text{нд}} > U_{\text{пер}}, \quad (1.65)$$

де $U_{\text{пер}}$ – рівень квазістаціонарних перенапруг (ферорезонансні перенапруги, резонансний зсув нейтралі); T – кратність перенапруги. Залежність приведена на рис. 1.6.

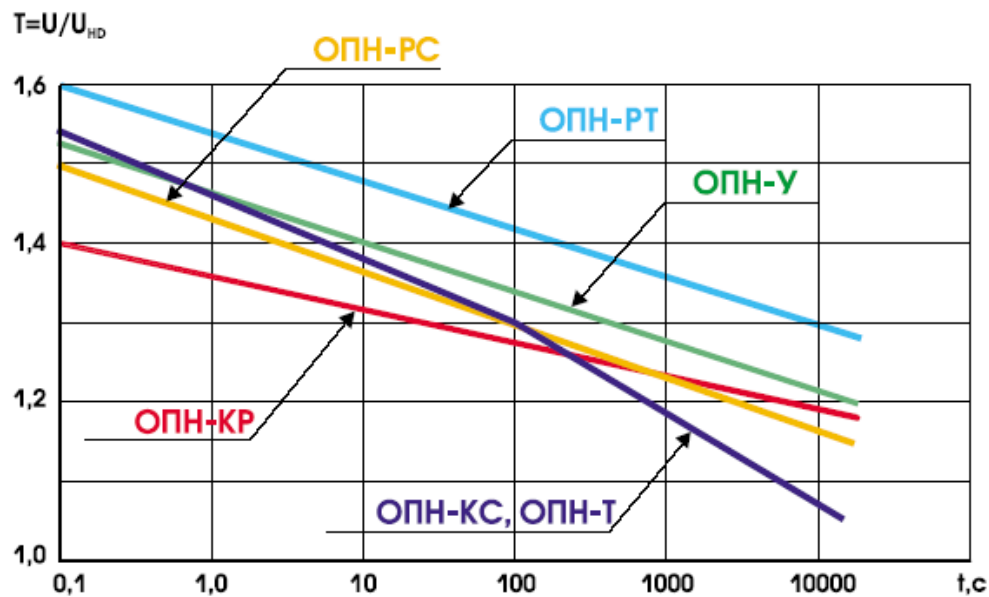


Рис. 1.6–Значення допустимого часу прикладення напруги промислової частоти

Залежність появи перенапруги від певної кратності приведено на рис. 1.7.

Залежність дугових перенапруг від співвідношення активної та ємнісної складових струму замикання на землю приведено на рис. 1.8.

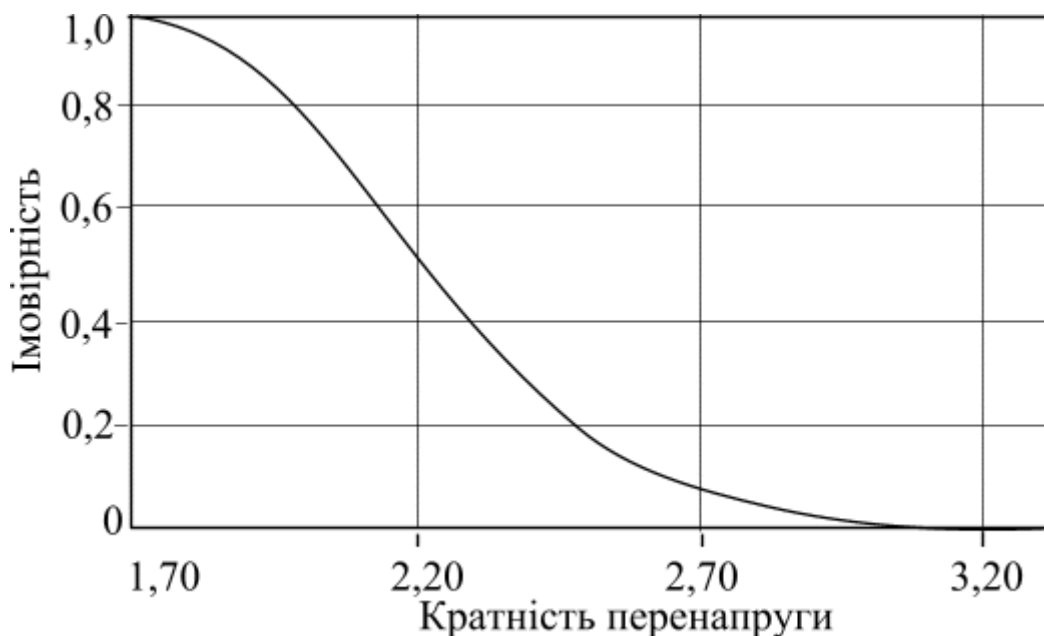


Рис. 1.7. Графік значення імовірності появи перенапруги певної кратності

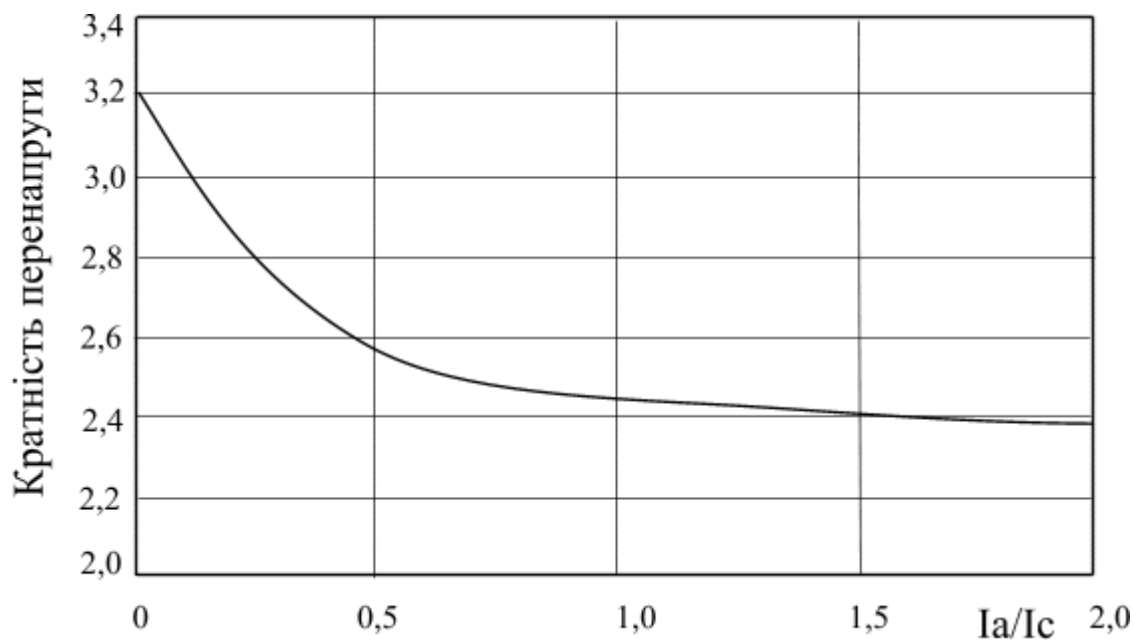


Рис. 1.8. Графік залежності дугових перенапруг від співвідношення активної та ємнісної складових струму замикання на землю

Для систем електропостачання сільського господарства приймаються наступні вихідні дані для визначення $U_{\text{ПЕР}}$: імовірність появи внутрішніх перенапруг 10 % (0,1 рис. 1.7.); відношення $\frac{I_a}{I_p}$ складає – 0,5.

Величина внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може складати

$$U_{\text{пер}} = 2,6 \cdot U_{\phi} = 2,6 \cdot 5,78 = 15,0 \text{ кВ}$$

Допустима кратність перевищення напруги Т буде (відповідно табл. 1.13):

1. $T=15,0/10,5=1,42$;
2. $T=15,0/11,5=1,33$;
3. $T=15,0/12=1,27$;
4. $T=15,0/12,7=1,28$.

Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у системах електропостачання с.г. складає $t=1\dots 2$ с. Для умови $T \cdot U_{\text{н.д.}} > U_{\text{пер}}$ підходять всі розрядники, окрім ОПН – КР.

3. Обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами $A_{\text{гр}}$

$$A_{\text{гр}} = \frac{U_{\text{исп}} - U_{\text{ост}}}{U_{\text{ост}}} > (0,2-0,25), \quad (1.66.)$$

де $U_{\text{исп}}$ – рівень грозового випробувального імпульсу; $U_{\text{ост}}$ – напруга, що залишається на ОПН при номінальному розрядному струмі; (0,2 – 0,25) – координаційний інтервал.

Наявність відстані між ОПН і устаткуванням викликає підвищення напруги на устаткуванні в порівнянні з залишковою напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20...25 % нижчим випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу. Для оцінки напруги, що залишається на ОПН можна скористатися $U_{\text{ост}}$ при номінальному розрядному струмі (табл.1.13).

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.13. Нормовані випробувальні напруги грозових імпульсів електроустановлення з номінальною ізоляцією (максимальна напруга)

Клас напруги електрообладнання, кВ	Випробувальна напруга внутрішньої ізоляції, кВ								
	Повний імпульс					Зрізаний імпульс			
	Силкові трансформатори	Шунтуючі реактори	Електромагнітні трансформатори напруги, струмообмежуючі і дугогасні реактори	Трансформатори струму і апарати	Конденсатори зв'язки	Силкові трансформатори	Шунтуючі реактори	Електромагнітні трансформатори напруги, трансформатори струму, струмообмежуючі і дугогасні реактори, апарати	Конденсатори зв'язку
10	80	80	80	75	–	90	90	90	–

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP.5.8.141.449.ПЗ

Арк.

44

Таблиця 1.14. Залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі

Тип ОПН	Клас напруги, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Залишкова напруга при номінальному розрядному струмі, кВ
ОПН – РС	10	12,7	42,8
	6	6,0	19,3
		6,6	21,0
		7,6	25,7
		6,9	22,0
		10,5	34,0
ОПН – КС	6	6,0	21,5
		6,9	33,0
	10	10,5	35,8
		11,5	18,5

Визначення координаційного інтервалу проводять за виразом (1.66). Якщо умова не виконується, то необхідно вибрати ОПН із меншим значенням $U_{нд}$.

$U_{исп}=80$ кВ (табл. 1.14). $U_{ост}=42,7$ кВ – для ОПН – РС – ($U_{нд} = 12,5$ кВ) (табл. 1.15)

$U_{ост}=33$ кВ – для ОПН – КС – ($U_{нд} = 10,8$ кВ).

$A_{гр}$ (для ОПН – РС) = $(80-41,8)/42,8=0,87 > (0,2...0,25)$ – умова виконується.

$A_{гр}$ (для ОПН – КС) = $(80-32)/33=1,44 > (0,2...0,25)$ – умова виконується.

4. Обмежувач повинен забезпечити захисний координаційний інтервал за внутрішніми перенапругами $A_{вн}$:

$$\frac{U_{доп}}{U_{ост}} > (0,15-0,25), \quad (1.66)$$

де $U_{доп}$ – допустимий рівень внутрішніх перенапруг; $U_{ост}$ – напруга, що залишається на ОПН при комутаційному імпульсі.

Таблиця 1.15. Допустимі кратності внутрішніх перенапруг для електроустаткування 6 – 35 кВ з нормальною ізоляцією

$U_{\text{ном}}$, кВ	6	10	15	20	35
$U_{\text{н.роб.}}$, кВ	7,2	12	17,5	23	40,5
$U_{\text{исп}}$, кВ	25	35	45	55	85
$U_{\text{доп}}$, кВ	41,5	57,9	74,5	91	140,6
$K_{\text{доп}}$	7,0	5,9	5,2	4,6	4,3

Таблиця 1.16. Допустимі кратності внутрішніх перенапруг для електроустаткування 6 – 35 кВ з полегшеною ізоляцією

$U_{\text{ном}}$, кВ	6	10	15	20
$U_{\text{н.роб.}}$, кВ	7,2	12	17,5	23
$U_{\text{исп}}$, кВ	16	24	37	50
$U_{\text{доп}}$, кВ	26,5	39,7	61,2	82,7
$K_{\text{доп}}$	4,5	4,1	4,3	4,2

Для захисту силового трансформатора $U_{\text{доп}} = 56,9$ кВ (табл.1.16., $U_{\text{ном}} = 10$ кВ).

Для захисту трансформатора напруги $U_{\text{доп}} = 39,8$ кВ (табл.1.17., $U_{\text{ном}} = 10$ кВ).

Із таб.1.15.

$U_{\text{ост}} = 42,8$ кВ – для ОПН–РС – ($U_{\text{нд}} = 12,8$ кВ).

$U_{\text{ост}} = 33$ кВ – для ОПН–КС – ($U_{\text{нд}} = 10,6$ кВ).

Тоді

$A_{\text{вн}}(\text{для ОПН – РС}) = (57,9 - 42,8) / 43,8 = 0,35 > (0,15 \dots 0,25)$ – умова виконується.

$A_{\text{вн}}(\text{для ОПН – КС}) = (39,7 - 33) / 33 = 0,21 > (0,15 \dots 0,25)$ – умова виконується.

