

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2020 р.

Магістерська робота

на тему:

”Реконструкція підстанції 35/10кВ «Лукашівка» ВАТ Чернігівобленерго з метою підвищення надійності електропостачання споживачів”

Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Виконав студент гр. ЕТмдн-91п _____ Мелашенко М.В.

Керівник, ст.викладач _____ Єфімов Г.П.

Консультанти:

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

по питанням охорони праці _____ Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, _____ Єфімов Г.П.

Суми – 2020

Сумський державний університет
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання
Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-91п

Мелашенка Максима Вікторовича

Тема магістерської роботи: **"Реконструкція підстанції 35/10кВ**

«Лукашівка» ВАТ Чернігівобленерго з метою підвищення надійності електропостачання споживачів"

затверджено наказом по університету №_____ від _____

2. Дата здачі роботи: _____ 2020 р.

3. Вихідні дані роботи:

- Нормативні документи;
- План зони електропостачання;
- Паспортні данні обладнання.

4. Зміст пояснювальної записки:

- Вступ;
- Аналіз системи електропостачання;
- Модернізація системи електропостачання;
- Економічна ефективність прийнятих рішень;
- Заходи з охорони праці.
- Список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу:

1. Схеми електричних з'єднань підстанції 35/10 кВ;
2. План-розріз підстанції 35/10 кВ;
3. Розрахунок релейного захисту
4. Грозозахист та заземлення підстанції 35/10кВ.

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1	Єфімов Г.П.		
2	Маценко О.М.		
3	Єфімов Г.П.		

7. Дата видачі завдання:

Керівник роботи _____ Єфімов Г.П.

Завдання отримав студент _____ Мелащенко М.В.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів магістерської роботи	Термін виконання
1	Розрахунок системи електропостачання	1.11–10.11.20
2	Розрахунок струмів короткого замикання	11.11–20.11.20
3	Економічна частина	20.11–24.11.20
4	Охорона праці	25.11–30.11.20
5	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	01.12–10.12.20

Студент-дипломник _____ Мелащенко М.В.

(підпис)

Керівник роботи _____ Єфімов Г.П.

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 115, рис. 11, табл. 21, кресл. 4

Бібліографічний опис "Реконструкція підстанції 35/10кВ «Лукашівка» ВАТ Чернігівобленерго з метою підвищення надійності електропостачання споживачів"

[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка /Мелащенко М.В.

ст.викладач керівник Г.П.Єфімов - Суми: СумДУ, 2020. - 115 с

Об'єкт дослідження – підстанція «Лукашівка» 35/10 кВ, яка розміщена на півдні Чернігівської області в селищі міського типу Бобровиця.

Мета роботи – підвищення надійності електропостачання споживачів ТОВ «Земля і Воля» та підвищення пропускної здатності підстанції «Лукашівка» 35/10 кВ.

В дипломному проекті визначені розрахункові навантаження та проведений розрахунок струмів короткого замикання, розрахунок релейного захисту та заземлення.

За результатами проведених розрахунків був зроблений вибір силових трансформаторів для підстанції «Лукашівка» 35/10 кВ, вибір сучасного електрообладнання та апаратури релейного захисту. Пояснювальна записка включає розділ охорони праці, в якому викладені вимоги до персоналу, що обслуговує підстанцію та зазначені основні небезпечні фактори, які можуть трапитись на підстанції. Пояснювальна записка містить також розділ економічного обґрунтування доцільності реконструкції підстанції, де зазначені основні показники економічної ефективності.

реконструкція, електрична мережа, підстанція, розрахункове навантаження, струм короткого замикання, електрообладнання, економічна ефективність.

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

ВСТУП	8
1 МАТЕРІАЛИ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗОНИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	
1.1 Первинні дані навантаження	10
1.2 Визначення розрахункових навантажень з урахуванням додаткового навантаження, яке буде встановлене на круп'яному заводі "Святоград-Бобровиця"	12
1.3 Визначення навантажень на ділянках лінії	15
2 ВИБІР КІЛЬКОСТІ І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ	
2.1 Вибір кількості силових трансформаторів.....	24
2.2 Схеми електричних з'єднань на стороні 35 кВ.....	29
2.3 Можливі схеми електричних з'єднань на стороні 10 кВ.....	34
2.4 Вибір схеми ПС 35/10 кВ для електропостачання ТОВ "Земля і Воля".....	37
3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	
3.1 Загальні положення	39
3.2 Складання еквівалентної схеми заміщення і розрахунок струмів короткого замикання	40
4 ВИБІР АПАРАТУРИ	
4.1 Аналіз кон'юктури ринку електричного обладнання.....	49
4.2 Вибір комутаційної апаратури на стороні 35 кВ	54
4.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги на стороні 35кВ	64

					МР.5.8.141.069.ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Реконструкція підстанції 35/10кВ Лукашівка	<i>Лім.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		Мелащенко М.В						
<i>Перевір.</i>		Єфімов Г.П.					6	115
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		Єфімов Г.П.						
<i>Затверд.</i>		Лебединський				СУМ ДУ ЕТмдн-91п		

4.4	Вибір комутаційної апаратури на стороні 10 кВ	71
4.5	Вибір трансформаторів струму та напруги на стороні 10 кВ	76
4.6	Вибір типу підстанції	78
5 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА РП 10 кВ		
5.1	Загальні положення про релейний захист	81
5.2	Розрахунок максимального струмового захисту РП 10 кВ	83
6 ОХОРОНА ПРАЦІ		
6.1	Охорона праці в енергетиці	88
6.2	Охорона праці на підстанції 35/10 кВ	91
6.3	Оперативний персонал та особливі вимоги до нього	92
6.4	Вимоги до робітників, що мають III групу з електробезпеки	99
6.5	Розрахунок контуру заземлення підстанції 35/10 кВ «Лукашівка»	103
7 ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ РЕКОНСТРУКЦІ ПІДСТАНЦІЇ		
7.1	Загальні положення	107
7.2	Розрахункова частина	110
ВИСНОВКИ		
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ		

					МР.5.8.141.069.ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Реконструкція підстанції 35/10кВ Лукашівка	<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>	<i>Мелащенко</i>						<i>7</i>	<i>115</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Єфімов Г.П.</i>					СУМ ДУ ЕТмдн-91п		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>	<i>Єфімов Г.П.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

ВСТУП

Проектування систем електропостачання є складною і відповідальною задачею. Ухвалення проектних рішень безпосередньо впливає на об'єм і трудомісткість монтажних робіт, зручність і безпеку експлуатації електричного обладнання.

Вибір схеми електричної мережі проводиться одночасно з вибором напруги і вибором місця розташування підстанції, попередньою розробкою принципової схеми підстанції, вибору числа і потужності трансформаторів на підстанції, вибору перерізів проводів ліній електропередачі. Клас напруги, що використовується, в значній мірі зумовлює капіталовкладення в об'єкт, що проектується, величину втрат потужності і електроенергії в процесі експлуатації. Вибір кількості трансформаторів залежить від вимог надійності електропостачання споживачів, які живляться від даної підстанції і являє собою, так-звану, техніко-економічну задачу. Надійність електропостачання забезпечується вибором найдосконаліших електричних апаратів, кабельно-провідникової продукції, у відповідності до електричних навантажень в нормальних і аварійних режимах. Спорудження електричних мереж, підстанцій пов'язана з великими матеріальними витратами. Тому при проектуванні повинен проводитися детальний аналіз економічності проектних рішень і режимів роботи всіх елементів систем електропостачання.

В даному дипломному проекті розглядається реконструкція підстанції 35/10 кВ «Лукашівка», яка пов'язана із введенням додаткових споживачів II другої категорії надійності та підвищенням надійності електропостачання. Головними задачами дипломного проекту є: вибір кількості і потужності силових трансформаторів для забезпечення споживачів електроенергією з необхідними показниками надійності та якості; вибір електричного обладнання для підстанції та його компоновку; вибір сучасного релейного захисту.

В першому розділі проекту визначаються розрахункові навантаження, в другому розділі проводиться вибір потужності і числа трансформаторів на

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

основі розрахункового навантаження. В третьому розділі проводиться розрахунок струмів короткого замикання, а далі на основі цих розрахунків вибирається обладнання для підстанції та проводиться розрахунок релейного захисту. Проект також містить розділ охорони праці з основними вимогами до персоналу, що обслуговує підстанцію та основними небезпечними факторами, які можуть трапитись на підстанції, зроблений і розрахунок контуру заземлення підстанції. В розділі економічного обґрунтування доцільності реконструкції підстанції приведені основні економічні показники для інвестування капіталу в реконструкцію підстанції.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						9
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

1 МАТЕРІАЛИ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗОНИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Первинні дані навантаження

Підстанція 35/10 кВ «Лукашівка» розташована в селищі міського типу Бобровиця, яке знаходиться на півдні Чернігівської області. Ця підстанція була збудована в 2003 році за замовленням ТОВ «Земля і Воля». Її будівництво було пов'язане з тим, що на території товариства було збудовано круп'яний завод «Святоград-Бобровиця», живлення якого не можливо було здійснити по лінії 10 кВ від підстанції 110/35/10 кВ «Бобровиця». Тому керівництвом товариства було прийняте рішення про будівництво однострансформаторної підстанції прохідного типу в розріз лінії 35 кВ Бобровиця – Петрівське. На новозбудованій підстанції було встановлено один трансформатор потужністю 2,5 МВА. Як зазначалося вище на території товариства було збудовано круп'яний завод для переробки зерна, зокрема, кукурудзи і доведення її до кінцевої стадії крупи та комбікорму. Також на території товариства знаходяться свино- та скотоферми, зерносклади, транспортні стани та адміністративні будівлі (рисунок 1.1). Отже, можна зробити висновок, що на території товариства знаходяться як виробничі споживачі, так і змішані споживачі. Нині ж споживання товариства ще збільшилось, зокрема, із введенням додаткового обладнання на заводі «Святоград-Бобровиця». І перед керівництвом знову постала проблема забезпеченням необхідною потужністю всіх існуючих та новозбудованих споживачів.

Для проведення подальших розрахунків необхідно мати повну інформацію про навантаження споживачів. Тому необхідним було звернення до енергетичної служби товариства з проханням надання повної картини існуючого навантаження. Всі отримані дані необхідні для проведення розрахунків зведені в таблицю 1.1.

					MP.5.8.141.605.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

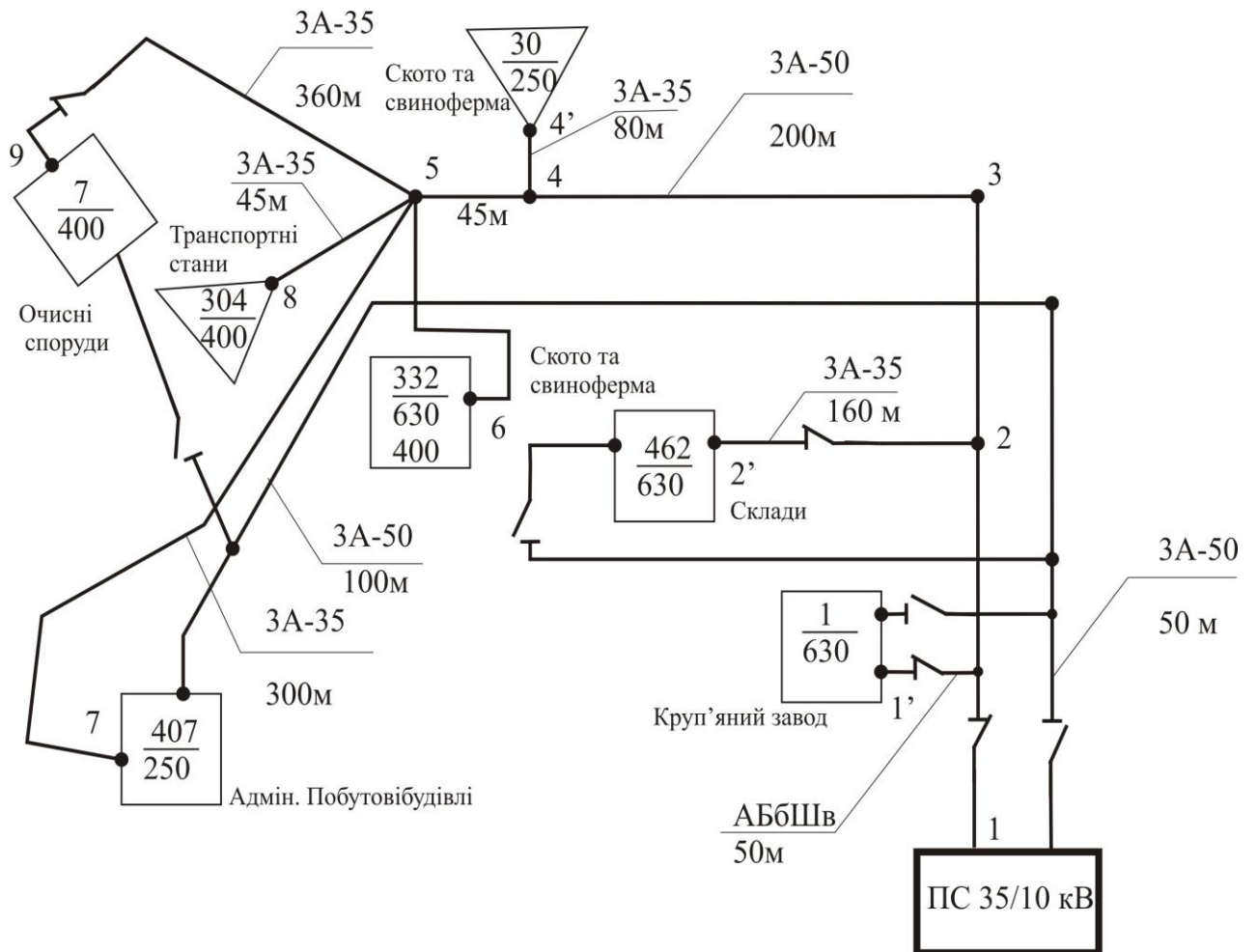


Рисунок 1.1 – Схема електропостачання споживачів ТОВ "Земля і Воля"

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.069.ПЗ

Арк.

11

Таблиця 1.1 – Навантаження на шинах ТП 10/0,4 кВ

Номер ТП 10/0,4	Максимальне існуюче навантаження ТП 10/0,4 , кВт	Існуюче навантаження , кВт		Вид навантаження : виробниче – ВР , змішане – ЗМ
		Денне	Вечірнє	
1	2	3	4	5
1	350	350	210	ВР
462	405	405	243	ВР
30	175	175	105	ВР
332(1)	290	290	174	ВР
332(2)	400	400	240	ВР
407	200	200	200	ЗМ
304	250	250	150	ВР
7	305	305	183	ВР

1.2 Визначення розрахункових навантажень з урахуванням додаткового навантаження, яке буде встановлене на круп'яному заводі "Святоград-Бобровиця"

В розділі 1.1 можна отримати повну інформацію про навантаження всіх ТП 10/0,4 кВ , які живляться від ПС 35/10 кВ «Лукашівка». Тепер необхідно проаналізувати ситуацію, яка складеться при підключенні додаткового навантаження.

Визначимо розрахункові денні та вечірні навантаження на 5-й розрахунковий рік за формулою [1]:

$$P_{д(в)} = K_n \cdot K_{д(в)} \cdot P_{max}, \quad (1.1)$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де K_H – коефіцієнт зростання навантаження для виробничих та змішаних споживачів на 5-й розрахунковий рік, воно становить 1,3 .

$K_{Д(В)}$ – коефіцієнт денного (вечірнього) максимуму (для виробничих споживачів $K_D = 1$, $K_B = 0,6$; для змішаних споживачів $K_{Д(В)} = 1$;))

P_{MAX} – максимальне існуюче навантаження в даному році, кВт.

Визначимо денне та вечірнє розрахункове навантаження для ТП №1:

$$P_D = 1,3 \cdot 1 \cdot 350 = 455 \text{ кВт} ,$$

$$P_B = 1,3 \cdot 0,6 \cdot 350 = 273 \text{ кВт} .$$

Аналогічним чином визначимо ці навантаження і для інших споживачів. Винятком лише буде ТП №7 "Очисні споруди", де споживач має сезонний характер навантаження, а саме осінньо-літній. Тому для визначення розрахункових денних та вечірніх навантажень необхідно враховувати коефіцієнт сезонності. Тоді формула для визначення навантажень матиме вигляд [1] :

$$P_{Д(В)} = K_H \cdot K_{СЕЗ} \cdot K_{Д(В)} \cdot P_{MAX} , \quad (1.2)$$

де $K_{СЕЗ}$ – коефіцієнт сезонності (для осінньо-літніх споживачів :

для зимового періоду $K_{СЕЗ} = 0,2$;

для літнього періоду $K_{СЕЗ} = 1$).

Тоді денні та вечірні розрахункові навантаження для зимового періоду складуть :

$$P_D = 1,3 \cdot 0,2 \cdot 1 \cdot 305 = 79,3 \text{ кВт} ,$$

$$P_B = 1,3 \cdot 0,2 \cdot 0,6 \cdot 350 = 47,6 \text{ кВт} .$$

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки сумарне навантаження сезонного споживача становить більше 10% від сумарного навантаження, то необхідно провести розрахунок для літнього періоду :

$$P_D = 1,3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 305 = 397 \text{ кВт} ,$$

$$P_B = 1,3 \cdot 1 \cdot 0,6 \cdot 350 = 238 \text{ кВт}.$$

Для подальших розрахунків будемо використовувати розрахункові значення навантаження для літнього періоду, згідно [1] для розрахунків береться більше навантаження.

Всі отримані результати розрахунків зведені в таблицю 1.5.

Таблиця 1.2 – Існуюче та розрахункове навантаження на шинах ТП 10/0,4 кВ після введення додаткового навантаження на круп'яному заводі

Номер ТП 10/0,4	Існуюче навантаження, кВт		Вид навантаження: ВР, ЗМ	Коефіцієнт зростання навантаження	Розрахункове навантаження, кВт	
	Денне	Вечірнє			Денне	Вечірнє
1	2	3	4	6	7	8
1(1)	350	210	ВР	1,3	455	273
1(2)	480	288	ВР	1,3	624	374
462	405	243	ВР	1,3	527	316
30	175	105	ВР	1,3	228	137
332(1)	290	174	ВР	1,3	377	226
332(2)	400	240	ВР	1,3	520	312
407	200	200	ЗМ	1,3	260	260
304	250	150	ВР	1,3	325	195
7	305	183	ВР	1,3	397	238

1.3 Визначення навантажень на ділянках лінії

Навантаження ділянок лінії електропередачі (ЛЕП) визначаються по відомих навантаженнях ТП 10/0,4 кВ. Для ліній з одностороннім живленням визначення навантажень починається з кінця ЛЕП. На кожній ділянці визначається:

- 1) виробниче навантаження $P_{вр}$, яке включає вдень змішане і виробниче навантаження, а увечері – тільки виробниче навантаження;
- 2) загальне навантаження $P_{заг}$, яке включає виробниче, комунально-побутове і змішане навантаження.

Розрахункове навантаження ділянки лінії, визначається по формулі:

$$P_D = K_o \cdot \Sigma P_{Di}, \quad (1.3)$$

$$P_B = K_o \cdot \Sigma P_{Bi}, \quad (1.4)$$

де P_D, P_B – розрахункове денне і вечірнє навантаження на ділянці лінії чи шинах трансформаторної підстанції, кВт ;

K_o – коефіцієнт одночасності ;

P_{Di}, P_{Bi} – денне і вечірнє навантаження на ввіді і-го споживача чи і-го елемента мережі.

Тоді розрахункова потужність на ділянці 5 – 9 згідно формул (1.3) та (1.4) складе :

$$P_D = 1 \cdot 397 = 397 \text{ кВт} ,$$

$$P_B = 1 \cdot 238 = 238 \text{ кВт} .$$

А на ділянці 4 – 5 потужність становитиме:

$$P_D = 0,8 \cdot (397 + 260 + 325 + 377 + 520) = 1503 \text{ кВт} ,$$

$$P_B = 0,8 \cdot (238 + 260 + 195 + 226 + 312) = 984 \text{ кВт} .$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналогічним чином визначені потужності і на інших ділянках (таблиця 1.3).

Таблиця 1.3 – Денні та вечірні навантаження ділянок мережі

Номер ділянки	Довжина ділянки, км	Розрахункове денне навантаження P_D , кВт	Розрахункове вечірнє навантаження P_B , кВт
5 – 9	0,36	397	283
5 – 8	0,045	325	195
5 – 7	0,3	260	260
5 – 6	0,1	897	484
4 – 5	0,045	1503	984
4 – 4'	0,08	321	183
2 – 4	0,3	1664	1081
2 – 2'	0,16	742	421
1 – 2	0,15	2062	1314
1 – 1'	0,05	877	701
На шинах ПС	–	2778	1746

Для того щоб визначити значення коефіцієнта потужності $\cos\phi$ необхідно знати відношення виробничого навантаження до загального ($\frac{P_{ВИР}}{P_{ЗАГ}}$), а по цьому відношенню згідно [1] знаходимо значення $\cos\phi$ для денного та вечірнього навантажень.

На ділянці 5 – 9 для денного та вечірнього навантаження :

$$P_{ВИР(Д)} = 397 \text{ кВт ,}$$

$$P_{ЗАГ(Д)} = 397 \text{ кВт .}$$

Значення виробничих та загальних навантажень інших ділянок зведені в таблицю 1.4.

Таблиця 1.4 – Виробничі та загальні навантаження ділянок мережі

Номер ділянки	Вид навантаження	Денне навантаження,кВт	Вечірнє навантаження,кВт
5 – 9	Р _{ВИР}	397	238
	Р _{ЗАГ}	397	238
5 – 8	Р _{ВИР}	325	195
	Р _{ЗАГ}	325	195
5 – 7	Р _{ВИР}	0	0
	Р _{ЗАГ}	260	260
5 – 6	Р _{ВИР}	897	484
	Р _{ЗАГ}	897	484
4 – 5	Р _{ВИР}	1328	796
	Р _{ЗАГ}	1503	984
4 – 4'	Р _{ВИР}	228	137
	Р _{ЗАГ}	228	137
2 – 4	Р _{ВИР}	1478	886
	Р _{ЗАГ}	1664	1081
2 – 2'	Р _{ВИР}	527	316
	Р _{ЗАГ}	527	316
1 – 2	Р _{ВИР}	1883	1125
	Р _{ЗАГ}	2062	1314
1 – 1'	Р _{ВИР}	877	526
	Р _{ЗАГ}	877	526
На шинах ПС 35/10	Р _{ВИР}	2611	1566
	Р _{ЗАГ}	2778	1746

Тоді відношення виробничого навантаження до загального для ділянки 5 – 9:

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

$$\frac{P_{ВИР}}{P_{ЗАГ}} = \frac{397}{397} = 1.$$

Згідно цього значення $\cos\varphi$ на ділянці 5 – 9 для денного навантаження:
 $\cos\varphi = 0,71$.

Проведемо аналогічний розрахунок для вечірнього навантаження :

$$P_{ВИР(В)} = 233 \text{ кВт},$$

$$P_{ЗАГ(В)} = 233 \text{ кВт} .$$

Відношення виробничого навантаження до загального складе :

$$\frac{P_{ВИР}}{P_{ЗАГ}} = \frac{238}{238} = 1.$$

Значення коефіцієнта потужності складе $\cos\varphi = 0,75$.

Отже після цього можна вже визначити повну потужність яка протікає по ділянці за формулою :

$$S_{Д(В)} = \frac{P_{Д(В)}}{\cos\varphi_{Д(В)}}, \quad (1.5)$$

де $S_{Д(В)}$ – повна денна (вечірня) потужність, кВА;

$P_{Д(В)}$ – активна денна (вечірня) потужність, кВт;

$\cos\varphi_{Д(В)}$ – коефіцієнт потужності денний (вечірній), що приймається з

[1] залежно від відношення $\frac{P_{ВИР}}{P_{ЗАГ}}$.