Ми вибираємо ОПН - КС/TEL-10/10,5-УХЛ1

2. Основні умови виконання релейного захисту елементів підстанції 35/10 кВ

2.1. Призначення релейного захисту та основні вимоги до нього

При проектуванні та експлуатації електричних систем та мереж керуються можливістю виникнення у них пошкоджень та ненормальних режимів роботи.

Найчастішими та найнебезпечнішими видами ушкоджень є різного роду короткі замикання, які можуть визвати:

- 1) небезпечні зниження напруги в значній частині системи, що приводять до порушення нормальної роботи великої кількості споживачів електроенергії й браку продукції;
- 2) руйнування ушкодженого елемента електричною дугою, яка часто виникає при коротких замиканнях у місці порушення ізоляції;
- 3) руйнування устаткування системи в результаті теплової й динамічної дії струмів короткого замикання, які можуть досягати дуже великих значень;
- 4) виникнення порушень стійкості системи, від чого її нормальна робота повністю паралізується.

Одним з основних видів ненормальних режимів роботи є надструми перенавантаження. У перевантаженому елементі виникають струми, які перевищують допустимі для нього значення. При тривалому часі проходження цих струмів температура струмоведучих частин різко зростає, а їхня ізоляція швидко зношується або руйнується.

Таким чином, пошкодження та ненормальні режими роботи можуть приводити до виникнення в системі аварій, та порушень в роботі електрообладнання

					МР.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

всієї системи або її частини, що супроводжуються недовідпуском електроенергії споживачам, значним погіршенням її якості або руйнуванням устаткування.

Причини виникнення аварій бувають досить різноманітні, але здебільшого є результатом вчасно не виявлених і не усунутих дефектів устаткування, незадовільного проектування, монтажу або експлуатації.

Запобігання виникнення аварій або їхнього розвитку в електричній системі забезпечується шляхом швидкого відключення ушкодженого елемента. За умовами забезпечення надійності роботи неушкодженої частини системи, час відключення ушкодженого елемента повинне бути міні нормальним і часто становить менше секунди.

Людина, яка обслуговує установку, не в стані за такий короткий час визначити місце виникнення ушкодження й усунути його. Тому електричні установки забезпечуються спеціальними пристроями якими є реле, які здійснюють їхній релейний захист. Основне призначення релейного захисту зводиться до виявлення пошкодження або ненормальї роботи обладнання і автоматичного від'єднання пошкодженого елемента від неушкодженої частини системи за допомогою масляних або вакуумних вимикачів.

Таким чином, релейний захист є однією з ланок автоматизації електричних мереж і систем. Додатковим призначенням релейного захисту є реагування на небезпечні ненормальні режими роботи елементів системи. [2,13].

2.1.1. Основні вимоги до пристроїв релейного захисту

Релейний захист, що діє на вимикання має відповідати наступним вимогам:

- 1) селективність роботи;
- 2) швидкість дії;
- 3) чутливість;
- 4) надійність роботи.

Селективністю називається дія захисту, при якому захист вимикає тільки ушкоджений елемент за допомогою вимикачів. Всі інші частини системи повинні

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

при цьому залишатися ввімкненими. Така дія захисту при резервуванні живлення споживачів виключає перерви в їхньому електропостачанні. При однолінійному живленні споживача, він залишається без напруги у випадку ушкодження на лінії навіть при селективній дії її захисту. Однак, як підказує досвід експлуатації, більшість ушкоджень на повітряних лініях носять легкий характер і самоліквідуються після зняття з ліній напруги. Тому при одиночному живленні споживача особливо ефективним стає застосування на повітряних лініях, пристроїв автоматичного повторного включення (АПВ). При застосуванні однократного повторного вмикання його ефективність складає приблизно в 70-90% випадків ушкоджень і можуть значно підвищити надійність електропостачання. Вимога селективної дії – захист не повинен включати резервування захистів і вимикачів суміжних ділянок.

Швидкодія: до релейного захисту, що діє на відключення, пред'являються вимоги швидкої дії.

Це визначається наступними основними міркуваннями:

- прискорення відключення ушкоджень підвищує стійкість паралельної роботи машин у системі. При застосуванні швидкодіючих реле й вимикачів, порушення динамічної стійкості паралельно працюючих синхронних машин внаслідок коротких замикань практично може бути повністю виключено. Тим самим усувається одна з основних причин виникнення найбільш важких системних аварій;
- швидке відключення ушкоджень зменшує час роботи споживачів при зниженій нарузі. При швидкодіючих захистах практично всі двигуни, установлені як у споживачів, так і на власних потребах електричних станцій, після короткого замикання можуть залишитися в роботі, а зменшення обертаючих моментів, у асинхронних двигунів, виявляється настільки короткочасним, що споживачі, особливо чутливі до зниження частоти обертання, переносять це зовсім безболісно;
- швидке відключення ушкоджень зменшує наслідки руйнування ушкодженого елемента, наприклад, перегорання проводів ліній високої напруги стає

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рисуноко ймовірним; зменшується час, для проведення ремонту ушкоджених елементів;

- швидке відключення ушкоджень підвищує ефективність АПВ ушкоджених повітряних ліній.

- швидке відключення ушкоджень поліпшує якість електричного освітлення[1].

Чутливість: релейний захист повинен бути чутливим до ушкоджень і ненормальних режимів роботи, які можуть виникати на елементах які захищаються, та в електричній системі. Забезпечення вимог необхідної чутливості в сучасних електричних системах часто зустрічає ряд труднощів, так наприклад, при передачі великої потужності у віддалені на відстані десятків, а іноді й сотень кілометрів райони, використовують мережі високої напруги з великою пропускнуою здатністю. При цьому струми короткого замикання ушкоджених ліній через значні перехідні опори (наприклад, електричні дуги) можуть бути навіть менше максимальних струмів навантажень. Це приводить до неможливості використання в таких випадках простих струмових захистів і змушує переходити на значно більш складні й дорогі типи захистів. Застосування більш чутливих захистів може вважатися виправданим, якщо це не погіршує інших показників (селективності роботи, швидкості дії, та надійності). Чутливість захистів оцінюють коефіцієнтом чутливості $K_{ч}$ який наведений для максимальних захистів у довіднику [4]. У всіх випадках $K_{ч}$ повинен бути більше 1,5.

Надійність: захист завжди повинен бути готовий до дії і надійно працювати при всіх випадках ушкоджень і ненормальних режимів роботи, а також забезпечувати 100-відсоткову правильність дії. Однією з основних передумов надійності роботи захистів, є простота їхніх схем, мінімальна кількість контактів реле, послідовно задіяних у роботі схеми. Надійність захисту визначається також якістю реле, досконалістю монтажу та експлуатації. Максимальне спрощення схем захистів є однією з вимог до релейного захисту. У ряді випадків спрощення схем супроводжується одночасним зменшенням кількості вхідних реле. У деяких захистах схеми зі зменшеною кількістю реле

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виявляються більш складними. На застосування таких схем йдуть, з метою економії деяких спеціальних реле, що входять у захист[8,9].

2.1.2.Основні принципи побудови захисних пристроїв

Принципи побудови захисних пристроїв різноманітні. Відомо що існують види захисних пристроїв ,які підрозділяють на чотири принципово різні категорії :

- Струмові захисти, що діють із витримкою часу або без неї, при перевищенні струмом заздалегідь установленної величини. Ці захисти в одних випадках виконуються ненаправленими, а інші для забезпечення селективності - спрямованими, тобто діючими тільки при певному знаку потужності короткого замикання.

- Дистанційні захисти, які діють із витримками часу, яка автоматично збільшується при зростанні відстані від місця установки до місця ушкодження. Ці захисти як і струмові, виконуються спрямованими й ненаправленими.

- Диференціальні захисти, що діють без витримки часу в тому випадку, якщо різниця двох або декількох порівнюваних однорідних величин (зазвичай струмів) або обумовлених ними моментів сил перевищує заздалегідь установлену величину.

- Високочастотні захисти, що діють без витримки часу в тому випадку, якщо різниця порівнюваних між собою однорідних величин перевищує, заздалегідь встановлену величину (як у диференційних захистах) або коли знаки потужностей на обох кінцях елемента, що захищається, однакові[7].

2.2.Принцип роботи макси нормального струмового захисту

Однією з найбільш характерних ознак виникнення к.з, а також інших порушень нормального режиму роботи електроустановок є різке збільшення струму, який стає значно більшим робочого струму навантаження. На використанні цього принципу базується дія макси нормального струмового захисту (МСЗ), структурна схема якого приведена на рис. 2.1

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

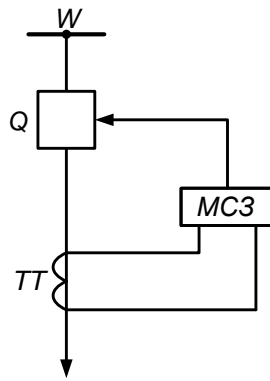


Рис. 2.8–Принцип дії максимального струмового захисту (МСЗ).

До реле макси нормального струмового захисту МСЗ через трансформатор струму ТА підводиться струм, що проходить через об'єкт, що захищається (лінії W). При нормальних значеннях робочого струму навантаження захист не діє, але коли струм зростає і досягне раніше встановленого значення, захист спрацює і відключить вимикач Q. Значення струму, при якому спрацьовує захист, називається струмом спрацювання захисту[11].

Таким чином, першою вимогою, якій повинен відповідати МСЗ, є правильне визначення моменту виникнення пошкодження, що досягається встановленням певного значення струму спрацювання.

Виникнення надструму в якому-небудь елементі не завжди є ознакою пошкодження саме цього елемента

Другою вимогою, якій повинен відповідати макси нормального струмовий захист, є правильне визначення пошкодженої ділянки. Для виконання цієї вимоги, яка має назву вибіркової або селективності, макси нормального струмові захисти ділянок електромережі повинні мати різний час спрацювання, який збільшується в напрямку до джерела живлення.

Час спрацювання захисту від моменту виникнення надструму до впливу на вимикач називається витримкою часу.

Для виявлення моменту виникнення аварії та забезпечення дії струмовий захист складається з двох органів: пускового органу, який виявляє момент виникнення к.з. або іншого порушення нормального режиму роботи та здійснює

пуск захисту, і уповільнюючого органу (органу витримки часу), який уповільнює дію захисту для забезпечення селективності.

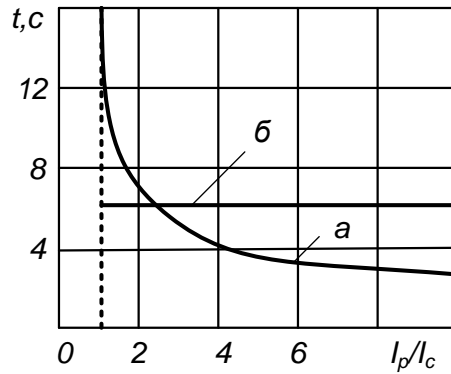


Рис. 2.2– Характеристики часу спрацювання максимума нормального струмового захисту

а – залежна

б – незалежна

В якості пускових органів максимума нормального струмового захисту використовуються вимірювальні реле струму (максимума нормального струмові реле), а в якості уповільнюючого органу – реле часу. Струмові реле типів РТВ, РТ-80, РТ-90 мають обидва органи. Через це при виконанні максимума нормального струмового захисту з використанням цих реле окремі реле часу не встановлюються. Вказані вище струмові реле мають залежну характеристику часу спрацювання, через це максимум нормального струмовий захист, що використовує ці реле, називається максимумом нормального струмового захистом із залежною характеристикою часу спрацювання (крива а на рис.2.2).

При використанні в якості пускових органів максимума нормального струмового захисту струмових реле миттєвої дії типу РТ-40 чи ЕТ-523 витримка часу створюється окремими реле часу типу ЕТ чи РВМ. Час спрацювання максимумного струмового захисту, виконаного з допомогою вказаних реле, не залежить від струму кз, так як реле часу завжди спрацює з одним і тим самим встановленим на них часом спрацювання (пряма б на рис.2.2).

Максимум нормальний струмовий захист є найбільш простим і дешевим захистом електродвигунів і ліній електропередач з одностороннім, а в ряді випадків і з двохстороннім живленням.

2.3. Струмова відсічка

Струмова відсічка на лініях з одностороннім живленням.

Струмовою відсічкою (СО) називається максимальний струмовий захист з обмеженою зоною дії, яка має у більшості випадків миттєву дію.

На відміну від максимального струмового захисту, селективність дії струмової відсічки досягається не витримкою часу, а обмеженням зони її дії. Для цього струм спрацювання відсічки вибирається не від струму навантаження, а від струму к.з. в кінці лінії чи в іншій певній точці, де відсічка не повинна діяти.