Тоді отримаємо :

$$S_{Д} = \frac{397}{0,71} = 559 \text{ кВА} ,$$

$$S_{В} = \frac{238}{0,75} = 317 \text{ кВА} .$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

Аналогічним чином проведемо розрахунки і для інших ділянок мережі, а отримані значення запишемо в таблицю 1.5 .

Таблиця 1.5 – Повні навантаження кожної з ділянок

Ділянка лінії	Денна потужність			Вечірня потужність			S _{МАХ} , кВА
	$\frac{P_{ВИР}}{P_{ЗАГ}}$	cosφ _Д	S _Д , Ква	$\frac{P_{ВИР}}{P_{ЗАГ}}$	cosφ _В	S _В , кВА	
5 – 9	1,0	0,71	559	1,0	0,75	317	559
5 – 8	1,0	0,71	458	1,0	0,75	260	458
5 – 7	0,0	0,90	289	0,0	0,92	283	289
5 – 6	1,0	0,71	1263	1,0	0,75	645	1263
4 – 5	0,88	0,73	2059	0,81	0,77	1278	2059
4 – 4'	1,0	0,71	321	1,0	0,75	183	321
2 – 4	0,89	0,72	2311	0,82	0,77	1081	2311
2 – 2'	1	0,71	742	1	0,75	421	742
1 – 2	0,91	0,72	2864	0,86	0,76	2864	2864
1 – 1'	1,0	0,71	877	1,0	0,75	701	877
На шинах ПС	0,94	0,71	3912	0,9	0,76	2297	3912

Втрати активної та реактивної потужності (ΔP , ΔQ) на кожній із ділянок мережі визначаються за формулами :

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (1.6)$$

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U^2} \cdot X \cdot 10^{-3}, \quad (1.7)$$

де S – потужність, яка протікає по лінії;

U – напруга мережі, кВ;

R, X – активний та реактивний опір лінії, Ом.

Активні та реактивні опори на ділянках лінії визначаються в залежності від їх довжин:

$$R = r_0 \cdot l, \quad (1.8)$$

$$X = x_0 \cdot l, \quad (1.9)$$

де r_0, x_0 – питомі активні та реактивні опори ліній, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Таблиця 1.6 – Параметри перерізів проводів і жил кабелів

Марка проводу, кабелю	Питомий активний опір, Ом/км	Питомий реактивний опір, Ом/км
А-35	0,92	0,3655
А-50	0,64	0,354
АС-50	0,65	0,3498
АВБбШв-70	0,443	0,08

Значення активного та реактивного опору (R, X) на ділянці лінії 5–9 визначимо за формулами (1.8) та (1.9):

$$R = 0,92 \cdot 0,36 = 0,36 \text{ Ом},$$

$$X = 0,3655 \cdot 0,36 = 0,36 \text{ Ом}.$$

Аналогічним чином визначимо активні та реактивні опори і занесемо ці значення до таблиці.

Визначимо тепер за формулами (1.6) та (1.7) значення активних та реактивних втрат :

$$\Delta P = \frac{559^2}{10^2} \cdot 0,36 \cdot 10^{-3} = 1,12 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = \frac{559^2}{10^2} \cdot 0,13 \cdot 10^{-3} = 0,41 \text{ кВАр}.$$

Повні втрати в лінії визначаються за формулою :

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2}, \quad (1.10)$$

де ΔP – активні втрати потужності , кВт;

ΔQ – реактивні втрати потужності , кВАр.

Отже :

$$\Delta S = \sqrt{1,12^2 + 0,41^2} = 1,17 \text{ кВА}.$$

Аналогічним чином проведено розрахунки для всіх ділянок і результати зведено в таблицю.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 – Втрати потужності в лініях

№ ділянки	Довжина лінії, км	Марка проводу, кабелю	Втрати потужності		
			$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta Q_{л}$, кВАр	ΔS ,
1	2	3	4	5	6
5 – 9	0,36	A-35	1,12	0,41	1,17
5 – 8	0,045	A-35	0,08	0,03	0,085
5 – 7	0,3	A-35	0,21	0,09	0,23
5 – 6	0,1	A-50	1,02	0,56	1,16
4 – 5	0,045	A-50	1,27	0,68	1,44
4 – 4'	0,08	A-35	0,07	0,03	0,076
2 – 4	0,3	A-50	10,15	5,84	11,17
2 – 2'	0,16	A-35	0,75	0,33	0,82
1 – 2	0,15	AC-50	8,20	4,10	9,17
1 – 1'	0,05	АБбШВ-70	0,15	0,03	0,15

Визначимо потужність з урахуванням втрат у лініях на шинах 10 кВ ПС:

$$S_{ПС,10} = S + \sum \Delta S_{л}, \quad (1.11)$$

де $S_{ПС,10}$ – потужність яка споживається із шин підстанції на стороні 10кВ, кВА;

S – розрахункова потужність, кВА;

$\sum \Delta S_{л}$ – сумарні втрати потужності в лініях, кВА.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{ПС,10} = 3912 + 1,17 + 0,085 + 0,23 + 1,16 + 1,44 + 0,076 + 11,17 + 0,82 + 9,17 + 0,15 = 3937 \text{кВА.}$$

В даному розділі були визначені розрахункові навантаження, які будуть використовуватись при подальших розрахунках.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ВИБІР КІЛЬКОСТІ І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ

2.1 Вибір кількості силових трансформаторів

На понижуючих підстанціях 35/10 кВ зазвичай встановлюють один або два силові трансформатори. Основним критерієм, яким керуються при виборі їх кількості є: потужність, яку споживає споживач і категорія його надійності електропостачання, а також можливість повноцінного резервування споживачів від незалежного джерела живлення при мінімальних витратах на спорудження і обслуговування електрообладнання. Тому двохтрансформаторні підстанції 35/10 кВ споруджуються тоді, коли немає можливості повноцінно зарезервувати лінії 10 кВ від незалежних сусідніх джерел живлення: понижуючих підстанцій, електростанцій [2]. Однотрансформаторні підстанції дуже часто використовуються в якості першого етапу будівництва двохтрансформаторної підстанції. При цьому на період роботи одного трансформатора необхідно забезпечити резервування споживачів першої та другої категорії надійності електропостачання по мережам вторинної напруги при виході з ладу живлячого трансформатора [3].

Таким чином видно, що перший етап будівництва ПС 35/10 кВ «Лукашівка» пройшов, а саме зросла потужність споживання споживачів, зросла кількість споживачів (в тому числі другої категорії). У зв'язку із цим вже не забезпечується резервування цих споживачів по лініям 10 кВ, отже з'явилась потреба у встановленні ще одного трансформатора.

Сумарна встановлена потужність трансформаторів повинна задовольняти наступним умовам [3].

$$S_T \geq \frac{P_{max}}{n_T}, \quad (2.1)$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_T \geq \frac{P_{ав}}{K_{ав}(n_m - n_{отк})}, \quad (2.2)$$

де S_T – потужність одного трансформатора, мВА ;

P_{max} – максимальне навантаження підстанції в нормальному режимі, кВт;

n_m – кількість трансформаторів;

$P_{ав} = P_{max} - P_{рез}$ – навантаження підстанції в післяаварійному режимі при виході одного трансформатора з ладу, кВт;

$P_{рез}$ – частина навантаження підстанції, яка резервується по системам вторинної напруги, кВт;

$K_{ав}$ – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформатора;

$n_{отк}$ – кількість відключених трансформаторів.

В аварійних умовах можливе перевантаження трансформаторів на 1,4% номінальної потужності протягом п'яти діб в часи максимуму навантаження , які тривають не більше шести годин на добу. Тому для двох-трансформаторних підстанцій у яких відсутнє резервування по вторинних системах, потужність одного трансформатора становить $0,7P_{max}$. Якщо резервування можливе, то потужність трансформатора складає $0,7P_{ав}$, але не менше $0,5P_{max}$.

Отже виберемо потужності трансформаторів згідно цих умов.

Перша умова згідно (2.1) :

$$S_T \geq \frac{2778}{2} \geq 1389 \text{ кВА.}$$

Друга умова : оскільки резерв по вторинних систем не забезпечить усіх споживачів необхідною потужністю в аварійній ситуації, а лише незначну їх частину :

$$P_{ав} = 2778 - 400 = 2378 \text{ кВт.}$$

					MP.5.8.141.605.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно цього по (2.2) потужність трансформатора складе :

$$S_T \geq \frac{2378}{1,4 \cdot (2 - 1)} \geq 1700 \text{кВА}$$

Оскільки на ПС 35/10 кВ «Лукашівка» вже мається один трансформатор потужністю 2500 кВА, то і другий виберемо такої ж потужності і марки, що задовольнить наші умови. Таким чином видно , що при виході з ладу одного із трансформаторів відповідальні споживачі будуть отримувати живлення від працюючого трансформатора, а в період максимуму навантаження споживачі третьої категорії надійності можуть бути відключені для забезпечення живлення відповідальних споживачів.

На підстанції буде встановлено два трансформатори марки ТМН-2500/35-У1, які мають такі параметри:

- напруга короткого замикання: $U_K = 6,5 \%$;
- втрати короткого замикання: $\Delta P_K = 25,5 \text{кВт}$;
- втрати холостого ходу: $\Delta P_{ХХ} = 5,1 \text{кВт}$;
- номінальна потужність: $S_T = 2500 \text{кВА}$;
- номінальне значення високої напруги: $U_{ВН} = 35 \text{кВ}$;
- номінальне значення низької напруги: $U_{НН} = 11 \text{кВ}$;
- струм холостого ходу: $I_{ХХ} = 1,1 \%$;
- активний опір трансформатора: $R_{ТР} = 5,1 \text{Ом}$;
- реактивний опір трансформатора: $X_{ТР} = 31,9 \text{Ом}$.

За каталожними даними вибраного трансформатора визначаються його основні параметри. Активні втрати в сталі $\Delta P_{СТ}$, кВт :

$$\Delta P_{СТ} = \Delta P_{ХХ} . \quad (2.3)$$

Звідси:

$$\Delta P_{СТ} = 5,1 \text{кВт}.$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Активні і реактивні втрати (ΔP і ΔQ), які визначаються по наступних формулах для двох паралельно працюючих трансформаторів згідно [4]:

$$\Delta P = \frac{\Delta P_k}{N} \cdot \left(\frac{S_{пс,10}}{S_T} \right)^2 + N \cdot P_{хх}, \quad (2.4)$$

$$\Delta Q = 0,01 \cdot \frac{U_k \%}{N} \cdot \frac{S_{пс,10}^2}{S_m} + N \cdot P_{хх} \quad (2.5)$$

де ΔP_k – втрати короткого замикання;

N – кількість паралельно працюючих трансформаторів;

$S_{пс,10}$ – потужність яка споживається із шин підстанції на стороні 10кВ;

S_T – потужність трансформатора;

U_k – напруга короткого замикання.

Підставивши у вирази (2.5) і (2.6) числові значення отримаємо:

$$\Delta P = \frac{25,5}{2} \cdot \left(\frac{3937}{2500} \right)^2 + 2 \cdot 5,1 = 41,81 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_M = 0,01 \cdot \frac{6,5}{2} \cdot \frac{3937^2}{2500} + 2 \cdot 5,1 = 211,2 \text{ кВАр.}$$

Визначимо сумарні втрати потужності в трансформаторі за формулою :

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2}, \quad (2.6)$$

де ΔP – активні втрати ;

ΔQ – реактивні втрати.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Підставивши числові значення у формулу (2.6) , отримаємо :

$$\Delta S_T = \sqrt{41,81^2 + 211,2^2} = 215,3 \text{ кВА}$$

Визначимо сумарну потужність $S_{пс,35}$, яка споживається із шин 35 кВ ПС 35/10 кВ «Лукашівка» за формулою :

$$S_{пс,35} = S_{пс,10} + \Delta S_T, \quad (2.7)$$

де $S_{пс,10}$ – потужність яка споживається із шин підстанції на стороні 10кВ;

ΔS_T – сумарні втрати потужності в трансформаторі.

$$S_{пс,35} = 3937 + 215,3 = 4152,3 \text{ кВА.}$$

Оскільки в аварійних умовах трансформатор можна перевантажити на 40%, тоді потужність, яку зможе передати ПС в даних умовах складе:

$$S_{ав.пс,35} = 1,4 \cdot S_T, \quad (2.8)$$

де S_T – потужність трансформатора, кВА.