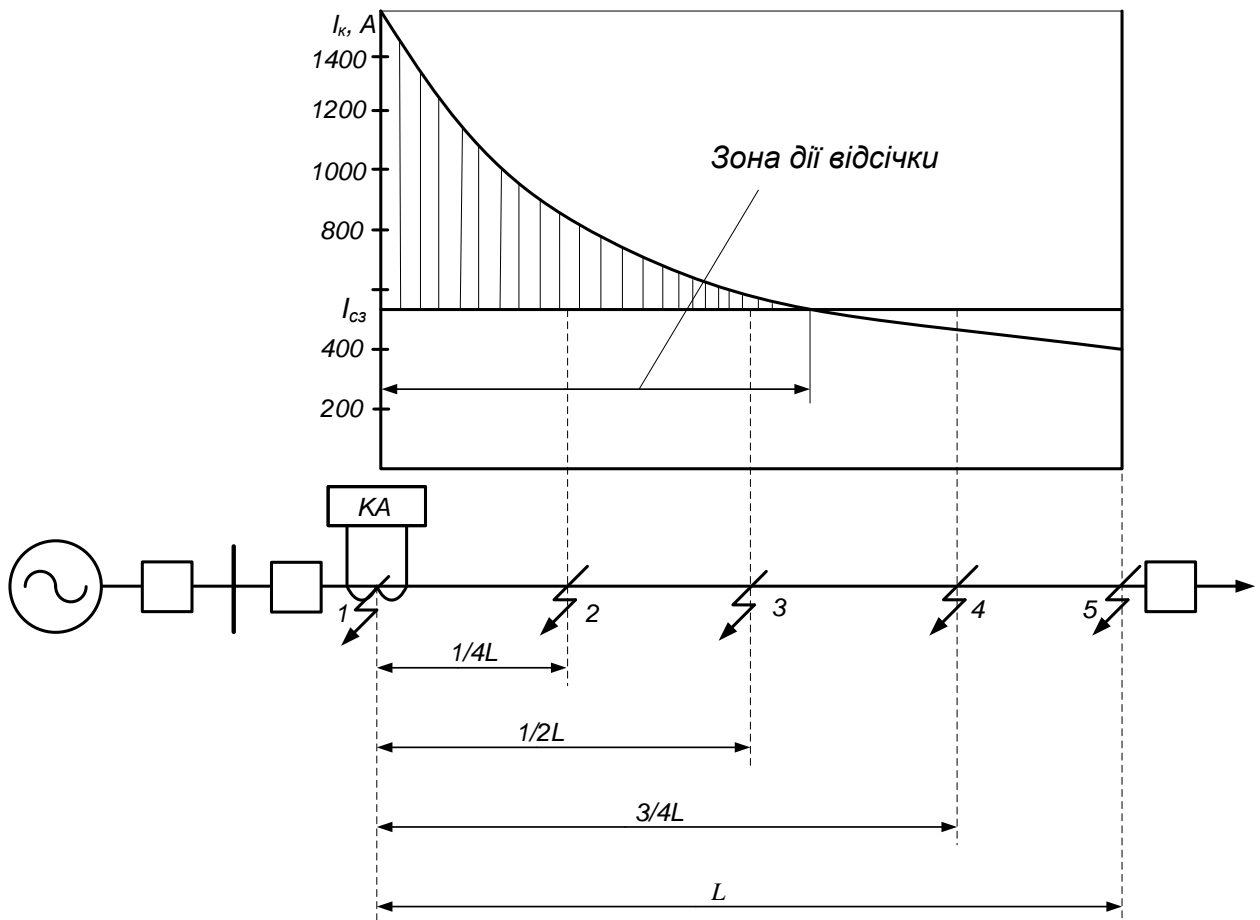


Рис. 2.3– Принцип дії струмової відсічки (СО) на лінії з одностороннім живленням

Характер зміни струму к.з. при віддаленні місця к.з. від джерела живлення вказаний на рис. 2.3. Струм спрацювання відсічки миттєвої дії вибирається таким чином, щоб вона не працювала при пошкодженнях на суміжній лінії чи в трансформаторі живлячої підстанції. Для цього струм спрацювання повинен бути

більше максимального значення струму при к.з. на шинах протилежної підстанції, тобто в точці 5 на рис 2.3, і знаходиться по формулі:

$$I_{C.3} = K_H I_{K.МАКС} \quad (2.1)$$

або

$$I_{C.P} = \frac{K_H \cdot K_{CX} \cdot I_{K.МАКС}}{K_I} \quad (2.2)$$

де $I_{k,max}$ - максимальне значення струму кз на шинах протилежної підстанції;

k_{cx} - коефіцієнт схеми, k_H - коефіцієнт надійності.

Зона дії відсічки знаходиться графічно, як вказано на рис 2.3.

Струмова відсічка на лініях з двостороннім живленням.

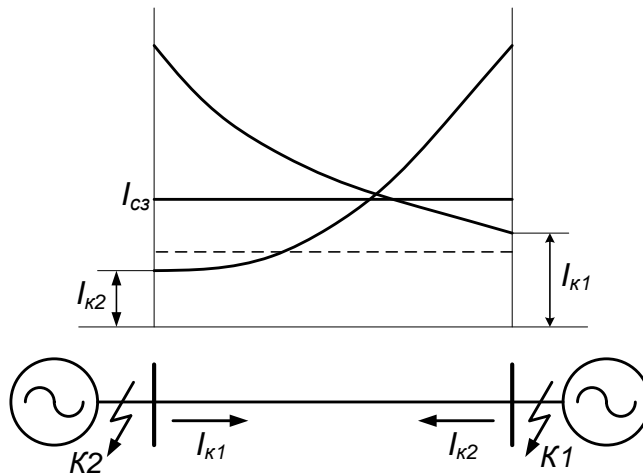


Рис 2.4—Принцип дії відсічки на лінії з двостороннім живленням

Для селективної дії відсічок на лініях з двостороннім живленням (рис 2.4) їхні струми спрацювання повинні знаходитись по формулі 2.1 по найбільшому значенню струму к.з, що проходить по лінії при к.з. на шинах однієї та іншої підстанції. Для випадку, що розглядається на рис 2.4, найбільшим є струм I_{K1} що проходить по лінії при кз в точці K1. Через це струми спрацювання обох відсічок повинні бути рівними і знаходитись як

$$I_{C3.A} = I_{C3.B} = K_H I_{K1} \quad (2.3)$$

Зони дії відсічок знаходяться графічно як точки перетину прямої, що відповідає струму спрацьовування $I_{c,з}$ з кривими зміни струмів кз.

Розглянута умова вибору струму спрацьовування відсічок для ліній з двохстороннім живленням не є єдиною. Для ліній, по яким можуть протікати струми розкачування, викликані порушенням стійкості чи несинхронним включенням, другою умовою вибору струму спрацьовування відсічок є відкладання від максимального струму розкачування по формулі:

$$I_{c,з} = k_N I_{кач,мак} \quad \text{або} \quad I_{c,з} = \frac{k_N I_{кач,мак}}{K_{\zeta}} \quad (2.4)$$

де $I_{кач,мак}$ - максимальний струм розкачування.

Схеми відсічок відрізняються від схем максимальних струмових захистів відсутністю реле часу[10].

Розділ 3. Обґрунтування та вибір релейного захисту елементів підстанції 35/10 кВ

3.1 Вибір типів релейного захисту елементів підстанції 35/10 кВ

Релейний захист повинен забезпечити автоматичне вимикання елемента, що захищається, на випадок його ушкодження, а також у випадку виникнення умов, як (різке зниження рівня масла в трансформаторі) або порушенням нормального режиму роботи установки.

У випадку, якщо ушкодження або порушення нормального режиму не представляють безпосередню небезпеку для електроустановки, то пристрої релейного захисту повинні забезпечувати сигналізацію, що вказує на виникнення цих режимів.

Виходячи із вимог селективності, швидкодії, чутливості, надійності і відповідно до вимог ПУЕ вибираємо типи елементів релейного захисту на підстанції[14].

3.1.1. Вибір релейного захисту повітряних ліній 10 кВ

Згідно з ПУЕ для захисту повітряних ліній 10 кВ необхідно забезпечити встановлення таких типів захисту:

- МСЗ з витримкою часу, для захисту лінії по всій довжині та резервування нижчестоячих захистів;
- СВ без витримки часу, для миттєвого вимикання близьких найбільш важких коротких замикань (20 % лінії);

Як правило в коротких лініях з декількома розгалудженнями, струми короткого замикання в кінці лінії Рисуноко затухають, струм замикання на землю в мережі великий і тому, трансформатори розгалуджень захищені запобіжниками, компенсація струму замикання на землю відсутня[14].

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1.2. Вибір РЗ для введів 10 кВ та ШЗВ 10 кВ

Згідно з ПУЕ для введів 10 кВ та ШЗВ 10 кВ необхідно забезпечити встановлення наступних типів захисту:

- МСЗ з витримкою часу, для захисту повітряної лінії по всій довжині та резервування нижчестоячих захистів;
- СВ без витримки часу, для миттєвого вимикання близьких найбільш важких коротких замикань (20 % лінії);
- ЛЗШ, для організації селективного вимикання короткого замикання на шинах.

Цей захист вмикається через трансформатори струму вимикача зі сторони НН. Перша ступінь виконана без витримки часу і блокується пристроями захисту фідерів, що відходять, друга ступінь виконується з витримкою часу селективною з фідерами, третьою ступінню є захист від перевантаження трансформатора.

3.1.3. Вибір РЗ для силового трансформатора

Згідно з ПУЕ для силового трансформатора необхідно забезпечити встановлення наступних типів захисту:

- Диференційний захист силового трансформатора;
- Газовий захист;
- Струмовий захист від зовнішніх коротких замикань;
- Резервна струмова відсічка.

Як правило проводять застосування захисту від внутрішніх пошкоджень для трансформаторів потужністю менше 4МВА – максимумний струмовий захист і струмова відсічка, а для трансформаторів більшої потужності - диференційний захист.

Для нашої підстанції з двообмотковим понижуючим трансформатором потужністю (більше ніж 4МВА), захист доцільно включити на трансформатори струму вбудовані на стороні ВН трансформатора та на ТС вимикача сторони НН.

					МР.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для цього використовується повздовжній диференційний захист трансформатора підвищеної чутливості. Газовий захист підключається на дискретний вхід реле вводу ВН . Підключення дифзахисту до ТС, вбудованого в трансформатор, підвищує чутливість дифзахисту[8].

3.1.4. Вибір РЗ на ввіді 35 кВ силового трансформатора

Цей захист вмикається через трансформатори струму вимикача зі сторони ВН. Струмові органи захисту нульової послідовності можуть бути включені на фазний струм ТС і використовуватися для пуску, охолодження та блокування РПН. Струмова відсічка відлагоджується від КЗ на стороні НН. Друга ступінь захисту – виконана без витримки часу і блокується пристроєм захисту сторони НН. Третя ступінь захисту – максимумний захист з витримкою часу.

3.1.5. Вибір РЗ для трансформаторів напруги

При виборі РЗ для ТН виникає необхідність виконання блокування по напрузі МТЗ. Цей захист включений на ТН зі сторони НН.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

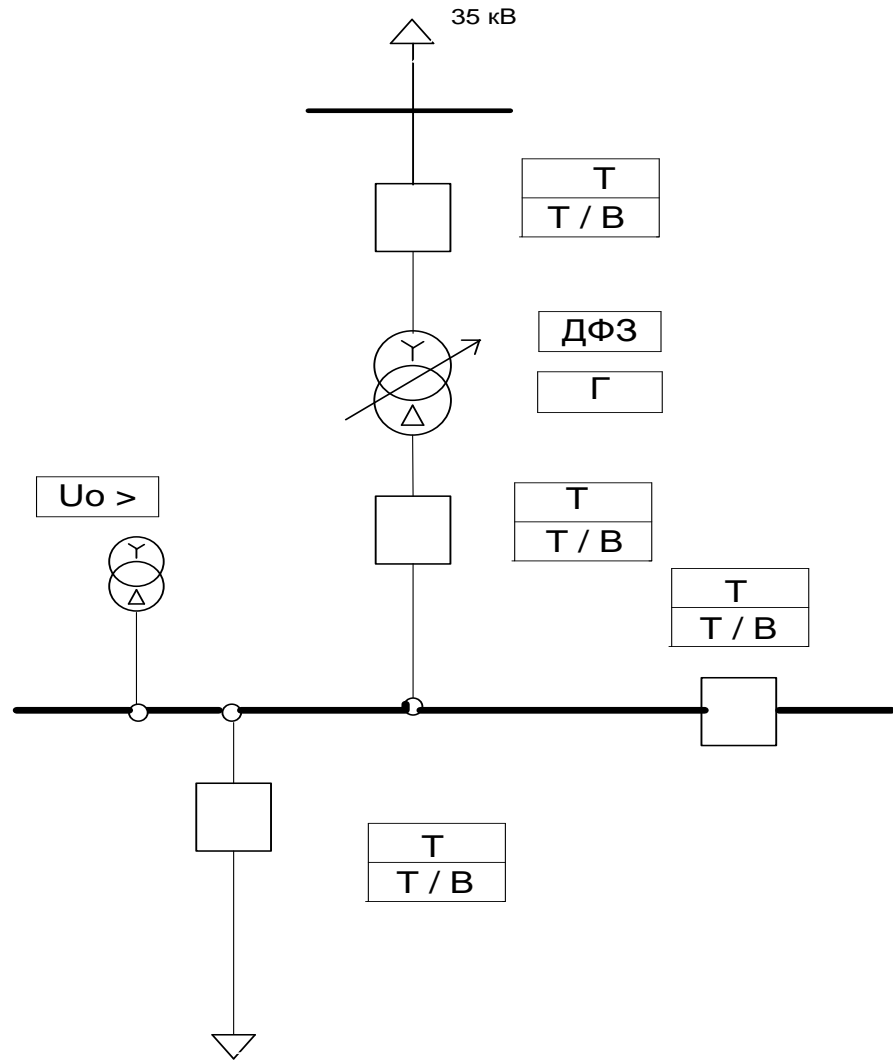


Рис. 3.1– Вибір типів РЗ для ПС 35/10 кВ

3.2. Коротка характеристика пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600

Фірма Siemens здійснює розробку і виробництво[10]:

- Мікропроцесорних пристроїв релейного захисту і автоматики (МП РЗА);
- Мікропроцесорних систем управління енергопостачання (АСУ енергопостачання).

РЗА фірми Siemens відрізняють наступні особливості:

- уніфікація і модульна побудова програмно-апаратних засобів, а саме:
 - конструктивного модульного виконання і уніфікованого монтажу;
 - єдина концепція налагодження і обслуговування для всіх типів пристроїв і, як наслідок, уніфікований зручний призначений для користувача інтерфейс;

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

-комфортне і доступне програмне забезпечення для виконання обслуговування;
-використання стандартних комунікаційних інтерфейсів для зв'язку з системою контролю управління;

- пропозиція широкої гамми пристроїв для всіх класів напруги і типів електроустаткування, що захищається;
- термін експлуатації пристроїв, як мінімум 25 років, що включає можливість технічної підтримки при розвитку;
- забезпечення найвищих вимог до якості продукції і сервісного обслуговування;
- проведення навчання і перепідготовки обслуговуючого персоналу.

Багатофункціональний термінал захисту 7SJ600



Рис.3.2– Пристрій РЗ SIEMENS 7SJ600

Реле SIPROTEC 7SJ600 - це цифровий пристрій максимального струмового захисту для радіальних розподільних мереж та ел. двигунів, а також цей пристрій може бути використаний як резервний захист із пристроями диференційного захисту трансформаторів, генераторів, ліній.

Пристрій 7SJ600 містить у собі максимальний струмовий захист із незалежною та залежною витримкою часу, а також захист від перевантаження й несиметричного навантаження для двигунів. Також реле 7SJ600 правильно

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

розпізнає несиметричні короткі замикання, при яких величини струмів можуть бути менше струмів навантаження або обриви фаз.

Основні функції захисту

- Струмовий захист із витримкою часу;
- Струмовий захист без витримки часу;
- Захист від замикання на землю;
- Захист від перевантажень;
- Автоматичне повторне включення;
- Контроль справності ланцюгів відключення.

Захист двигуна

- Контроль тривалості запуску;
- Захист від роботи двигуна із заблокованим ротором.

Функції керування

- Команди керування вимикачем;
- Здійснення керування з клавіатури, DIGSI 4 або SCADA систему.

Функції виміру

- Поточні значення струму.

Функції контролю

- Реєстрація ушкоджень із оцінкою часу;
- 8 записів осцилограм ушкоджень;
- Безперервний самоконтроль.

Комунікаційні можливості

- Через персональний комп'ютер і програму DIGSI3 або DIGSI4;

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Через RS232-RS485 конвертер;
- Через модем;
- Протокол IEC 60870-5-103;
- Інтерфейс RS485.

Допоміжна напруга живлення на вибір:

- 24/48 В, 60/110/125 В, 220/250 В, постійного струму;
- 115 В, 230 В змінного струму.

3.2. Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ

Для захисту повітряної лінії 10 кВ використовують максимальний струмовий захист (МСЗ). Для прикладу розрахуємо лінію №2.

У мережах напругою 10 кВ максимальний струмовий захист виконується у двофазному варіанті (трансформатори струму встановлюються у двох фазах), тому можуть бути використані схеми з'єднання трансформаторів струму у неповну зірку або на різницю струмів двох фаз.

Розрахунок струму спрацювання МСЗ здійснюється за наступним виразом:

$$I_{CЗ} = \frac{K_H \cdot K_{CЗД}}{K_B} \cdot I_{P.МАКС}, \text{А} \quad (3.1)$$

де : K_H - коефіцієнт надійності (враховує нестабільність характеристик або "розкидання" точок характеристик, для обраного релейного захисту на базі мікропроцесорного пристрою 7SJ600 і приймає значення 1,05; $K_{CЗД}$ - коефіцієнт, що враховує самозапуск електричних двигунів (для міських мереж приймається рівним 2,5, а для сільських мереж - 2,0).

K_B - коефіцієнт повернення (для обраного релейного захисту на базі 7SJ600 $K_B = 0,95$).

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$I_{P.МАКС}$ - робочий максимальний струм.

Робочий максимальний струм визначається на основі порівняння навантаження денного та вечірнього максимумів.

$$I_{P.МАКС} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, А \quad (3.2)$$

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо робочий максимальний струм:

$$I_{P.МАКС} = \frac{816}{\sqrt{3} \cdot 10} = 47,113, А$$

Відповідно до вихідних даних розрахунку розрахуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.З} = \frac{1,05 \cdot 2}{0,95} \cdot 47,112 = 101,995 \text{ А}$$

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.З}}{n_{T.T}} \cdot K_{C.X}, А \quad (3.3)$$

де : $K_{C.X}$ - коефіцієнт схеми (при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку, $K_{C.X} = 1,0$, а у випадку з'єднання на різницю фаз $K_{C.X} = 3,0$);

$n_{T.T}$ - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Відповідно до розрахункових даних для розгалуженої повітряної лінії, для якої вибраний трансформатор струму на 75 А, розрахуємо коефіцієнт трансформації (знаючи, що струм вторинної обмотки рівний 5 А).

$$n_{T.T} = \frac{75}{5} = 15.$$

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже коефіцієнт трансформації для даного трансформатора рівний 15.

Розрахуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P} = \frac{101,995}{15} \cdot 1,0 = 6,8, \text{ А} \quad (3.4)$$

Для захисту розгалуженої лінії 10 кВ , враховуючи дискретність уставок струм спрацювання реле 7SJ600, вибираємо найближче більше значення струму уставки $I_{уст}=6,8 \text{ А}$.

Час спрацювання захисту розраховується за формулою:

$$t_{мсз} = t_{нижн.макс} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1, \text{ с} \quad (3.5)$$

$$\Delta t = 0.3 \text{ с.}$$

Знайдемо коефіцієнт чутливості релейного захисту[12]:

$$K_{\eta} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{КЗ}}{I_{C3} \cdot K_{CX}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{610}{102 \cdot 1} = 5,18 \geq 1,5 \quad (3.6)$$

Для інших ліній всі розрахункові данні зводимо у таблицю 3.1

Таблиця 3.1

	Лінія №1	Лінія №2	Лінія №3	Лінія №4
$t_{нижн}, \text{ с}$	0,3	0,7	0,4	0,6
$t_{мсз}, \text{ с}$	0,6	1	0,7	0,9

$I_{р.мах}, \text{ А}$	15,656	47,132	20,19	38,399
$K_n * K_{сзд} / K_{в}$	2,175	2,175	2,175	2,175
$I_{сз}, \text{ А}$	33,877	101,985	43,627	83,127
$I_p, \text{ А}$	2,248	6,84	2,928	5,545

Захист споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ на вищій стороні напруги здійснюється запобіжниками ПК-10Н.

Номінальний струм плавкої вставки запобіжників вибирається в залежності від потужності силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ.

Розрахунок струмового органа СВ:

Так як для прикладу розрахунок к.з. на відгалуженні 10 кВ ми проводили для найдовшої лінії №4 то і розрахунок струмового органу

СВ також проведемо для цієї лінії №4

Коефіцієнт надійності $K_H=1.05$

Первинний розрахунковий струм спрацювання відсічки

$$I_{спр.св.роз} = K_H \cdot I_{кз}^{(3)} = 1,05 \cdot 490 = 514,5 \text{ А} \quad (3.7)$$

Вторинний розрахунковий струм спрацьовування відсічки

$$i_{СПР.СВ} = \frac{I_{СПР.СВ.РОЗ} \cdot K_{СХ}}{n_{ТТ}} = \frac{514,5 \cdot 1}{15} = 34,3 \text{ А} \quad (3.8)$$

Уставка струмового реле $i_{от} = 35 \text{ А}$

Дійсний первинний струм спрацьовування відсічки

$$I_{от} = \frac{i_{от} \cdot n_{ТТ}}{K_{СХ}} = \frac{35 \cdot 15}{1} = 525 \text{ А} \quad (3.9)$$

Для інших ліній всі розрахункові данні зводимо у таблицю 3.2

Таблиця 3.2

	Лінія №1	Лінія №2	Лінія №3	Лінія №4
K_H	1,05	1,05	1,05	1,05
$I_{кз.мах}, \text{ А}$	227	617	306	494
$I_{сз}, \text{ А}$	15,76	42,72	21,37	34,34

Розділ 4. Економічна частина

Інтенсивний розвиток енергетики в Україні неможливий без комплексної автоматизації. У перспективі комплексна автоматизація та нові системи РЗ енергооб'єктів забезпечують підвищення якості електроенергії та надійність енергопостачання споживачів за рахунок зниження кількості й скорочення тривалості перерв. Для поліпшення надійності роботи основного й допоміжного обладнання підстанцій та ліній електропередач здійснюється постійний контроль за станом обладнання і підтримки заданого режиму роботи.

Релейний захист є основним видом засобів автоматики, що забезпечує надійну й надійну роботу сучасних енергетичних об'єктів.

Для підвищення якості роботи захистів доцільно застосовувати нові сучасні алгоритмічні і мікропроцесорні системи автоматики й релейного захисту.

При проектуванні пристроїв релейного захисту і автоматики розглянути варіанти звичайно відрізняються по величині капіталовкладень, щорічних витрат і по надійності. Критерієм для вибору оптимального варіанта є мінімум приведених затрат [7].

Виконаємо розрахунок приведених затрат для пристроїв релейного захисту і автоматики повітряної лінії 35 кВ фірми Siemens захист 7SA522 та GE L-60.

Приведені затрати розраховуються за формулою:

$$Z = I + E_n * K + Y \quad (4.1),$$

де:

$E_n = 0,12$ [1/рік] - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

I - щорічні витрати;

Y - величина очікуваного збитку, що забезпечує вартісну оцінку рівня надійності передбачуваного варіанта устаткування (з урахуванням імовірності виникнення ушкоджень в об'єктах, що захищають, і величини народногосподарського збитку при неправильній роботі пристроїв релейного

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

захисту та автоматики).

Розрахунок щорічних витрат, які відносяться до пристроїв релейного захисту і автоматики визначається за формулою:

$$И = И_A + И_E + И_{ЕН} \quad (4.2)$$

де:

$И_A$ - амортизаційні відрахування;

$И_E$ - витрати на експлуатаційне обслуговування;

$И_{ЕН}$ - вартість споживаної пристроями релейного захисту й автоматики електроенергії.

Розмір капіталовкладень визначається, як сума вартості устаткування і монтажних робіт. Вартість устаткування і монтажних робіт представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

Найменування обладнання	Ціна, грн	Вартість монтажу, грн
7SA522	66000	19800
L-60	23400	7020

Вартість монтажних робіт для пристроїв релейного захисту й автоматики приймається в розмірі 30% від вартості устаткування.

Тоді з урахуванням монтажних робіт капіталовкладення будуть складати:

для

7SA522: $K = 66000 + 19800 = 85800$ (грн);

L-60: $K = 23400 + 7020 = 30420$ (грн).

Щорічні витрати обчислюються так:

Амортизаційні відрахування $И_A$ обчислюються за формулою:

$$И_A = \frac{K \cdot P_a}{100} \quad (4.3),$$

де: p_a - амортизаційні відрахування [%];

$$p_a = 12 \%$$

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрати на експлуатаційне обслуговування I_E розраховуються, виходячи з величини річної заробітної плати одного працівника експлуатаційної служби РЗА і витрат праці по обслуговуванню кожного виду пристроїв РЗА (людино-годин):

$$I_E = \frac{З_{ЗП} \cdot З_T}{K \cdot 252 \cdot 8},$$

де:

$k = 0,5$ - коефіцієнт, що відбиває витрати на допоміжні матеріали, транспорт і накладні витрати;

$З_{ЗП}$ - річні витрати на заробітну плату одного працівника експлуатаційної служби РЗА;

$З_{ЗП} = 19200$ грн/рік;

252 - число робочих днів у році;

8 - число робочих годин у день;

$З_T$ - витрати праці по обслуговуванню кожного виду пристроїв РЗА (людино-годин).

Витрати праці на обслуговування кожного виду пристроїв РЗА розраховуються для циклу технічного обслуговування на 6 років. Дані норм технічного огляду для пристроїв РЗА наведені в таблиці 4.2

Таблиця 4.2

Пристрої РЗА	Цикл ТО, років	Кількість років експлуатації																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7SA522, L-60	6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-

Примітка Умовні позначення в таблиці:

1. Н- перевірка при новому вмиканні;
2. К1- перший профілактичний контроль;
3. К- профілактичний контроль;

4. В- профілактичне відновлення;

5. ТО- технічне обслуговування.

Норма часу на ТО пристроїв L-60 та 7SA522 приведена в таблиці 4.3

Таблиця 4.3

Назва обладнання	Вид ТО	Норма часу, люд.-год
Пристрої захисту ПЛ L-60 та 7SA522	Н	354
	К1	214
	В	188
	К	158

За 6 років на кожен пристрій витрачається 1418 люд- год, тобто в середньому за один рік 236 люд-год (величина Z_T).

Вартість споживаної пристроями РЗА електроенергії $I_{ЕН}$ показана в таблиці 4.3. Вартість електроенергії узята з розрахунку 0,4 гривень за одну кВт·г.