Отже, маємо:

$$S_{ав.пс,35} = 1,4 \cdot 2500 = 3500 \text{ кВА.}$$

Тоді максимальний робочий струм за таких умов можна визначити наступним чином :

$$I_{р.мах} = \frac{S_{ав.пс,35}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.9)$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						28
Зми.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $S_{ав.нс,35}$ – потужність, яку споживає підстанція в аварійних умовах, кВА;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ.

Визначимо максимальний робочий струм на стороні 35 кВ за формулою (2.9):

$$I_{р.мах35} = \frac{3500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 58 \text{ А.}$$

Тепер визначимо максимальний робочий струм на стороні 10 кВ за формулою (2.9):

$$I_{р.мах10} = \frac{3500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202 \text{ А}$$

2.2Схеми електричних з'єднань на стороні 35 кВ

Виходячи з використовуваних типів конфігурації мережі і можливих схем приєднання підстанцій їх можна підрозділити на наступні (рисунок 2.1):

тупикові (рисунок 2.1, а)

- відгалужувальні – приєднані по одній (рисунок 2.1, в) або двох (рисунок 2.1, г) прохідних ПЛ на відгалуженнях; схема на рисунку 2.1, в є першим етапом розвитку з подальшим перетворенням в схему зображену на рисунку 2.1, г або 2.1, д;
- прохідні – приєднані до мережі шляхом заходу однієї лінії з двостороннім живленням (рисунок 2.1, д);
- вузлові – приєднані до мережі не менше ніж по трьох живлячих лініях (рисунок 2.1 е, ж).

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відгалужувальні і прохідні підстанції об'єднують терміном проміжні, який визначає розміщення підстанцій між двома центрами живлення мережі (або вузловими підстанціями).

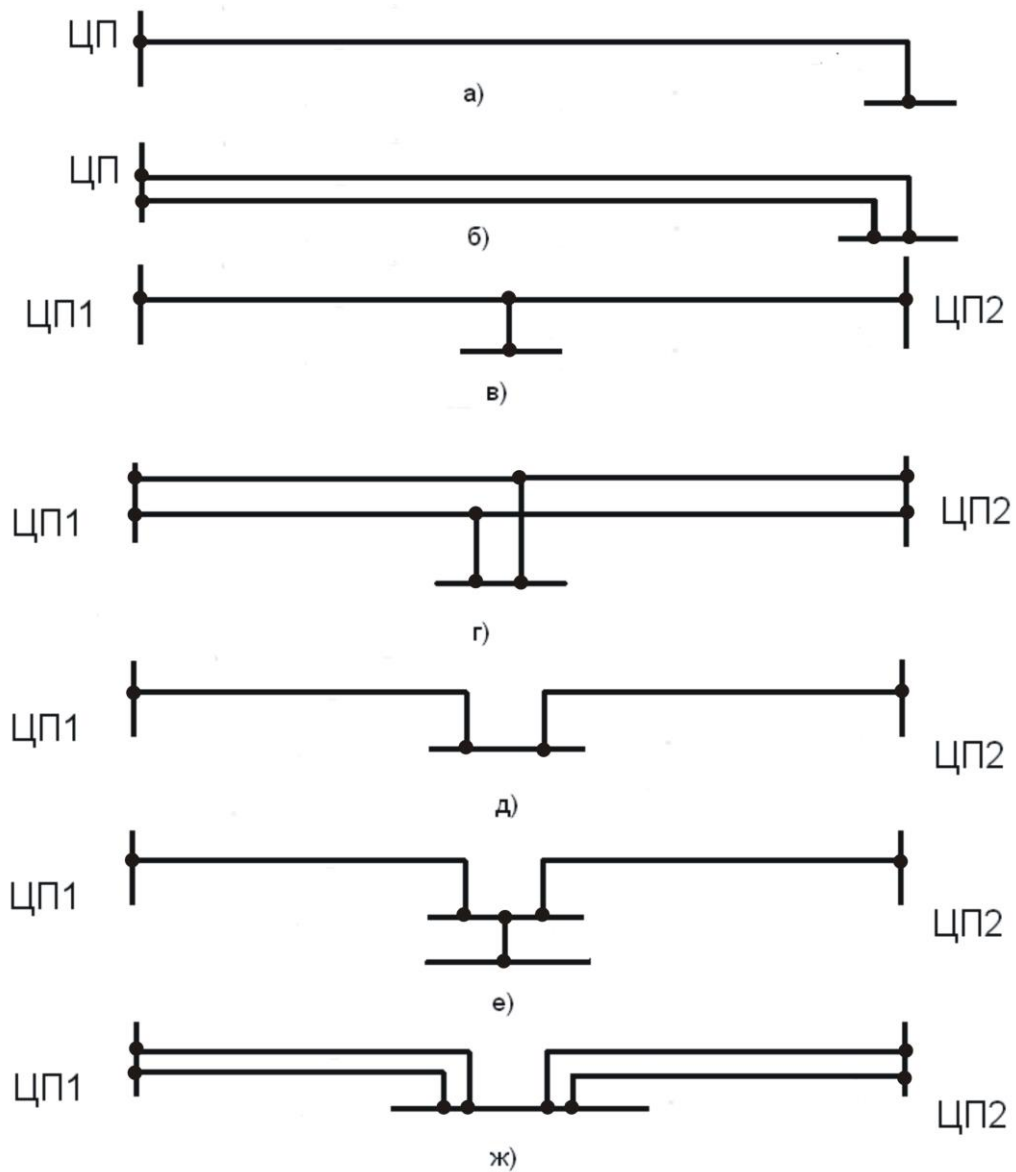


Рисунок 2.1 – Основні схеми приєднань підстанцій до мережі
 а, б – тупикові з однією і двома ПЛ;
 в, г – відгалуджувальні від однієї і двох ПЛ;
 д – прохідні;
 е,д – вузлові.

До головних схем електричних з'єднань висуваються такі вимоги:

- 1) схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій споживачів з урахуванням наявності або відсутності незалежних резервних джерел живлення;
- 2) схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для даної ділянки сіті;
- 3) схема повинна бути по можливості простою, наочною, економічною і забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів в після аварійній ситуації без втручання персоналу;
- 4) схема повинна допускати поетапний розвиток РУ з переходом від одного етапу до іншого без значних робіт по реконструкції і перерв в живленні споживачів;
- 5) число вимикачів, що одночасно спрацьовують, в межах одного РП повинне бути не більше двох при пошкодженні лінії і не більше чотирьох при пошкодженні трансформатора. Одним з найважливіших принципів побудови мережі, що забезпечують вимоги надійності і мінімуму приведених витрат, є уніфікація конструктивних рішень по підстанціях. Найбільший ефект може бути досягнутий при уніфікації наймасовіших підстанцій, що є елементами розподільної мережі енергосистеми. Необхідною умовою для цього є типізація головних схем електричних з'єднань, що визначають технічні рішення при проектуванні і спорудженні підстанцій.

Схема електричних з'єднань підстанції вибирається з використанням типових схем РП 35 – 750 кВ. Нетипова головна схема може застосовуватися тільки при наявності техніко-економічних обґрунтувань. Звичайно нетипові схеми застосовуються при реконструкції діючих підстанцій [3].

На стороні 35 кВ для двохтрансформаторних підстанцій використовуються наступні схеми електричних з'єднань:

- схема мостиків;
- кільцеві схеми.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

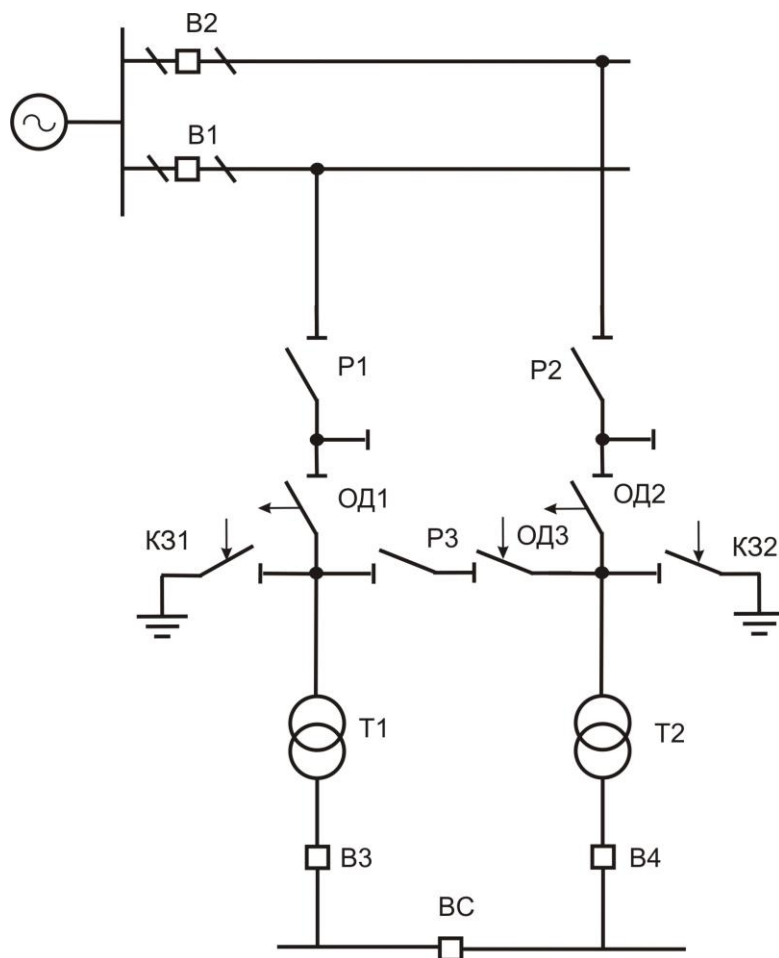


Рисунок 2.2 - Схема містка з відокремлювачами

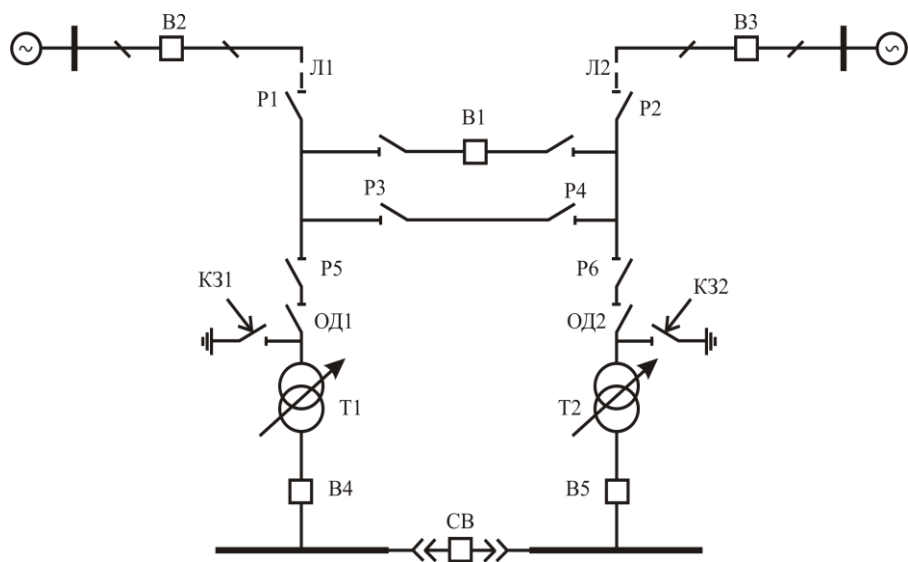


Рисунок 2.3 – Схема містка з вимикачем в перемичці

Мостикові схеми застосовуються при двох лініях і двох трансформаторах. По суті це схема двох блоків трансформатор-лінія,

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

сполучених між собою на високій стороні перемичкою (містком) (рисунок 2.3). В перемичці встановлюється роз'єднувач і відокремлювачі двосторонньої дії. В нормальному стані РЗ увімкнений, а ОДЗ відключений, оскільки режим роботи двох ліній на один трансформатор через увімкнену перемичку недопустимий. Ця схема дуже часто використовується для живлення споживачів першої та другої категорії надійності, для яких необхідно виконувати резервне живлення.