Таблиця 4.3.

Найменування обладнання	Кількість енергії що витрачається за рік, кВт·г	Вартість електроенергії що споживається, грн/рік
L-60	87,6	35,04
7SA522	93,4	37,36

Розрахунок щорічних витрат для пристрою L-60:

$$I_A = \frac{30420 \cdot 12}{100} = 3650,4 \text{ (грн/рік);}$$

$$I_E = \frac{19200 \cdot 236}{0,5 \cdot 252 \cdot 8} = 4495,24 \text{ (грн/рік);}$$

$$I_{HI} = 35,04 \text{ (грн/рік);}$$

$$I = 3650,4 + 4495,24 + 35,04 = 8180,68 \text{ грн/рік}$$

Розрахунок щорічних витрат для пристрою 7SA522:

$$I_A = 85800 \cdot 12 / 100 = 10296 \text{ грн/рік}$$

$$I_E = 19200 \cdot 236 / (0,5 \cdot 252 \cdot 8) = 4495,24 \text{ грн/рік}$$

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{ЕН}=37,36 \text{ грн/рік}$$

$$I=10296+4495,24+37,36=14828,6 \text{ грн/рік}$$

Розрахунок величини приведених витрат без збитку, що є наслідком неповної надійності пристроїв релейного захисту й автоматики:

для пристрою L-60:

$$З=8180,68+0,12 \cdot 30420=11831,08 \text{ грн/рік}$$

для пристрою 7SA522:

$$З=14828,6+0,12 \cdot 85800=25124,6 \text{ грн/рік}$$

Розрахунок величини приведених витрат для повного комплексу пристроїв:

$$З=11831,08 \cdot 2+2 \cdot 25124,6=73911,36 \text{ грн/рік}$$

Третім доданком у формулі приведених витрат є величина очікуваного збитку (У), що забезпечує вартісну оцінку рівня надійності порівнюваних варіантів РЗА в конкретних умовах їхнього застосування, але через відсутність необхідних даних розрахувати величину очікуваного збитку не виявляється можливим.

Таким чином, приведені затрати на комплект мікропроцесорних пристроїв релейного захисту й автоматики складають 73695,8 грн/рік.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Охорона праці

5.1. Безпека експлуатації трансформаторів струму типу

ТПЛ напругою 10 кВ

5.1.1 Аналіз небезпечних факторів

Основним небезпечним фактором під час експлуатації вимірювальних трансформаторів струму типу ТПЛ (трансформатор прохідний з литою ізоляцією призначений для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальних приладів) в мережі напругою 10 кВ є електрична напруга. Небезпека життя людини оцінюється електричним струмом, що протікає через тіло людини, в результаті дотику до струмовідних частин чи непрямого дотику до провідних частин.

Можна зробити висновок, що найбільш небезпечним видом включення є прямий двофазний дотик в мережі напругою 10 кВ ($I_{\text{люд}}=3.067$ А). Протікання такого струму викликає миттєву зупинку серця. Якщо дія цього струму була короткочасною, наприклад 1-2 с, і при цьому не викликала пошкодження серця, то після відключення струму серце може відновити свою роботу. Також можна помітити, що всі отримані значення перевищують фібриляційний струм (більш ніж 50 мА) і тому є небезпечними для життя, згідно з [1].

Небезпечним у відношенні можливості травмування є роботи, пов'язані з виконанням робіт на висоті від 1,3 м до 6 м, так як виникає можливість травмування внаслідок падіння.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.1.2. Аналіз шкідливих факторів

При експлуатації трансформаторів струму типу ТПЛ, шкідливими факторами є: підвищення або зниження температури повітря робочої зони, підвищена або понижена вологість повітря, погане освітлення при виконанні робіт в темний час доби та при недостатній видимості; метеорологічні умови (робота поза приміщенням).

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій та нещасних випадків: до 5 % травмувань виникають внаслідок поганого освітлення, а у 20 % випадках погане освітлення є причиною виникнення нещасних випадків. Крім того, погане освітлення може призвести до професійних захворювань.

Також для підвищення працездатності людини та для збереження її здоров'я важливо створити стабільні метеорологічні умови. Тобто, мікроклімат повітряного середовища, а саме: температуру, відносну вологість та інтенсивність теплового опромінювання.

Коливання параметрів мікроклімату може призвести до порушення систем кровообігу, нервової системи, зниження чи підвищення температури тіла, слабкість, запаморочення і навіть до професійних захворювань.

Висновок: з аналізу цього пункту видно, що при експлуатації ТС існує безліч небезпечних та шкідливих факторів. Тому на робочих місцях мають бути проведені всі заходи для забезпечення надійної, безпечної та ефективної експлуатації ТС.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2. Заходи профілактики щодо нормування умов праці

5.2.1. Заходи захисту від електричної напруги

Основним засобом захисту від електричної напруги є робоча ізоляція трансформатора струму. Вона вимагає періодичного контролю.

Вимірювання опору первинної обмотки основної ізоляції виконуються мегаомметром на напругу 2500 В. Вимірювання опору вторинних обмоток виконується мегаомметром на 1000 В.

Таблиця 5.2.1.1. Допустимі вимірювальні значення величин для ТС

Номинальна напруга вимірювальних ТС, кВ	R ₆₀ , МОм	tgδ ізоляції ТС, %	Випробна напруга литої епоксидної ізоляції, кВ	Тривалість прикладання випробовуваної напруги, хв
10	не нормується	не нормується	32	5

Величина R₆₀ не нормується, але разом з приєднаним до них колами має бути не менше 1 МОм. При оцінці стану ізоляції обмоток низької напруги ТС можна орієнтуватися на дані середніх значень опору ізоляції справної обмотки: 10 МОм – у вбудованих ТС [3].

Кабель прокладають в коробах та в кабельних каналах.

Орієнтація під час експлуатації вимірювальних ТС типу ТПЛ забезпечується за рахунок маркування. Фази мають відповідне забарвлення:

- фаза L1 - жовтий колір, розташовується зліва;
- фаза L2 - зелений колір, знаходиться посередині;
- фаза L3 - червоний колір, розташовується справа.

Маркування частин ТС служать для розпізнавання приналежності. Виконується за допомогою умовних позначок (найчастіше літеро змістовних та цифрових). Ці позначки наносяться на корпуси ТС і схеми електричного обладнання.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Засобами комбінованої дії є виконання електричних мереж з ізолюваною нейтралю, що зменшує небезпеку при однофазних дотиках, а також при включенні на напругу дотику і кроку. Під час аварійного стану, людина потрапляє під напругу $U_{л}$, тому ПУЕ вимагають виконувати контроль фази на замикання. Це здійснюється за рахунок схеми трьох вольтметрів або земляних вольтметрів.

Ефективною мірою щодо зниження небезпеки ураження робітників електричним струмом в результаті дотику до металевих корпусів ТС, що нормальним чином не знаходяться під напругою, є їх заземлення. Розрахунок заземлення ТС напругою 6 кВ наведено в пункті 5.2.2.

5.2.2. Розрахунок захисного заземлення ЗРП-10 кВ

Виконується реконструкція ПС «Овсюки» на якій в ЗРП-10 кВ замінюються існуючі ТС на ТС типу ТПЛ. Виконаємо розрахунок захисного заземлення ЗРП-10 кВ.

Вихідні дані:

Номинальна напруга заземлювального обладнання: $U_{н}=10$ кВ;

Час спрацювання захисту $t=0,02$ с;

Грунт – суглинок. Розрахунковий питомий опір для ґрунту: $R_{гз} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м} [1]$.

Струм замикання на землю : $I_{з} = 1,08 \text{ А} [п. 6.1.1.]$;

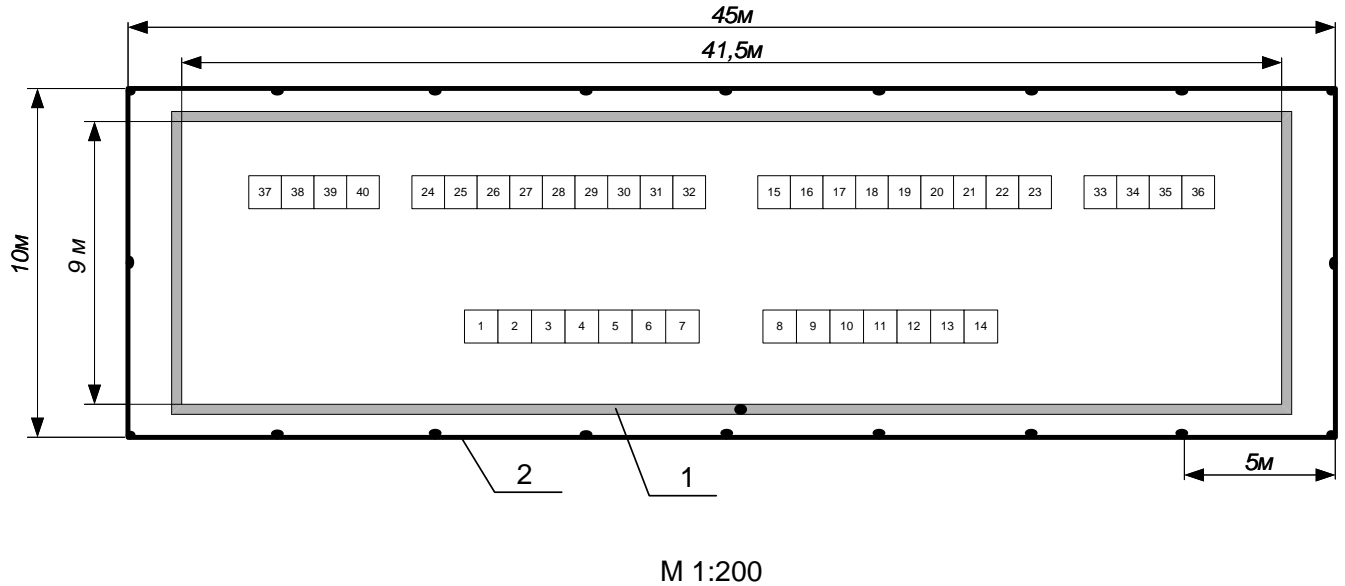
План ЗРП-6 кВ приведений на рис.5.2.2.

Розрахунок

Опір заземлюючого контуру не повинен перевищувати 4 Ом в будь-який час на протязі року [2]. Природніх заземлювачів немає. Заземлювач виконано із вертикальних стрижневих електродів довжиною $l_{в} = 5 \text{ м}$, діаметром $d = 16 \text{ мм}$, верхні кінці яких з'єднано за допомогою горизонтального електрода сталевієї смуги сумарною довжиною $l_{г} = 110 \text{ м}$, перерізом 4x40 мм, прокладеного в землі на глибині $t_{о} = 0,8 \text{ м}$. Вертикальні електроди розміщуємо на відстані $a = 5 \text{ м}$ один від одного.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема системи заземлення має наступний вигляд (рис. 5.2.2.).



- 1 – будівля ЗРП-10 кВ;
- 2- зовнішнє заземлення.

Рис.5.2.2. План-схема системи заземлення ЗРП-10кВ

Із схеми видно, що в прийнятому заземлюючому контурі сумарна довжина горизонтального електроду $l_2=110\text{ м}$, а кількість вертикальних електродів $n=20\text{ шт}$

Визначимо розрахункові опори розтікання електродів-вертикального R_6 та горизонтального R_2 :

$$R_6 = \frac{\rho}{\pi \cdot l_e} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot l_e}{\pi \cdot d} \right)$$

$$R_2 = \frac{\rho}{\pi \cdot l_2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot l_2}{\pi \cdot d} \right)$$

Потім, маючи на увазі, що прийнятий заземлювач контурний, і що $n_6=20\text{ шт}$, відношення $\frac{a}{l_e} = \frac{5}{5} = 1$, визначаємо коефіцієнти використання

електродів заземлювача - вертикальних $\eta_g = 0,47$, горизонтальних $\eta_z = 0,27$ (таблиці 3.2. і 3.3. [1]).

Знайдемо опір розтіканню прийнятого групового заземлювача:



Цей опір є меншим, ніж $r_z = 4$ Ом, тому приймаємо цей результат як кінцевий.

Отже, виходячи з розрахунків система захисного заземлення відповідає нормам і може використовуватись для заземлення ТС.

5.2.3. Електрозахисні засоби

Перелік електрозахисних засобів, які використовуються під час експлуатації вимірювальних ТС в мережі напругою 10 кВ наведені в таблиці 5.2.3.1.

Таблиця 5.2.3.1. Електрозахисні засоби для ТС

Засоби захисту	Напруга 10 кВ	
	Тип	Кількість
1. Ізолювальна штанга	ШО-10У1	2 шт.
2. Показчик напруги	УВН-10	2 шт.
3. Струмовимірювальні кліщі	Ц-90	1 шт.
4. Ізолювальні кліщі		1 шт.
5. Діелектричні рукавички		4 пари
6. Діелектричні ботики (галоші)		4 пари
7. Переносні заземлення	ШЗП-10У4	4 шт.
8. Шланговий протигаз	ПШ-1	1 шт.
9. Захисні окуляри		2 шт.
10. Плакати безпеки		4 компл.