Якщо через шини підстанції виконується транзит потужності, то використовується схема, зображена на рисунку 2.3. В перемичці встановлюється вимикач В1, а в колах трансформаторів передбачаються відокремлювачі, а також ремонтна перемичка з роз'єднувачів. Перевагою такої схеми є економічність і простота. Конструкція дозволяє здійснити перехід від схеми містка до інших схем при розширенні.

В кільцевих схемах вимикачі з'єднуються між собою, утворюючи кільце. Кожний елемент – лінія, трансформатор приєднується між двома сусідніми вимикачами. На рисунок 2.4 представлена схема чотирикутника. Ця схема економічна (чотири вимикача на чотири приєднання), дозволяє проводити опробування будь-якого вимикача без порушення роботи всіх її елементів, що підвищує надійність роботи вимикачів. Приєднання кожного елемента через два вимикачі збільшує гнучкість схеми і надійність роботи, при цьому число вимикачів не перевищує числа приєднань [5].

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

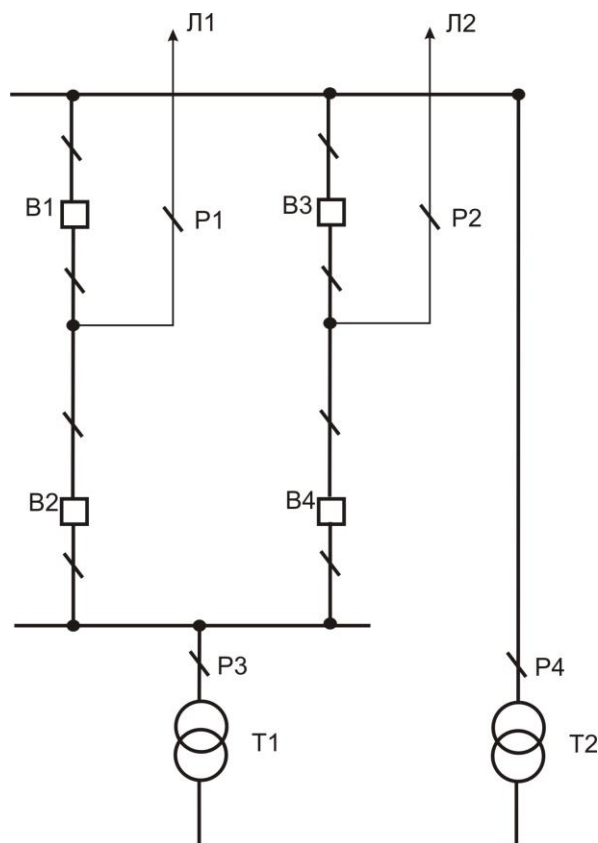


Рисунок 2.4 – Кільцева схема чотирикутника

2.3 Можливі схеми електричних з'єднань на стороні 10 кВ

На стороні 10 кВ використовуються наступні варіанти схеми електричних з'єднань:

- з однією системою збірних шин (рисунок 2.5, а);
- з двома системами збірних шин (рисунок 2.5, б).

Найпростішою схемою електроустановок на стороні 10 кВ є схема з однією несекціонованою системою збірних шин. Джерела живлення і лінії приєднуються до збірних шин за допомогою вимикачів і роз'єднувачів. При пошкодженні лінії достатньо відключити тільки один вимикач. Операції з роз'єднувачами необхідні тільки для забезпечення безпечного проведення робіт. Така схема дозволяє використовувати комплектні розподільні пристрої, що знижує вартість монтажу, дозволяє широко застосовувати механізацію і зменшити час споруди електроустановок.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин (рисунок 2.5 б). Така схема дозволяє проводити ремонт однієї системи збірних шин, зберігаючи в роботі всі приєднання. До недоліків відносяться: велика кількість роз'єднувачів, ізоляторів, струмоведучих матеріалів і вимикачів, більш складну конструкцію розподільного пристрою, що веде до збільшення капітальних вкладень на спорудження комплектних розподільчих пристроїв, використання роз'єднувачів як оперативних апаратів, що збільшує кількість помилкових операцій створюваних персоналом [5].

На рисунку 2.6 показана схема з однією системою збірних шин, яка секціонується вимикачем.

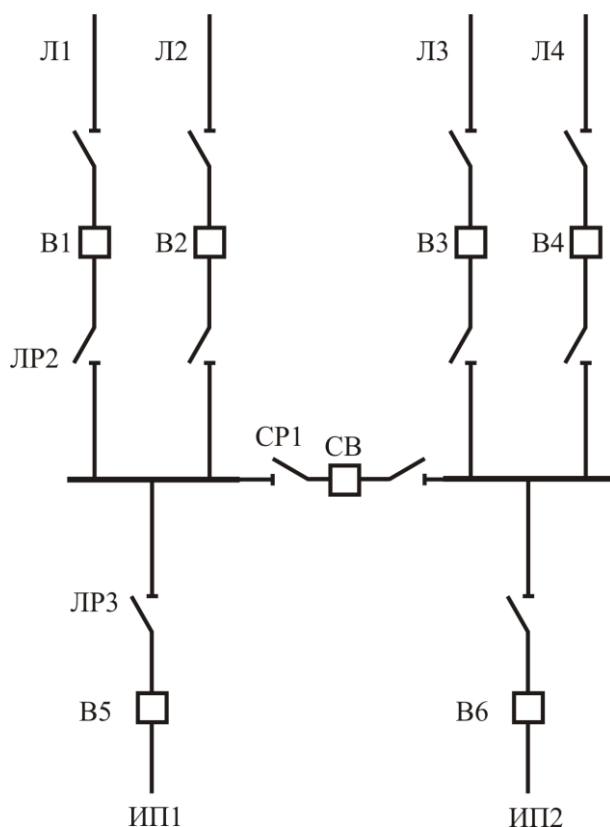


Рисунок 2.6 – Схема з однією системою збірних шин, яка секціонується вимикачем

Така схема зберігає всі переваги схеми з однією системою збірних шин; крім того, аварія на збірних шинах приведе до відключення тільки одного джерела живлення і половини споживачів; інша секція і всі споживачі, які приєднані до неї залишаються працювати.

Недоліком такої схеми є те, що при ремонті однієї секції шин відповідальні споживачі, які нормально живляться від двох секцій, залишаються без резерву, а споживачі, які не зарезервовані по мережі, відключаються на весь час ремонту. В цьому ж режимі джерело живлення, яке підключене до секції, що перебуває в ремонті, відключається на весь час ремонту.

2.4 Вибір схеми ПС 35/10 кВ для електропостачання ТОВ “Земля і Воля ”

Отже, з у сіх перелічених вище схем електричних з'єднань на стороні 35кВ для підстанції прохідного типу підходить схема, зображену на рисунку 2.3. Оскільки ПС 35/10 кВ «Лукашівка» прохідного типу, а через неї проходить потужність яку споживає ПС 35/10 кВ «Петровське». ПС 35/10 кВ «Петрівське» є тупиковою, отже, резервне живлення із сторони цієї підстанції відсутнє. При аварії на ПС 110/35/10 «Бобровиця» від якої живляться дані ПС буде несприятливим для кожної із них. Тому, дивлячись на схему зображену на рисунку 2.7, можна зробити висновок, що вимикач у перемичці для нашого випадку живлення двох підстанцій непотрібен. Замість застарілих короткозамикачів і відокремлювачів застосуємо більш надійний і сучасний метод захисту, а саме встановлення вимикачів потужності. Тоді схема електричних з'єднань на стороні 35кВ, враховуючи зміни та нововведення, матиме вигляд зображений на рисунку 2.4.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

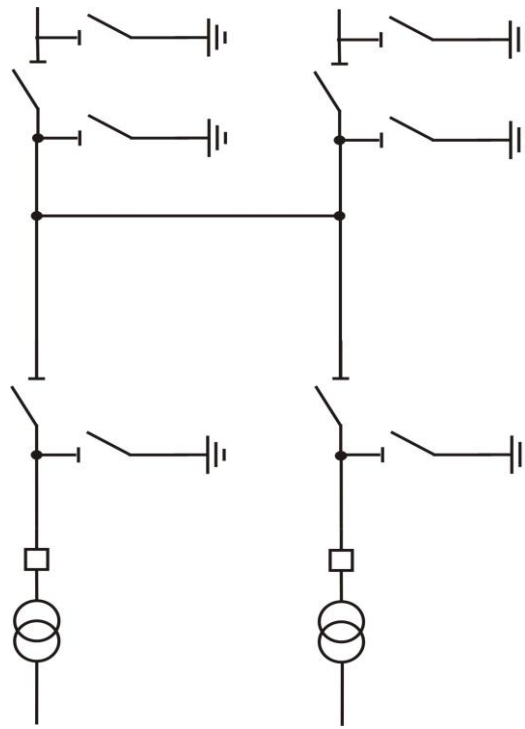


Рисунок 2.7 – Схема електричних з'єднань на стороні 35 кВ

А на стороні 10 кВ вибираємо схему електричних з'єднань таку , яка зображена на рисунку 2.6.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

3.1 Загальні положення

При проектуванні складних електричних систем враховуються не тільки нормальні, тривалі режими роботи електричних установок, але і аварійні режими. Одним з аварійних режимів є коротке замикання (КЗ). Коротким замиканням називається всяке непередбачене нормальними умовами роботи з'єднання двох точок електричного кола (безпосереднє або через маленький опір).

Причинами КЗ є механічні пошкодження ізоляції, її пробій унаслідок перенапруг і старіння, обриви і переплетення проводів повітряних ліній, помилкові дії персоналу і т.д. Унаслідок КЗ в електричних колах виникають небезпечні для елементів мережі струми, які можуть вивести їх з ладу. Тому для забезпечення надійної роботи електричної мережі, електроустаткування, пристроїв релейного захисту виконують розрахунок струмів КЗ. В трифазних мережах і установках розрізняють трифазні (симетричні), двофазні і однофазні (несиметричні) КЗ. Можуть також мати місце двофазні КЗ на землю, КЗ з одночасним обривом фази. Найпоширенішими є однофазні КЗ на землю, значно рідше бувають двофазні КЗ на землю.

Струм КЗ і характер його зміни залежить від багатьох чинників: потужності джерела живлення, опорів короткозамкнутого кола, виду КЗ, моменту виникнення КЗ і його тривалості, наявності автоматичних регуляторів збудження (АРВ) на генераторах і т.п. При розрахунку струмів КЗ визначають наступні величини:

I'' – надперехідне значення струму КЗ, кА;

i_u – ударний струм КЗ, кА, необхідний для перевірки електричних апаратів, шин і ізоляторів на електродинамічну стійкість;

I_∞ – діюче значення усталеного струму КЗ, кА, що використовується для перевірки на термічну стійкість апаратів, шин, прохідних ізоляторів і кабелів.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При визначенні режиму КЗ залежно від мети розрахунку визначають можливі максимальні і мінімальні розрахункові струми КЗ. Перевірку електротехнічного обладнання на електродинамічну і термічну дію струмів КЗ виконують для найважчого режиму – максимального (якщо через елемент, який перевіряється, протікає найбільший струм КЗ). По мінімальному режиму, якому відповідає мінімальний струм КЗ, виконується розрахунок і перевірка працездатності пристроїв релейного захисту і автоматики по чутливості. Для визначення електродинамічної стійкості апаратів і жорстких шин в якості розрахункового приймають трифазне КЗ; для визначення термічної стійкості апаратів провідників - трифазне або двофазне КЗ залежно від величини струму. Перевірка комутаційної здатності апаратів здійснюється по трифазному або однофазному струму КЗ на землю (в мережах з великими струмами замикання на землю) залежно від його значення.

Вибір виду КЗ в розрахунках релейного захисту визначається її функціональним призначенням і може бути трьох, двох, однофазним і двофазним КЗ на землю.