5.2.4 Заходи захисту від інших небезпечних факторів

Для забезпечення проведення робіт на висоті використовуються спеціальні драбини , запобіжні монтажні пояси, страхувальні канати.

Міри безпеки при монтажі вимірювальних ТС в основному зводяться до безпечних прийомів переміщення цих трансформаторів, а також їх установки.

5.2.5. Заходи захисту від шкідливих факторів

Захист від нераціонального освітлення здійснюється розташуванням світильників в місцях зручних і безпечних для обслуговування.

Як індивідуальні засоби захисту від шуму використовують спеціальні навушники, вкладені у вушну раковину, протишумні каски, беруши.

Висновок: При правильній роботі під час обслуговування ТС персоналом і при дотримання всіх перерахованих заходів безпеки, обслуговування обладнання буде безпечним і не травматичним для обслуговуючого персоналу.

5.3. Пожежна безпека

Пожежна небезпека ТС обумовлена тим, що в них є горючі ізоляційні матеріали .

Горючими матеріалами в ТС являються: ізоляція, фарба обладнання.

Причинами загоряння горючих речовин можуть бути: необережне поводження з вогнем, міжвиткові короткі замикання, значне перевантаження трансформатора, несправність трансформатора, небезпечна концентрація горючих газів чи парів в повітрі.

Для гасіння пожеж використовуються спеціальні ручні вогнегасники. Оперативний персонал та ремонтна бригада повинні завжди мати при собі ручні вогнегасники ОУ-8, якими можна гасити пожежу в електроустановках, що знаходяться під напругою.

При аварії на трансформаторі з виникненням пожежі він повинен бути вимкнений від мережі з усіх сторін і заземлений. Після зняття напруги гасіння пожежі потрібно проводити будь-якими засобами пожежогасіння (розпиленою водою, повітряно-механічною піною, вогнегасниками).

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Мірами пожежної безпеки є: запобігання утворення горючого середовища, підтримування температури й тиску горючого середовища нижче максимумно допустимої норми.

До обладнання підстанції прокладаються пожежні дороги. Для своєчасного здійснення заходів з евакуації людей, включення стаціонарних установок пожежогасіння та виклику пожежних, пожежонебезпечні об'єкти обладнуються системами пожежної сигналізації, запуск яких може здійснюватись автоматично або вручну.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 6. Експлуатація трансформаторного масла

Масло в трансформаторах використовується як охолоджувач і ізоляція. Будучи охолоджувачем, він відводить тепло від проводів обмотки. У той же час важлива в'язкість масла, яка змінюється з температурою. При плюсових температурах масло має меншу в'язкість, при негативних температурах вона підвищується і дуже нерівномірно для різних марок масла. Висока в'язкість погіршує прокачуваність масла і ускладнює роботу механізмів системи охолодження. У зв'язку з цим в'язкість масла нормується в процесі експлуатації. Її перевіряють у свіжому сухому трансформаторному маслі перед заливкою в обладнання.

В процесі експлуатації масло забруднюється, намокає, в ньому накопичуються продукти окислення, при цьому масло втрачає свої хімічні та електрофізичні властивості, відбувається незворотний процес старіння. Продукти старіння у вигляді шлаку накопичуються на рухомих частинах трансформатора, ускладнюючи відведення тепла. Нафта старіє під спільною дією кисню повітря та електричного поля. При наявності вологи, що надходить ззовні, активність кисню підвищується. Окисленню сприяють високі робочі температури, сонячне світло та наявність розчинних у маслі солей металів (особливо міді та заліза) як каталізаторів окислення. За наявності електричного поля в маслі буде накопичуватися більше води, ніж за тих самих умов, але без електричного поля. Краплі води та частинки бруду лежать в електричному полі вздовж нього, спричиняючи різке зниження електричної міцності масла.

З огляду на вищевказану ситуацію трансформаторного масла, здійснюється контроль системи.

Відбір проб масла. Якість масла перевіряється регулярним відбором проб і лабораторним аналізом. За обсягом тестування аналіз масла поділяється на комплексний аналіз і спрощений аналіз. Крім того, масло проходить тестування на пробивну напругу.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Що стосується електричної міцності, цей тест включає напругу пробою, визначення вмісту вологи та візуальне визначення механічних домішок. Якщо лабораторні аналізи показують, що показники якості масла нижче встановлених норм, вживаються заходи щодо відновлення втрачених властивостей масла шляхом очищення, сушіння та регенерації.

Очищення і висушування масла. За допомогою відцентрової сепарації та фільтрації фільтрувального паперу видаляються механічні домішки та волога в олії. Високий ступінь очищення може бути досягнутий за допомогою комбінації центрифуг і фільтр-пресів. Цей спосіб широко використовується для очищення масла в трансформаторах, що працюють на напругу до 110 кВ. У трансформаторах від 220 кВ і вище до масла пред'являються підвищені вимоги по вмісту газів (їх присутність відіграє важливу роль у розвитку розрядів), очищення проводиться при технічному обслуговуванні, при цьому одночасно проводиться осушення, фільтрація і дегазація технологічного масла, при необхідності насичення інертним газом (азотом).

Останнім часом стали поширеними методи сушіння олії з використанням цеолітів. Цеоліти складаються з гідроалюмосилікатів кальцію або натрію. Вони містять велику кількість пор розміром з молекулу. Коли олія фільтрується через шар сухого цеоліту, волога в олії просочується в пори й утримується в них. Установка цеолітової установки показана на Рисунокюнку 1. 1.23 Відпрацьовані цеоліти регенерують у стаціонарних установках продуванням гарячим повітрям.

Регенерація - це відновлення окисленого масла, а точніше, видалення з неї продуктів старіння.

На практиці зазвичай зустрічається регенерація технологічних масел з кислотним числом не вище 0,3-0,4 г КОН/г масла. В умовах експлуатації для регенерації використовують різні види адсорбентів. Від здатності адгезії до них залежить регенераційна здатність адсорбентів

Продукти старіння поверхні без хімічної реакції. Між молекулами адсорбенту та адсорбованими речовинами існують міжмолекулярні сили тяжіння.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Використовуються адсорбенти природного і техногенного походження. Серед натуральних продуктів частіше за інших використовується повна земля «Зікеївська опока», а зі штучних – силікон (крупнопористий марки КСК і дрібнопористий КСМ).

Рідко використовується активований оксид алюмінію, який має високу адсорбційну здатність до кислих продуктів старіння нафти.

Під час регенерації масло прокачується через каністру-адсорбер, заповнену адсорбентом. Мобільні адсорбери можна використовувати для регенерації масла під час обслуговування трансформатора та на виробництві.

Захист масла від вологи та окислення. Методи підтримки електричної міцності та основних хімічних параметрів масла в межах встановлених специфікацій шляхом регулярного очищення та сушіння обговорюються вище. Крім того, в трансформаторах також використовують спеціальній пристрій захисту масла під час роботи.

Розширювач трансформатора, на додаток до своєї основної функції - компенсації змін об'єму масла в системі трансформаторного масла через коливання температури - також зменшує площу відкритої поверхні масла в контакті з повітрям, в кінцевому підсумку зменшуючи окислення масла, вологи та забруднення. Волога і механічні домішки, що потрапляють в розширювач з повітря, осідають в нижній частині розширювача і легко видаляються звідти під час обслуговування.

Фільтр очищення повітря встановлений на низхідній (дихальній) трубці розширювача. У нижній частині фільтра знаходиться сальник, принцип роботи якого полягає в сполученні з ємністю. Він очищає повітря, що проходить через нього, від механічних домішок і, крім того, виключає прямий контакт масла в розширювачі з навколишньою атмосферою. Корпус фільтра наповнений силіконом, який притягує частинки води з повітря до його поверхні. Повітря проходить через фільтр за таких умов. Зі зниженням температури трансформатора кількість масла в ньому зменшується. У розширювачі створюється вакуум. Змінюється співвідношення рівня масла в затворі. Коли

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рівень масла у зовнішній порожнині жалюзі падає до краю стовбура жалюзі, частина повітря проривається через жалюзі та потрапляє в розширювач через поглинач вологи. Коли трансформатор нагрівається, в розширювачі відбувається зворотний процес, оскільки масло починає створювати тиск у повітряній подушці. У північних районах країни рекомендується заправляти затвори маслом АМГ-10 і використовувати антифризне масло МВП.

Для фільтрів очищення повітря використовується силікон марки КСМ або КСК. Силікон сушиться при 140-150 С протягом ⁸ годин перед заправкою повітряного фільтра . Щоб підвищити гігроскопічність, основну частину силікагелю просочують хлоридом кальцію, а індикаторний силікагель також просочують хлоридом кобальту, щоб зробити його синім.

Білий силікагель, оброблений хлоридом кальцію, більш гігроскопічний, ніж індикатор. Тому візьміть невелику кількість інструкційного силікону і помістіть його перед оглядовим вікном. Здатність фільтра до осушення повітря визначається візуально по зміні кольору індикаторного силікону з синього на рожевий. Навіть кілька рожевих плям, які вказують на силікон, є ознакою того, що він став гідратованим і весь силікон потрібно замінити. Середній термін служби силікону в повітряному фільтрі залежить від кількості масла в трансформаторі і коливається від 1 до 2 років. Масло в сальнику замінюють через 2-3 роки.

Для безперервної регенерації масла під час роботи трансформатора широко застосовуються адсорбційні та термосифонні фільтри. Вони випускаються у вигляді металевих циліндрів, наповнених сорбентами, які поглинають продукти окислення міді та вологу з масла, що циркулює через них. Адсорбційні фільтри застосовуються на системах охолодження DC і T для забезпечення примусової перекачування масла через фільтр, термосифонні фільтри - на трансформаторах з системами охолодження M і D. Через різну щільність нагрівального та охолоджувального масла масло в термосифонному фільтрі рухається зверху вниз.

Адсорбентом у фільтрі є силікагель КСК або активований оксид алюмінію, який повинен бути заздалегідь повністю висушений. Фільтр підключений до

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформатора, заповненого свіжим маслом. Після цього відбувається наступна заміна адсорбенту. Оскільки кислотне число буде перевищувати 0,1 - 0,12 мг КОН/г олії.

Азотний захист усуває контакт масла в розширювачі трансформатора з атмосферою, тим самим запобігаючи забруднення і окислення масла. Серед багатьох відомих систем захисту від азоту є система низького тиску (тиск азоту не перевищує 3 кПа) з використанням пружної ємності. Основним елементом системи є еластичний бак з повітронепроникного, хімічно стійкого матеріалу (резинотканинні панелі), з'єднаний газопроводами з розширювачем трансформатора. Система заповнюється постійною кількістю азоту під тиском, трохи вищим за нормальний атмосферний тиск для всіх температурних змін рівня масла в розширювачі. Тому при нагріванні трансформатора газоподібний азот, що його наповнює, переходить в еластичний резервуар, і його об'єм збільшується, коли рівень масла в розширювачі підвищується. Коли рівень масла в розширювачі падає, з бака надходить азот і еластичні стінки опускаються. Використовується як осушувач газу для поглинання вологи, яка з певних причин може потрапити в газову систему з мастила або ізоляції, а також з газових балонів при заповненні системи азотом.

На підстанції з двома і більше трансформаторами використовується азотна група захисту, що живиться від еластичного бака. Всі ці елементи і вузли газової системи трансформатора ретельно герметизуються і герметизуються азотом під тиском 50 кПа. Масло в трансформаторі повинно бути нейтральним, сухим, дегазованим і азотованим. Дегазація масла проводиться під вакуумом на спеціальному обладнанні, а насичення азотом - продуванням. Після трьох-чотирьох продувок кисень в маслі майже повністю замінюється азотом. Вміст кисню в газовому просторі розширювача не повинен перевищувати 1%. Коли вміст кисню високий, ефект захисту від азоту олії не великий.

Обслуговування азотного захисту. При перевірці обладнання перевіряє рівень масла в розширювачі трансформатора, заповнення азотом еластичного бака, колір силікону в сушарці. Якщо об'єм еластичного бака недостатній і не відповідає

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рівню масла в розширювачі, перевірте зовнішній стан еластичного бака і герметичність з'єднання всього газового контуру.

Газова система при необхідності подає азот з балонів. Для цього вимикають газовий захист трансформатора, закривають кран і заповнюють систему азотом з балона через редуктор тиску і кран до тих пір, поки об'єм еластичного бака не буде відповідати рівню масла в розширювачі. Підключіть еластичний бачок до трансформатора в зворотному порядку. Нарешті, виконується операція газового захисту трансформатора.

За звичайних умов внесення азотних добрив зазвичай не потрібно частіше одного разу на місяць. Однак найкраща практика показує, що резервуар заповнюється азотом у середньому раз на рік з надійною герметизацією всіх з'єднань у масляному просторі.

Проби газу необхідно брати через 6 місяців. Якщо в газовій суміші виявлено більше 3% кисню, продуйте надмасляний простір у розширювачі комерційно чистим азотом (не перевищувати 0,5% кисню) протягом 10 хвилин. Продували азотом при відкритому клапані. Газовий захист трансформатора вимкнено протягом усього процесу термоплавлення. Трансформатор захищений газоподібним азотом, дозаправка здійснюється через нижній масловідвідний клапан і одночасно перевіряється надійність з'єднання масляного контуру з масловідвідним клапаном.

Захист від масляної плівки заснований на ущільненні трансформаторного масла рухомою мембраною, розміщеної в розширювачі трансформатора, і ізоляції масла в розширювачі від атмосфери. Конструктивно масляна плівка захисту реалізована у вигляді еластичного компенсатора, здатного змінювати свій об'єм при будь-яких коливаннях температури об'єму трансформаторного масла, або у вигляді еластичної плівки, що плаває на поверхні масла і вільно згинається в процесі роботи. Змінюється кількість масла в розширювачі. В обох випадках надмасляний простір трансформатора підтримується при нормальній атмосферному тиску.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рівень масла в розширювачі визначається стрілочним покажчиком (спеціальна конструкція), важіль якого розташований на поверхні мембрани. Трансформатор з мембранним захистом заповнений дегазованим маслом. Необхідний періодичний контроль вмісту газу в нафті.

До недоліків мембранного захисту можна віднести складність розміщення та герметизації еластичних мембран у розширювачах, а також неможливість щоденного візуального контролю їх ремонтпридатності. Під час обслуговування трансформатора перевіряйте герметичність мембрани. У разі спрацьовування газового захисту трансформатора слід спеціально перевірити його стан.

Присадки для продовження терміну служби трансформаторних масел. Свіже чисто рафіноване масло містить смоли, які є природними антиоксидантами, які захищають олію від окислення в зародковому стані. Стійкість переробленого масла в роботі можна підвищити за допомогою спеціальних присадок, які пригнічують процес окислення.

За механізмом дії добавки діляться на такі категорії:

- Інгібітори - антиоксиданти;
- Деактиватор - речовина, що знижує каталітичну дію маслорозчинних металовмісних сполук;
- Пасиватор - речовина, яка утворює на металі плівку, яка захищає масло від каталітичної дії металу.

Широко використовувані добавки включають іонол, антранілову кислоту тощо. Типовим інгібітором є іонол. При введенні в масло в кількості 0,2% від маси масла вона може ефективно уповільнювати утворення осаду в добре очищеному маслі та гальмувати зростання $tg\delta$.

Антранілова кислота є багатофункціональною добавкою. Це сильний пасиватор і дезактиватор, але також слабкий інгібітор. При введенні в масло антранілової кислоти (0,02-0,05%) корозія міді і заліза майже припинилася.

Ефективним є одночасне застосування іонолу та антранілової кислоти.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При заливці масла в трансформатор, заповнений присадковим маслом, використовуйте те саме масло, яке було залито спочатку.

Неприпустимо змішувати масла з різних родовищ без перевірки дії на них присадок.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

Висновки

У випускній роботі були розглянуті питання по реконструкції п/ст 35/10кВ "Овсюки" з метою покращення надійності електропостачання об'єктів в даному районі.

1. Район електропостачання має досить розгалужену електромережу, яка має резервування від сусідніх підстанцій, оскільки живить потужних споживачів які потребують надійного електропостачання. Дослідили зону електропостачання та порахували їх електричні навантаження, вибрали провід

2. Для вибору захисної апаратури порахували струми короткого замикання. Це необхідно щоб узгодити роботу обладнання з навантаженням на лініях.

3. Незважаючи на те, що реконструкція районної трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ вимагає певних матеріальних затрат і людських ресурсів, її проведення дозволяє підвищити надійність роботи підстанції, а, отже, і системи електропостачання району.

4. Заміна існуючого, відпрацювавшего свій ресурс силового електрообладнання (зокрема вимикачів) на більш надійне і ефективне, покращує рівень оперативності управління роботою підстанції і, частиною оперативної схеми мережі району. Розробка на базі мікропроцесорного захисту 7SJ600 відповідних вторинних схем релейного захисту та схем контролю, управління і сигналізації для відхідних повітряних ліній електропередачі напругою 10 кВ робить ці схеми більш надійними, точними і чутливими та зручнішими для монтажу і налагодження.

Література

1. Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
2. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
3. 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
4. Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харків, Форт, 2017. – 782 с.
5. <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
6. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
7. SIEMENS 7UT51 V3.0 Numerical Differential Protection Relay. C53000– G1176– C99–4. Роздруковано по замовленню Siemens. – К., 4 - 2000. – 250 с.
8. <http://www.belenergo.by/transformers/nami35.htm>
9. http://ptd.siemens.ua/ru/products/relay_defence/currentProtection/7SJ600.
10. Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 44 с.
11. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

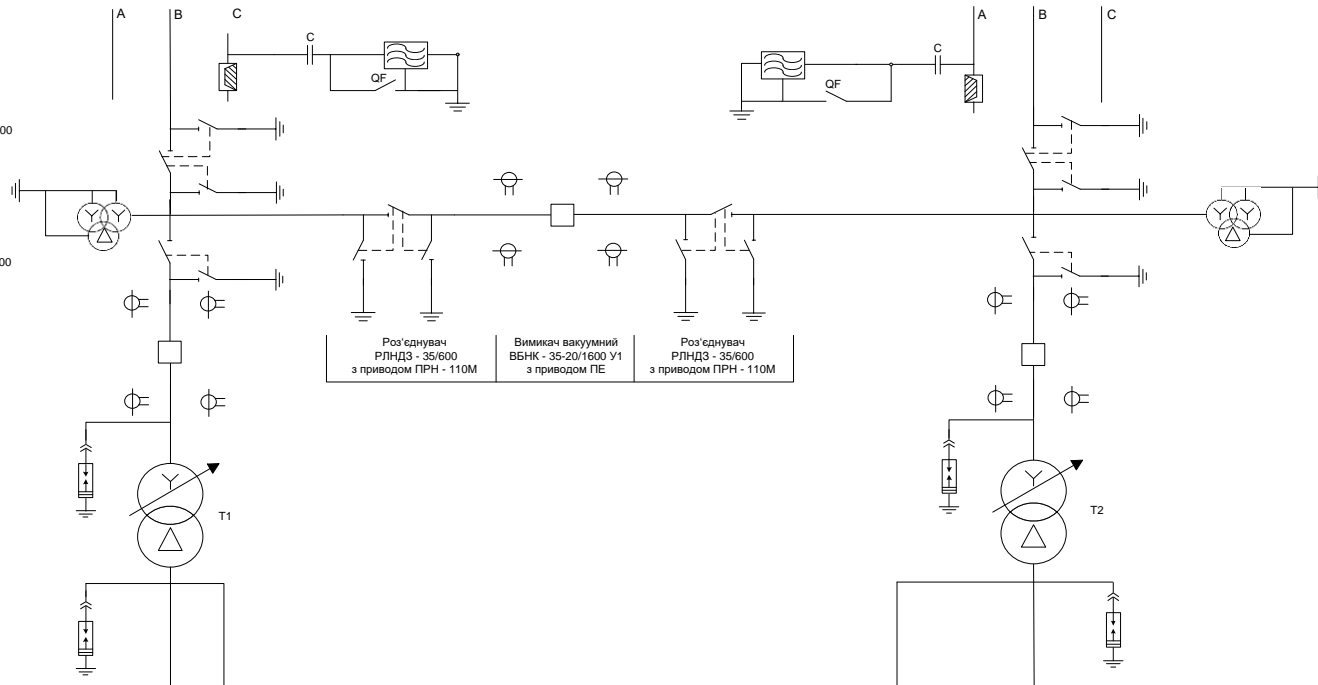
12.Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с

13.ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

14.ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму.

					MP.5.8.141.449.ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЛ - 35 кВ
Обладнання ВЧ зв'язку
Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 з приводом ПРН - 110М
Трансформатор напруги НАМИ - 35
Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 з приводом ПРН - 110М
Трансформатор струму ТФЗМ - 35 (200/5)
Вимикач вакуумний ВБНК - 35-20/1600 У1 з приводом ПЕ
Розрядник РВС - 35
Трансформатор силовий ТМН - 2500/35/10
Розрядник РВО - 10



ПЛ - 35 кВ
Обладнання ВЧ зв'язку
Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 з приводом ПРН - 110М
Трансформатор напруги НАМИ - 35
Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 з приводом ПРН - 110М
Трансформатор струму ТФЗМ - 35 (200/5)
Вимикач вакуумний ВБНК - 35-20/1600 У1 з приводом ПЕ
Розрядник РВС - 35
Трансформатор силовий ТМН - 2500/35/10
Розрядник РВО - 10

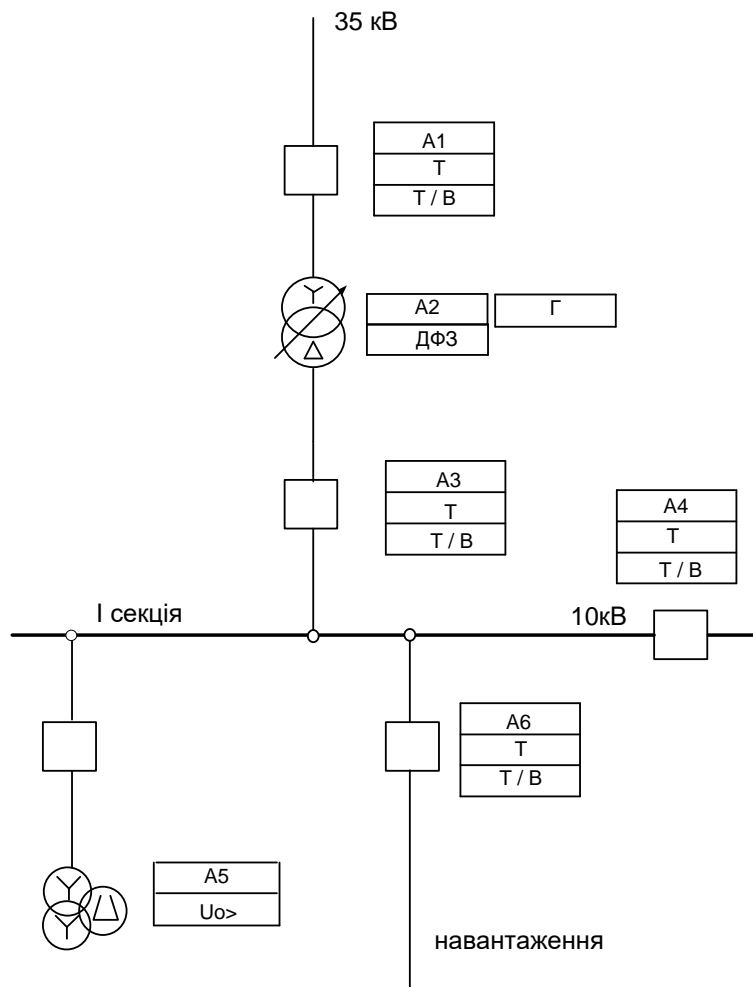
Призначення	ПЛ - 10кВ 5В-01 Ступінка	ПЛ - 10кВ 5В-02 Ввод	Ввод №1	Трансформатор власних потреб	ПЛ - 10кВ 5В-03 Поворотна	Трансформатор напруги і розрядники	Секційний вимикач	Трансформатор напруги і розрядники	ПЛ - 10 кВ 5В-04 Секція	Трансформатор власних потреб	Ввод №1	ПЛ - 10кВ 5В-05 Ступінка	ПЛ - 10кВ 5В-06 Рука
Номер шафи	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Номер схеми первинної з'єднання	011	011	021	052	011	042	032	042	011	052	021	011	011
Номер схеми вторинної з'єднання	ВК-III-13а	ВК-III-13а	ВК-III-21	ВК-III-51	ВК-III-13а	ВК-III-45а	ВК-III-32	ВК-III-45а	ВК-III-13а	ВК-III-51	ВК-III-21	ВК-III-13а	ВК-III-13а
Вимикач	ВВ/ТЕЛ-10	ВВ/ТЕЛ-10	ВВ/ТЕЛ-10		ВВ/ТЕЛ-10		ВВ/ТЕЛ-10		ВВ/ТЕЛ-10		ВВ/ТЕЛ-10	ВВ/ТЕЛ-10	ВВ/ТЕЛ-10
Привід	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт		Вбудований електромагніт		Вбудований електромагніт		Вбудований електромагніт		Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт
Трансформатор струму	ТПЛ - 10	ТПЛ - 10	ТВЛМ-10/1000/5		ТПЛ - 10		ТВЛМ-10/300/5		ТПЛ - 10		ТВЛМ-10/1000/5	ТПЛ - 10	ТПЛ - 10
Залізобетон				ПК - 10		ПК - 10		ПК - 10		ПК - 10			
ОПН						ОПН-КС/ТЕЛ-10		ОПН-КС/ТЕЛ-10					
Трансформатор напруги						НАМИ-10 У1		НАМИ-10 У1					
Трансформатор				ТМ - 40/10 У1						ТМ - 40/10 У1			

Зав. Дир.	М.В. Доронін	Підпис	Дата
Розроб.	Микола С.О.		
Перевір.	Лебедівський		
Т.Контр.			
І.І.Контр.			
Зав. к-бу	Лебедівський		
Зам.			

МР.5.8.141.449.ГЧ.