3.2 Складання еквівалентної схеми заміщення і розрахунок струмів короткого замикання

Місце розташування точок КЗ вибирають таким чином, щоб при КЗ електроустаткування, яке перевіряється, знаходилося у найважчих умовах. Так для вибору комутаційної апаратури необхідно вибирати місця КЗ безпосередньо на їх початкових затискачах, вибір перерізу кабельної лінії виконують по струму КЗ на початку лінії. Місце розташування точок КЗ при розрахунку релейного захисту визначають по її призначенню – на початку або в кінці ділянки, яка захищається.

Отже, необхідно розрахувати струми КЗ для нашої мережі. ПС 35/10 кВ «Лукашівка» живиться від двохтрансформаторної ПС 110/35/10 кВ «Бобровиця» на якій встановлено два трансформатори ТДТН 16000/110 та

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ТДТН 10000/110. Згідно цього для подальших розрахунків струмів КЗ приймемо варіант, коли ТДТН 10000/110 не працює, а ПС 35/10 кВ «Лукашівка» живиться від ТДТН 16000/110 (оскільки опір для схеми заміщення при розрахунку струмів КЗ у більш потужного трансформатора буде меншим). Схема живлення зображена на рисунку 3.1.

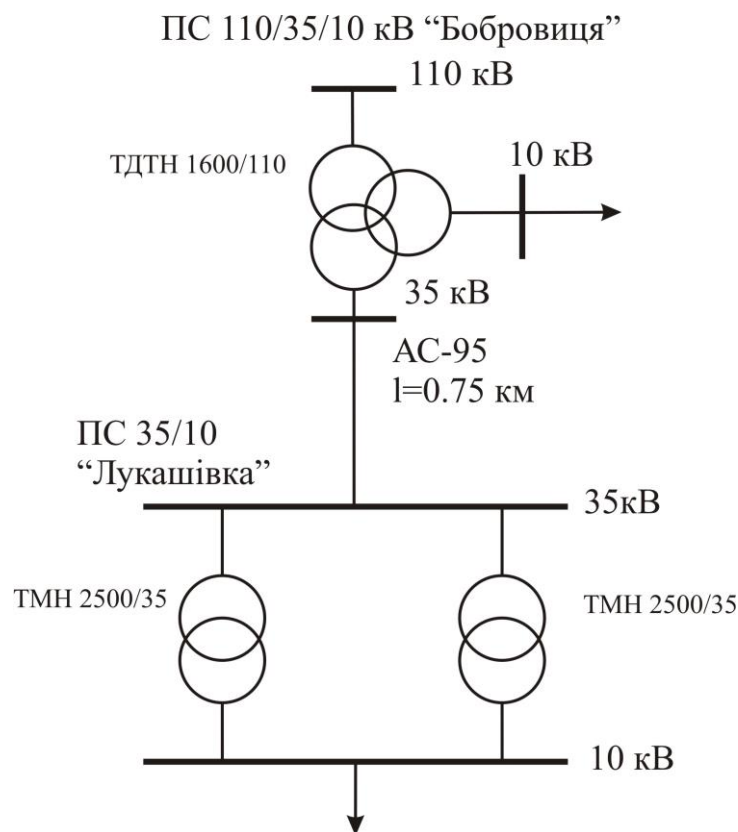


Рисунок 3.1 – Схема живлення ПС 35/10 кВ «Лукашівка»

На базі цієї схеми, складається еквівалентна схема заміщення, в яку вносяться опори всіх елементів від джерела живлення (системи) до точок розрахунку струмів КЗ. Розрахунок струмів КЗ будемо проводити у відносних одиницях. Отже, опорам на еквівалентній схемі привласнюють номери і розраховують їх числові значення у відносних одиницях за вибраних базових умов. Ця еквівалентна схема заміщення приведена на рисунку 3.2.

						MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			41

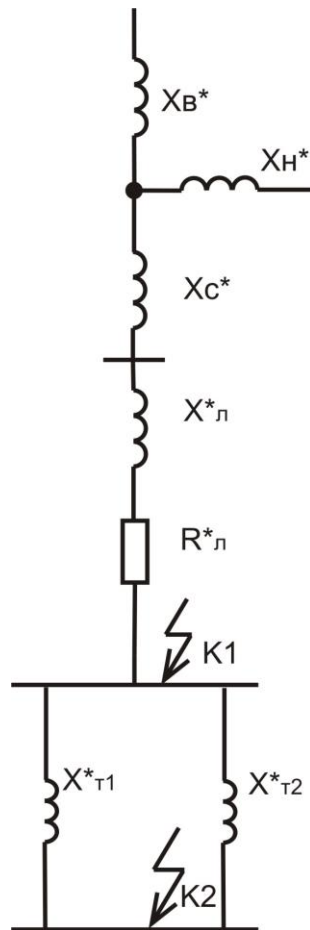


Рисунок 3.2 – Еквівалентна схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Отже, необхідно підрахувати значення кожного опору на еквівалентній схемі у відносних одиницях. Базисну потужність приймаємо рівною $S_B=50$ МВА. Визначимо ці значення спочатку для живлячого трьохобмоточного трансформатора за формулами :

$$X^*_{в.н} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(U_{к.в-с} + U_{к.в-н} - U_{к.с-н})}{100\%}, \quad (3.1)$$

$$X^*_{с.н} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(U_{к.в-с} + U_{к.с-н} - U_{к.в-н})}{100\%}, \quad (3.2)$$

де $X^*_{в.н}$, $X^*_{с.н}$ – опір високої та середньої обмоток

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформатора вираженого у відносних одиницях по відношенню до номінальних умов;

$U_{к.в-с}$ – напруга короткого замикання між обмотками високої та середньої напругою, %;

$U_{к.в-н}$ – напруга короткого замикання між обмотками високої та низькою напругою, %;

$U_{к.с-н}$ – напруга короткого замикання між обмотками середньої та низької напруги, %.

Підставивши у формулу (3.1) та (3.2) числові значення отримаємо:

$$X^*_{в.н} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(17 + 10,5 - 6)}{100\%} (17 + 10,5 - 6) = 0,1075 \%,$$

$$X^*_{с.н} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(10,5 + 6 - 17)}{100} \cong 0.$$

Тепер необхідно перевести ці значення до базових умов , для цього використовують формулу :

$$Z^* = Z^*_н \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}, \quad (3.3)$$

де Z^* – опір трансформатора переведений до базових умов;

$Z^*_н$ – опір трансформатора виражений у відносних одиницях по відношенню до номінальних умов, %;

$S_{б}$ – базисна потужність, мВА;

$S_{н}$ – номінальна потужність трансформатора.

Отже, опір живлячого трансформатора приведенного до базисних умов становитиме :

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X^*_{\epsilon} = 0,1075 \cdot \frac{50}{16} = 0,336 ,$$

$$X^*_{H} = 0 .$$

Визначимо тепер опір для ЛЕП, яка виготовлена з дроту марки АС-95 ($R_0=0,317$ Ом/км , $X_0=0,4$ Ом/км). Використовуючи формулу (1.10) та (1.11), знайдемо опір ділянки ЛЕП :

$$R_l = 0,317 \cdot 0,75 = 0,238 \text{ Ом},$$

$$X_l = 0,4 \cdot 0,75 = 0,30 \text{ Ом}.$$

Тепер необхідно привести ці значення до базисних умов, для цього використовують формулу :

$$Z^*_{л} = Z_l \cdot \frac{S_б}{U^2_H} , \quad (3.4)$$

де $Z^*_{л}$ – опір ЛЕП переведений до базових умов;

Z_l – повний опір лінії, Ом;

U_H – середня номінальна напруга в точці К1 , ($U_H=37$ кВ).

Тепер визначимо активний опір ЛЕП приведений до базисних умов, а потім індуктивний опір, використовуючи формулу (3.4):

$$R^*_{л} = 0,238 \cdot \frac{50}{37^2} = 0,009 \text{ Ом},$$

$$X^*_{л} = 0,30 \cdot \frac{50}{37^2} = 0,011 \text{ Ом}.$$

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повний опір ЛЕП визначимо за формулою :

$$Z = \sqrt{(R^2 + X^2)} , \quad (3.5)$$

де Z – повний опір лінії, Ом;

R – активний опір лінії, Ом;

X – реактивний опір лінії, Ом.

Отже, повний опір ЛЕП становитиме :

$$Z_l = \sqrt{(0,009^2 + 0,011^2)} = 0,014 \text{ Ом.}$$

Тепер визначимо опір для понижуючих трансформаторів, використовуючи формулу (3.3):

$$X_{H}^* \approx U_{K}^* = \frac{U_{K\%}}{100}$$

$$X_{T1, T2}^* = 0,065 \cdot \frac{50}{2,5} = 1,3 \text{ Ом.}$$

Тепер необхідно визначити базисний струм:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b}, \quad (3.6)$$

де I_b – базисний струм , кА;

S_b – базисна потужність, мВА;

U_b – базисна напруга системи (рівна середньому значенню напруги тієї ступені, де знаходиться точка КЗ), кВ.

Використовуючи формулу (3.6), визначимо значення базисних струмів $I_{b,10}$ та $I_{b,35}$ на ступенях напруги 10 кВ і 35 кВ :

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\delta,35} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,78 \text{ кА},$$

$$I_{\delta,10} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,75 \text{ кА}.$$

Визначимо тепер струми КЗ в необхідних точках за формулою:

$$I_K^{(3)} = I'' = I_{\infty} = \frac{I_{\delta}}{Z_{*K_i}}, \quad (3.7)$$

де $I_K^{(3)}$ – трьохфазний струм КЗ;

I'' – сверхпереходной струм КЗ, кА;

I_{∞} – діюче значення встановленого струму КЗ, кА;

$Z_{*K_i}^*$ – повний відносний результуючий опір до розрахункової точки

K_i .

Тоді струм КЗ в точці К1 згідно 3.7 становитиме :

$$I_K^{(3)} = \frac{0,78}{0,336 + 0,014} = 2,23 \text{ кА}$$

В точці К2 :

$$I_K^{(3)} = \frac{2,75}{0,336 + 0,014 + \frac{1}{2} \cdot 1,3} = 2,75 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ визначається по формулі :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I'', \quad (3.8)$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $i_{уд}$ – ударний струм КЗ, кА;

$K_{уд}$ – ударний коефіцієнт ;

I'' – надперехідний струм КЗ, кА.

Ударний коефіцієнт можна визначити за формулою :

$$K_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (3.9)$$

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму, с.

Постійну часу затухання аперіодичного струму знаходимо по формулі:

$$T_a = \frac{X_e}{314 \cdot R_e}, \quad (3.10)$$

де X_e , R_e – еквівалентні реактивні і активні опори до точки КЗ, Ом.

Визначимо тепер постійну часу затухання аперіодичного струму, ударний коефіцієнт та ударний струм в точці К1 , за формулами (3.8 – 3.10) :

$$T_a = \frac{0,336 + 0,011}{314 \cdot 0,009} = 0,12 \text{ с,}$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,12}} = 1,92,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 2,23 = 6,1 \text{ кА.}$$

В точці К2 :

$$T_a = \frac{0,336 + 0,011 + \frac{1,3}{2}}{314 \cdot 0,009} = 0,35 \text{ с,}$$

					МП.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,35}} = 1,97,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,97 \cdot 2,75 = 7,7 \text{ кА.}$$

В даному розділі були розраховані струми короткого замикання на стороні 10 і 35 кВ. Дані розрахункові значення знадобляться для вибору обладнання на підстанції.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
Зми.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

4 ВИБІР АПАРАТУРИ

4.1 Аналіз кон'юктури ринку електричного обладнання

Зараз на ринку України представлений великий вибір високовольтної апаратури, як вітчизняних так і зарубіжних виробників. Свою продукцію пропонують відомі зарубіжні фірми: АВВ, Siemens і інші, та велика кількість вітчизняних виробників: ВАТ “Високовольтний союз”, ВАТ “Запорізький завод високовольтної апаратури”, підприємство “Таврида Електрик Україна”, підприємство “Ампер” та інші.

Найбільшим виробником на території України вимикачів потужності є ВАТ “Високовольтний союз”. Особливо велика кількість представлена вакуумних вимикачів, які більш надійні у порівнянні із застарілими масляними вимикачами, які необхідно замінити на реконструйованій підстанції. Для нашого випадку найбільш підходить вакуумний вимикач зовнішньої установки ВБЗП-35 з пружинним приводом призначений для комутації електричних кіл з номінальною напругою 35 кВ. Вимикачі ВБЗП-35 застосовуються у відкритих розподільних пристроях 35 кВ, а також для заміни повітряних і масляних вимикачів, що відпрацювали свій ресурс на діючих підстанціях. В полюсах вимикачів використовуються сучасні вакуумні камери виробництва АВВ. Привід розташований у винесеному з основної рами вимикача шафі, за рахунок чого досягається безпека і зручність його обслуговування. Вимикачі можуть працювати як при змінному, так і при постійній оперативній напрузі.

Експлуатація вимикачів допускається в діапазоні температур від -45° до $+50^{\circ}\text{C}$. Для експлуатації при температурах нижче -25°C передбачений автоматичний підігрів відсіку приводу за допомогою вбудованих нагрівальних елементів.

Для вибору роз'єднувачів, трансформаторів струму і напруги звернемося до продукції, яку випускає ВАТ “Запорізький завод

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

високовольтної апаратури”. ВАТ ЗЗВА є одним з найбільших в Україні і добре відомим в багатьох країнах електротехнічним підприємством. Протягом 50 років підприємство розробляє, виготовляє і поставляє електротехнічне обладнання практично у всі регіони світу. Це обладнання забезпечує передачу і розподіл енергії на найбільших енергетичних об'єктах країн СНГ і в 38 країнах за кордоном. Виробнича і випробувальна база підприємства дозволяє забезпечити виготовлення виробів за прогресивними технологічними процесами і на сучасному технологічному обладнанні з необхідним контролем якості, проводити випробування виробів в повному об'ємі передбаченими національними і міжнародними стандартами і спеціальними вимогами замовника. Практично вся номенклатура виробів, що випускаються підприємством сертифікована в системі Укр. СЕПРО (Україна) і ГОСТ Р (Росія). Вимірювальні трансформатори струму і напруги внесені як в Український державний Реєстр засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) так і в Російський. Підприємство виробляє значний об'єм електротехнічної продукції, а саме ті, які зацікавили нас:

- вимірювальні трансформатори струму на номінальний первинний струм від 15 А до 4000А;
- вимірювальні трансформатори напруги від 6 кВ до 500 кВ;
- вимірювальні трансформатори струму і напруги виготовляються з елегазовим або масляним заповненням, з фарфоровою або силіконовою зовнішньою ізоляцією;
- роз'єднувачі на напругу від 10 кВ до 330 кВ, номінальні струми від 400 А до 3150 А (внутрішньої і зовнішньої установки).

Велику різноманітність комутаційної апаратури випускає «Таврида Електрик Україна» – українське підприємство, що входить до складу промислової групи Таврида Електрик. Основна сфера діяльності підприємства – серійне виробництво вакуумної комутаційної апаратури і обмежувачів перенапруги для розподільних мереж 6-35 кВ. В даний час підприємство є одним з основних вітчизняних постачальників комутаційного устаткування для

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мереж середньої напруги. Основні замовники продукції – підприємства паливно-енергетичного комплексу, електротранспорту, металургії, а також енергогосподарства комунальних підприємств.

Вакуумні вимикачі ВВ/TEL (надалі вимикачі) призначені для роботи в комплектних розподільних пристроях (КРП) і камерах стаціонарних одностороннього обслуговування внутрішньої і зовнішньої установки класу напруги до 20 кВ трьохфазного змінного струму 50 Гц для систем з ізолюваною і заземленою нейтраллю. В основі конструктивного рішення вимикача є використання пофазних електромагнітних приводів з «магнітною клямкою», механічно зв'язаних загальним не несучим навантаження, валом-синхронізатором. Паралельно сполучені котушки електромагнітних приводів фаз вимикача при виконанні команд підключаються до заздалегідь заряджених конденсаторів в блоках управління (далі ВU/TEL). Така конструкція дозволила досягти наступних відмінних особливостей в порівнянні з традиційними вакуумними вимикачами (ВВ):

- високий механічний і комутаційний ресурс;
- мале енергоспоживання по шинах оперативної напруги (заряд і підтримка в параметрах конденсаторних ємностей «ВКЛ», «ОТКЛ»);
- малі габарити і вага;
- легкість і простота адаптації в будь-які типи КРП;
- можливість використання в широкому діапазоні живлячої оперативної напруги вторинних ланцюгів;
- непотрібне обслуговування протягом всього терміну експлуатації;
- низька трудомісткість виробництва і, як наслідок, помірна ціна.

Для управління вимикачами відділення управління промислової групи «Таврида Електрик» випускає блоки управління серій ВU/TEL.

Пристрої комплектні розподільні малогабаритні серії TEL (надалі КРУ/TEL) призначені для застосування у складі комплектних трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів і інших розподільчих загальнопромислового призначення. КРУ/TEL формуються з необхідної

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кількості окремих компактних шаф шляхом їх з'єднання при монтажі. Шафи КРУ/TEL мають конструкцію каркасно-панельного типу, з металевою оболонкою, що не герметизується. У свою чергу, шафи КРУ/TEL складаються з модулів, що розрізняються своїм функціональним призначенням. Базовий комутаційний модуль містить вакуумний вимикач ВВ/TEL, роз'єднувач-заземлювач, трансформатори струму і датчик напруги. КРУ/TEL призначений для прийому і розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц на номінальну напругу до 10 кВ в мережах з ізолюваною нейтраллю при нормальних і аварійних режимах роботи мережі.

Нелінійні обмежувачі перенапруги (ОПН) серії ОПН/TEL призначені для використання як основний засіб захисту електрообладнання станцій і мереж середнього і високого класів напруги змінного струму частоти 48–62 Гц від комутаційних і грозових перенапруг. При їх розробці були використані останні технологічні досягнення і досвід експлуатації ОПН у вітчизняній і зарубіжній практиці. Обмежувачі рекомендується застосовувати замість вентильних розрядників відповідних класів напруги при проектуванні, експлуатації, технічному переозброєнні і реконструкції електроустановок. Серія ОПН/TEL включає чотири типи обмежувачів:

- 1) ОПН–КР/TEL призначені для надійного захисту електрообладнання в мережах класу напруги 6–10 кВ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю. Рекомендуються для використовування в розподільних мережах для захисту трансформаторів і двигунів. Виготовляються для зовнішньої і внутрішньої установки (УХЛ1 і 2 по ГОСТ 15150) і призначені для експлуатації на висоті над рівнем моря до 1000 м при температурі навколишнього середовища від мінус 60°С до плюс 55° С і вологості навколишнього середовища: середньорічне значення 80 % при 15° С, верхнє значення 100 % при 25° С.
- 2) ОПН–РТ/TEL призначені для гарантованого захисту найвідповідальнішого електрообладнання в мережах класу напруги 3–10 кВ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю. ОПН–РТ/TEL рекомендується застосовувати в умовах частих і інтенсивних дій перенапруг для захисту трансформаторів,

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ізоляції кабельних мереж, електричних генераторів, двигунів і т.п. Призначені для експлуатації на висоті над рівнем моря до 1000 м при температурі оточуючого середовища від мінус 60°С до плюс 55°С для внутрішньої установки (УХЛ2 по ГОСТ 15150). Вологістю навколишнього середовища в експлуатації: середньорічне значення 80 % при 15° С, верхнє значення 100 % при 25° С.

3) ОПН/TEL–35,110,220 призначені для захисту електрообладнання підстанцій і повітряних ліній електропередачі від грозових і комутаційних перенапружень в мережах класу напруги 35 кВ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю і 110 кВ або 220 кВ з ефективно заземленою нейтраллю. Призначені для експлуатації на висоті над рівнем моря до 1000 м при температурі навколишнього середовища від мінус 60° С до плюс 55° З в умовах зовнішньої установки (УХЛ1 по ГОСТ 15150). Вологість оточуючого середовища в експлуатації: середньорічне значення 80 % при 15° С, верхнє значення 100 % при 25° С.

4) ОПН/TEL–7.6, 12.6 призначені для захисту електрообладнання розподільних пристроїв і апаратів від грозових і комутаційних перенапруг в повітряних мережах класу напруги 6–10 кВ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю. Обмежувачі можуть бути використані скрізь, де раніше передбачалося застосування вентильних розрядників РВО. Призначені для експлуатації на висоті над рівнем моря до 1000 м при температурі навколишнього середовища від мінус 60° С до плюс 55°С в умовах зовнішньої установки (УХЛ1 по ГОСТ 15150). Вологість навколишнього середовища в експлуатації: середньорічне значення 80 % при 15° С, верхнє значення 100 % при 25° С.

З початку 90-х років 20-го століття обмежувачі серії ОПН/TEL проявили себе в експлуатації як надійні високовольтні апарати, ефективно захищаючи різні типи електрообладнання від перенапруг.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір елементів електричних мереж здійснюється у відповідності з [5] за умов тривалого режиму роботи. Для роботи ПС 35/10 кВ «Лукашівка» тривалим режимом роботи є нормальний режим роботи.

4.2 Вибір комутаційної апаратури на стороні 35 кВ

Вимикачі і роз'єднувачі вибираються за наступними умовами:

– по номінальній напрузі:

$$U_{НОМ} \geq U_{Н.С.}, \quad (4.1)$$

де $U_{НОМ}$ – номінальна напруга вимикача потужності або роз'єднувача, кВ;

$U_{н.с.}$ – номінальна напруга мережі, де встановлені вимикач або роз'єднувач, кВ;

– номінальному струму:

$$I_{НОМ} \geq I_{РМАХ}, \quad (4.2)$$

де $I_{НОМ}$ – тривалий номінальний струм вимикача потужності або роз'єднувача, А;

$I_{рмах}$ – максимальний робочий струм кіл, в яких встановлені вимикачі або роз'єднувачі в нормальному (ремонтному, після аварійному) режимі;

– по електродинамічній стійкості:

$$I_{П.СКВ} \geq I'', \quad (4.3)$$

$$i_{П.СКВ} \geq i_{уд}, \quad (4.4)$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $I_{n.скв}$ – граничний наскрізний струм (діюче значення періодичної складової) допустимий для даних вимикачів, кА;

I'' – розрахункове значення надперехідного струму короткого замикання, кА;

$i_{n.скв}$ – струм електродинамічної стійкості вибраного вимикача або роз'єднувача (амплітудне значення граничного повного струму),кА;

$i_{уд}$ – ударний струм короткого замикання в колі, де встановлений вимикач або роз'єднувач;

– по термічній стійкості:

$$I_t^2 \cdot t \geq B_K \quad (4.5)$$

$$B_K = (I'')^2 \cdot [t_{відк} + Ta] \quad (4.6)$$

$$t_{відк} = t_{р.з} + t_{п.в.}, \quad (4.7)$$

де I_t – струм термічної стійкості вибраного вимикача або роз'єднувача, який протікає протягом часу t , кА;

t – час протікання струму термічної стійкості, с;

B_K – тепловий імпульс струму КЗ, показує кількість тепла, що ввділяється в силовій апаратурі за час проходження струму КЗ;

I'' – розрахункове значення надперехідного струму КЗ, кА;

$t_{відк}$ – час термічної дії струму короткого замикання (час від початку КЗ до його відключення), с;

Ta – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ,

с;

$t_{р.з}$ – час дії релейного захисту, с;

$t_{пв}$ – повний час відключення вимикача, с.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За формою виконання: вимикачі або роз'єднувачі виготовлені для внутрішньої установки не можна встановлювати у відкритому РП і навпаки.

Примітка – роз'єднувачі по електродинамічній стійкості перевіряються тільки по умові (4.4).

Приймаємо час дії релейного захисту $t_{р.з}$ рівний 2 с.