Головна схема підстанції 35/10 кВ „Овськи“

Листів	Маса	Масштаб
Аркуш 1	Аркуш 4	
Сучасний державний університет нафтогазової промисловості ім. І.Т.Штрома		



Спрощена схема з розміщенням типів та пристроїв РЗ

A1, A3, A4, A6	7SJ600
A2	7UT612
A5	7RW600

- Т - струмовий захист без витримки часу
- Т / В - струмовий захист з витримкою часу
- ДФЗ - диференційний захист
- Г - газовий захист

Функції пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600

Основні функції захисту

- Струмовий захист із витримкою часу
- Струмовий захист без витримкою часу
- Захист від замикання на землю
- Захист від перевантажень
- Автоматичне повторне включення
- Контроль справності ланцюгів

Захист двигуна

- Контроль тривалості запуску
- Захист від роботи двигуна із заблокованим ротором

Функції керування

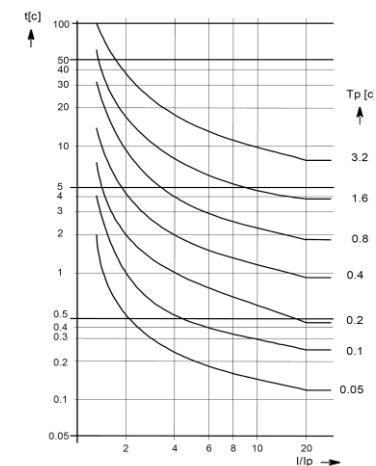
- Команди керування вимикачем
- Здійснення керування із клавіатури, DIGSI 4 або SCADA систему

Функції виміру

- Поточні значення струму

Функції контролю

- Реєстрація ушкоджень із оцінкою часу
- 8 записів осцилограм ушкоджень
- Безперервний самоконтроль



$$T = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02} - 1} \cdot T_p$$

- T_p - уставка коефіцієнта множення часу
- t - час відключення
- I - струм пошкодження
- I_p - значення уставки спрацювання

Часова характеристика відключення для максимального струмового захисту

				MP.5.8.141.449.ГЧ		
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір РЗ обладнання на ПО 35/10 кВ. Функції пристрою РЗ SIEMENS 7SJ600	
Розроб.	Машини С.О.				Листопад	Місяць
Перевір.	Львівський				Аркуш 2 Аркуше 4	
Т. констр.					Сувальні ланцюгові універсальні кінфаси селективності та пр. ПТТМ-121	
Н. констр.						
Зав. квал.	Львівський					
Затверд.						

МСЗ

СВ

Робочий максимальний струм

$$I_{р.макс} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Струму спрацювання МСЗ

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{с.з.д} \cdot I_{р.макс}}{K_B}$$

K_n - коефіцієнт надійності
 $K_{с.з.д}$ - коефіцієнт, що враховує самозапуск електричних двигунів
 K_B - коефіцієнт повернення

Струм спрацювання реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{т.т}} \cdot K_{с.х}$$

$K_{с.х}$ - коефіцієнт схеми (при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку)

$n_{т.т}$ - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму

Уточнене значення струму спрацювання захисту

$$I'_{с.з.} = \frac{I_{уст} \cdot n_{т.т}}{K_{с.х}}$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{к.з}}{I'_{с.з.} \cdot K_{с.х}} \geq 1.5$$

Час спрацювання

$$t_{мсз} = t_{нижн.макс} + \Delta t$$

$$\Delta t = 0.3$$

Струм спрацювання відсічення

$$I_{спр.св.розр} = K_n \cdot I_{кз}^{(3)}$$

K_n - коефіцієнт надійності

Вторинний розрахунковий струм спрацювання відсічення

$$i_{спр.св} = \frac{I_{спр.св.розр} \cdot K_{сх}}{n_{т.т}}$$

Дійсний первинний струм спрацювання відсічення

$$I_{ом} = \frac{i_{ом} \cdot n_{т.т}}{K_{сх}}$$

$K_{сх}$ - коефіцієнт схеми

Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ

Уставки струмових захистів ПС 35/10 кВ

	$t_{нижн, с}$	$t_{мсз, с}$	$I_{р.макс}, А$	$K_n * K_{сзд} / K_B$	$I_{сз.МСЗ}, А$	$I_{с.р}, А$	$I_{кз}^{(3)}, А$	$I_{сз.СВ}, А$
Лінія №1	0,3	0,6	15,646	2,165	33,873	2,258	225	15,75
Лінія №2	0,7	1	47,112	2,165	101,995	6,8	610	42,7
Лінія №3	0,4	0,7	20,15	2,165	43,623	2,908	305	21,35
Лінія №4	0,6	0,9	38,394	2,165	83,121	5,541	490	34,3
ШСВ	-	1,3	101,135	2,165	101,995	6,8	1630	28,525
Ввод 10кВ №1	-	1,6	116,781	2,165	252,825	1,264	3560	18,69
Ввод 10кВ №2	-	1,6	116,781	2,165	252,825	1,264	3560	18,69
Ввод 35кВ №1	-	1,9	19,264	2,165	41,706	1,043	1020	17,85
Ввод 35кВ №2	-	1,9	19,264	2,165	41,706	1,043	1020	17,85

Приклад розрахунку для лінії №2

Робочий максимальний струм

$$I_{р.макс} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{816}{\sqrt{3} \cdot 10} = 47,112 \text{ , А}$$

Розрахунок струму спрацювання МСЗ

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{с.з.д} \cdot I_{р.макс}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 2}{0,95} \cdot 47,112 = 101,995 \text{ , А}$$

K_n - коефіцієнт надійності (враховує нестабільність характеристик або "розкидання" точок характеристик, для обраного релейного захисту на базі мікропроцесорного пристрою 7SJ600)

$K_{с.з.д}$ - коефіцієнт, що враховує самозапуск електричних двигунів(для міських мереж приймається рівним 2,5,а для сільських мереж-2,0)

K_B - коефіцієнт повернення (для обраного релейного захисту на базі 7SJ600 дорівнює 0,95)

Струм спрацювання реле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{т.т}} \cdot K_{с.х} = \frac{101,995}{15} \cdot 1,0 = 6,8 \text{ , А}$$

$K_{с.х}$ - коефіцієнт схеми (при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку приймає значення 1)

$n_{т.т}$ - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму($n_{т.т}=15$)

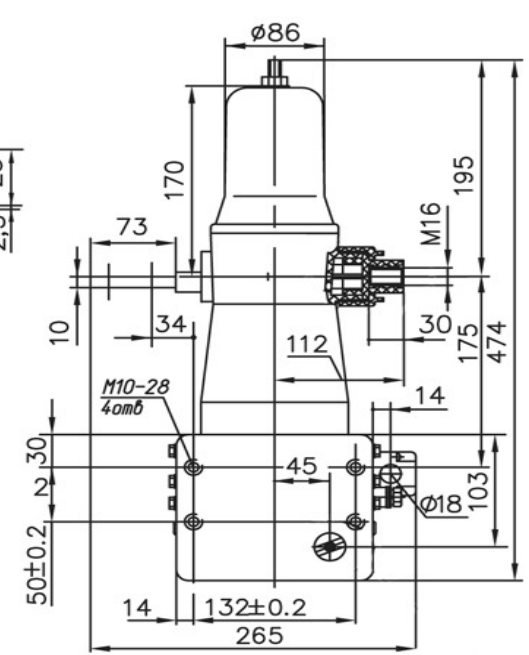
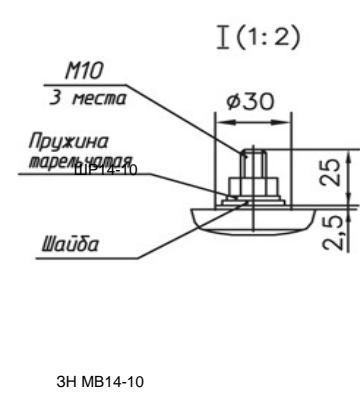
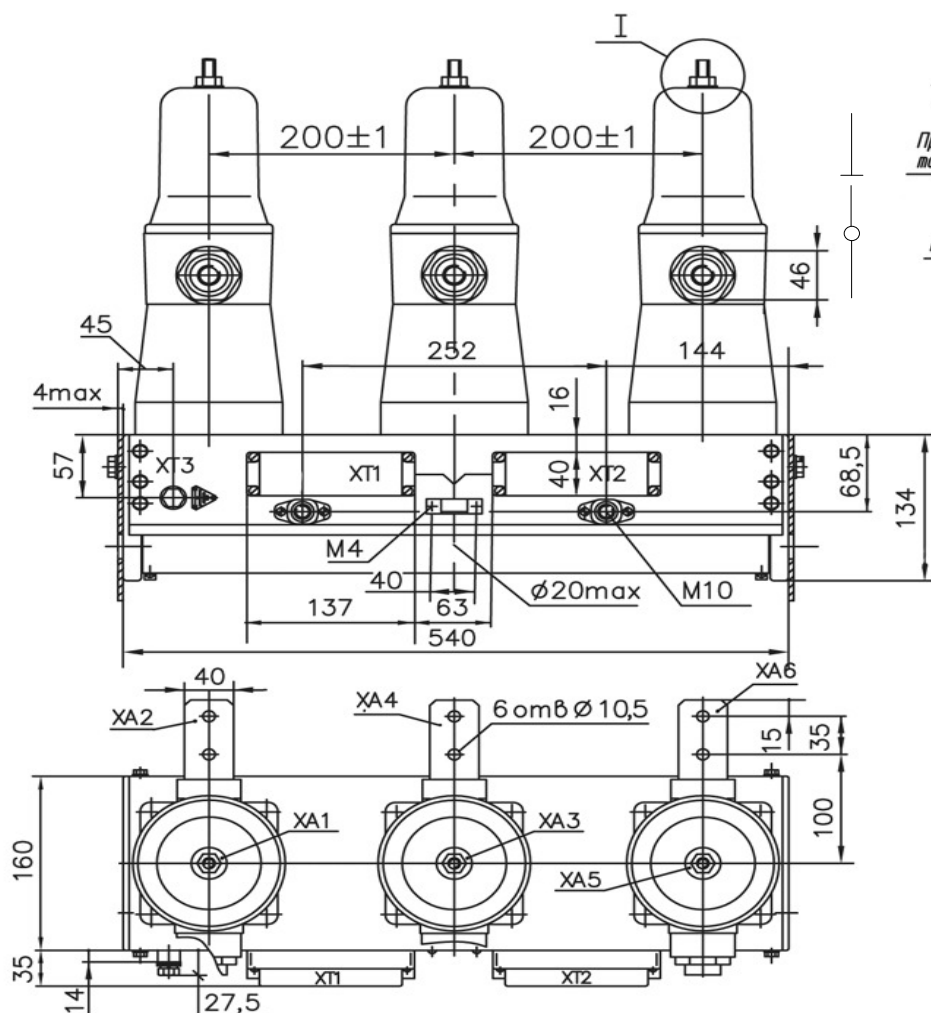
Коефіцієнт чутливості

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{к.з}}{I_{с.з.} \cdot K_{сх}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 610}{101,995 \cdot 1} = 5,179 \geq 1,5$$

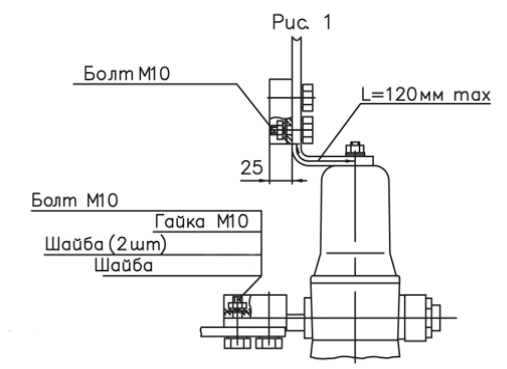
Час спрацювання

$$t_{мсз} = t_{нижн.макс} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1 \text{ , с}$$

						MP.5.8.141.449.ГЧ		
Вир	Апр	№ докум.	Гібрис	Дата	Розрахунок уставок РЗ SIEMENS 7SJ600			
Розроб.	Михайло С.Д.				Листо	Маса	Маштаб	
Діагност.	Лебедінський				Архив 3 Архив 4			
Г. констр.					Сучасний державний університет кафедра електроенергетики (тр. 17-го листопада 1918)			
Н. констр.								
Зав. кафедр.	Лебедінський							
Затверд.								



Пример установки внешних шин на выключатель 1000 А



Примітка

- 1.Проектуємі вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10 встановити на існуючі висотні візки.
- 2.Під'єднання зовнішніх шин до вимикача виконати в відповідності до малюнку 1.
- 3.Переріз мідних ізолюваних дротів зовнішнього монтажу (0,5-2,5) мм з ізоляцією на напругу =220В.
- 4.Переріз мідного неізолюваного заземлюючого провідника 4 мм, переріз мідного ізолюваного заземлюючого провідника 2,5 мм з ізоляцією на напругу 250 В.
- 5.Зовнішні допоміжні ланцюги підключити до під'єднання XT1 та XT2.
- 6.Кріплення вимикача : 8 болт М10 (бокові стінки) та три М16 (полюса).
- 7.Момент затяжки гайок кріплення зовнішніх шин – 30 Н*м.
- 8.Маркировка роз'ємів показана умовно.

						МР.5.8.141.449ГЧ		
Зм.	Арх.	№ Докум.	Відпус.	Дата		Листів	Маса	Масштаб
Розроб.	Михайло С.О.							
Перевір.	Львівський							
Т.Контр.								
Н.Контр.								
Зам. набр.	Львівський							
Зам.								
Заміна вимикачів 10 кВ на вакуумні на ПС 35/10 «Оржове»						Аркуш 4	Аркушів 4	
Сумський державний університет кафедра електроенергетики Ф. ЕТМ.1211								