Також додатково вимикачі перевіряються на:

– відключаючу здатність:

$$I_{відкл.н} \geq I_n(\tau), \quad (4.8)$$

$$\tau = t_{рз(min)} + t_{с.в.}, \quad (4.9)$$

– на асиметрію струму КЗ :

$$I'' \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{Ta}}\right) \leq I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_{ном}), \quad (4.10)$$

де $I_{откл.н}$ – номінальний струм відключення вимикача, кА;

$I_n(\tau)$ – періодична складова струму КЗ (діюче значення), кА;

τ – розрахунковий час відключення струму КЗ (момент розриву дугового контакту вимикача), с;

$t_{рз(min)}$ – мінімальний час дії релейного захисту, с (згідно [5] складає 0,01с);

$t_{с.в.}$ – власний час відключення вимикача, с;

$\beta_{ном}$ – номінальний відносний вміст аперіодичної складової струму відключення для розрахункового часу відключення струму КЗ t ;

I'' - розрахункове значення надперехідного струму КЗ, кА;

Ta - постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, с.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПС 35/10 кВ «Лукашівка» є віддаленою від генеруючих джерел енергії, тобто КЗ, яке може трапитися на шинах 35 кВ не зможе помітно впливати на роботу генераторів всієї системи, до якої підключена ПС. Періодична складова струму КЗ на шинах 35 кВ $I_n(t)$ незгасаюча і рівна розрахунковому значенню надперехідного струму I'' КЗ, а також струму трифазного КЗ $I_K^{(3)}$. Значення цих величин беруться з пункту 3. Для вибору обладнання на стороні вищої напруги використовують значення струму КЗ і максимального робочого струму $I_{p.max}$ на шинах 35 кВ.

В якості вимикачів потужності 35 кВ вибираємо вимикачі типу ВБЗП – 35 – 20/1000 У1 [6] з наступними параметрами:

- номінальна напруга $U_{ном} = 35$ кВ;
- номінальний струм $I_{ном} = 1000$ А;
- номінальний струм відключення $I_{откл.н} = 20$ кА;
- струм термічної стійкості I_t протягом 3 с – 20 кА;
- струм електродинамічної стійкості $i_{п.скв} = 52$ кА;
- граничний наскрізний струм (діюче значення періодичної складової) $I_{п.скв} = 20$ кА;
- власний час відключення $t_{с.в.} = 0,06$ с;
- повний час відключення $t_{п.в.} = 0,08$ с;
- нормований процентний вміст аперіодичної складової $\beta_{ном} = 30\%$;
- форма виконання – для зовнішнього встановлення.

Робимо перевірку по умові (4.1):

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ.}$$

Умова (4.1) виконується тобто по номінальній напрузі даний вимикач підходить.

Робимо перевірку по умові (4.2):

$$1000 \text{ А} > 58 \text{ А.}$$

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						57
Зми.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова (4.2) виконується тобто по максимальному робочому струму вимикач підходить.

Робимо перевірку по електродинамічній стійкості, використовуючи умову (4.3) і (4.4):

$$20,00 \text{ кА} > 2,23 \text{ кА},$$

$$52,00 \text{ кА} > 6,1 \text{ кА}.$$

За умов (4.3) і (4.4) вимикач підходить.

Проводимо розрахунок по формулах (4.6) і (4.7):

$$t_{відкл} = 2 + 0,08 = 2,08 \text{ (с)},$$

$$B_k = (2,23)^2 \cdot [2,08 + 0,12] = 7,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Перевіряємо вимикач по термічній стійкості, використовуючи умову (4.5):

$$20^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 7,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 7,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По умові (4.5) вимикач підходить.

Робимо перевірку по умові (4.8):

$$20,00 \text{ кА} > 2,23 \text{ кА}.$$

По умові (4.8) вимикач приймаємо підходить.

Проводимо перевірку по формулі (4.10), а для цього визначимо по формулі 4.9 розрахунковий час відключення струму КЗ:

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ (с)},$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$2,23 \cdot (1 + e^{\frac{-0,07}{0,12}}) \text{кА} \leq 20 \cdot (1 + 0,3) \text{кА},$$

$$3,47 \text{кА} \leq 26 \text{кА}.$$

Оскільки умова (4.10), як і всі попередні умови виконується, то тип вимикача потужності вибраний вірно.

Розрахункові і каталожні параметри вибраного вимикача зводяться в таблицю 4.1.

В якості роз'єднувача вибираємо роз'єднувач тип РДЗ – 35 /1000УХЛ1 з одним заземлюючим ножем [7]. Вибрані роз'єднувачі мають наступні параметри:

- номінальна напруга $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$;
- номінальний струм $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$;
- струм термічної стійкості I_t протягом 3 с – 31,5 кА;
- струм електродинамічної стійкості $i_{п.скв} = 80 \text{ кА}$;

Для перевірки правильності вибору роз'єднувачів перевіряються за умовами (4.1), (4.2), (4.4) і (4.5):

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ};$$

$$1000 \text{ А} > 58 \text{ А};$$

$$80,00 \text{ кА} > 7,7 \text{ кА};$$

$$31,5^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 7,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 5,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умови виконуються. Звідси, тип роз'єднувачів вибраний правильно. Розрахункові і каталожні параметри роз'єднувачів заносяться в таблицю 4.2.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Розрахункові та каталожні параметри вибору вимикачів потужності на стороні 35 кВ

Розрахункові параметри			Каталожні параметри		
Назва	Умовні позначення	Числове значення	Назва	Умовні позначення	Числове значення
Номінальна напруга	U_H , кВ	35	Номінальна напруга	$U_{НОМ}$, кВ	35
Максимальний робочий струм	$I_{РМАХ}$, А	58	Номінальний струм	$I_{НОМ}$, А	1000
Надперехідний струм КЗ	I'' , кА	2,23	Граничний наскрізний струм	$I_{П.СКВ}$, кА	20,0
Ударний струм КЗ	$i_{уд}$, кА	6,1	Струм електродинамічної стійкості	$i_{П.СКВ}$, кА	52
Тепловий імпульс	B_K , кА ² ·с	7,17	Тепловий імпульс	$I_t^2 \cdot t$, кА ² ·с	1200
Час термічної дії струму КЗ	$t_{відкл}$, с	1,08	Повний час відключення вимикача	$t_{ПВ}$, с	0,08
Періодична складова струму КЗ	$I_{П(\tau)}$, кА	2,23	Каталожний струм відключення	$I_{відкл.Н}$, кА	20,00

МР.5.8.141.069.ПЗ

Загальна здатність відключення струму КЗ	$I'' \cdot (1 + e^{-\frac{\tau}{Ta}}), \text{кА}$	3,47	Каталожна здатність відключення струму КЗ	$I_{\text{відкл.н}}(1 + \beta_{\text{НОМ}}), \text{кА}$	26,00
Розрахунковий час відключення струму КЗ	τ	0,07	Власний час відключення	$t_{\text{с.в.}}$	0,06

Таблиця 4.2 – Розрахункові та каталожні параметри вибору роз'єднувачів на стороні 35 кВ

Розрахункові параметри			Каталожні параметри		
Назва	Умовні позначення	Числове значення	Назва	Умовні позначення	Числове значення
Номінальна напруга мережі	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	35	Номінальна напруга	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	35
Максимальний робочий струм	$I_{\text{РМАХ}}, \text{А}$	58	Номінальний струм	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	1000
Ударний струм КЗ	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	6,1	Струм електродинамічної стійкості	$i_{\text{п.СКВ}}, \text{кА}$	80
Тепловий імпульс	$В_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5,97	Тепловий імпульс	$I_{\text{т}}^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2977

На стороні 35 кВ встановимо обмежувачі перенапруги (ОПН), вибір яких будемо проводити згідно [8]. Але перед вибором ОПН спочатку задамося початковими умовами :

- клас напруги – 35 кВ;
- найбільша робоча напруга мережі в місці установки ОПН $U_{нр}=40,5$ кВ [8];
- допустима тривалість однофазного замикання на землю – $t = 6$ годин [8];
- кратність внутрішніх перенапруг: $K_{max} = 5$ [8];
- група вентильного розрядника (відповідного ОПН) – III.

Вибір ОПН.

1. Вибираємо обмежувач серії ОПН-ВР/TEL.
2. За вихідними параметрами приймаємо $K_o = 1,05$ – тому, що можлива несиметрія навантаження.
3. Для цього обмежувача для $U_{нр}=40,5$ кВ та $K_o=1,05$ при $t=6$ годин згідно [8] знаходимо $U_d=35,48$ кВ.
4. Згідно [8] вибираємо ОПН-ВР/TEL-35/40,5-УХЛ1.
5. Для нього залишкова напруга при $I_n=10$ кА (8/20 мкс) складає $U_z=130$ кВ.
6. Відповідний вентильний розрядник III групи забезпечує залишкову напругу $U_z=143$ кВ[8] .

Отже вибраний ОПН за значенням U_z відповідає вихідним параметрам.

7. Розрахунок енергії W , що виділяється в ОПН при внутрішніх перенапругах, проводимо згідно [8] при $U_n=35$ кВ, $U_{нр}=40,5$ кВ:

$$W = \frac{I_o \cdot K_{max}^2 \cdot U_{нр}^2}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot \omega \cdot U_n}, \quad (4.11)$$

де I_o – повний струм однофазного замикання на землю при номінальній напрузі мережі U_n без пристроїв компенсації нейтралі;

K_{max} – максимальна кратність внутрішніх перенапруг (при відсутності спеціальних досліджень слід приймати $K_{max} = 5$);

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\omega = 314 \text{ с}^{-1}$ – кутова частота.

При підстановці у формулу (4.11) I_0 – в амперах, $U_{нр}$, U_n – в кВ, значення W одержуємо в кДж.

Значення струму однофазного замикання на землю визначається за формулою [8] :

$$I_0 = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot \omega \cdot C, \quad (4.12)$$

де C – часткова ємність фази на землю (виражена у фарадах, Ф), рівна добутку погонної часткової ємності C_{11} на довжину L лінії електропередачі ($C = C_{11} \cdot L$) [8], де U_n – виражена у вольтах.

Середні значення погонної часткової ємності фази на землю C_{11} для ПЛ 27-35 кВ складають 5 нФ/км [8].

Тоді матимемо :

$$C = 5 \cdot 0,755 = 3,75 \cdot 10^{-9} \text{ Ф},$$

$$I_0 = \sqrt{3} \cdot 35000 \cdot 314 \cdot 3,75 \cdot 10^{-9} = 0,71 \text{ А},$$

$$W = \frac{0,71 \cdot 5^2 \cdot 40,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 35} = 0,5 \text{ кДж}$$

8. За даними «Таврида Електрик», енергія, що поглинається вибраним обмежувачем, досягає 223 кДж. Отже, можна рекомендувати до застосування в розглянутому випадку обмежувач ОПН-ВР/TEL-35/40,5-УХЛ1.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги на стороні 35 кВ

Трансформатор струму – це електротехнічний пристрій, який вибирається для кожного приєднання підстанції, що споруджується, для підключення вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту і автоматики. Трансформатори струму вибирають за такими параметрами :

- по номінальній напрузі (умові (6.1));
- номінальному струму (умові (6.2));
- по електродинамічній стійкості (умові (6.4));
- по термічній стійкості (умові (6.5)).

Додатковими параметрами для вибору трансформатора струму (ТС) служить номінальне вторинне навантаження $Z_{2н}$ або номінальна вторинна потужність $S_{2н}$ для даного класу точності. Повинні виконуватися умови:

$$Z_{2н} \geq Z_2, \quad (4.13)$$

де $Z_{2н}$ – номінальне вторинне навантаження трансформатора струму при певному класі точності, Ом;

Z_2 – фактичне вторинне навантаження вторинних обмоток ТС, Ом.

$$S_{2н} \geq S_2, \quad (4.14)$$

де $S_{2н}$ – номінальна вторинна потужність трансформатора струму при певному класі точності, В·А;

S_2 – фактичне вторинне навантаження вторинних обмоток ТС, В·А.

Оскільки індуктивний опір у вторинному колі незначний, то приймаємо :

$$Z_2 \approx r_2 \quad (4.15)$$

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В якості вимірювального обладнання, яке підключається до трансформатора струму використовується трифазний лічильник «Каскад». Лічильник призначений для використання в електричних мережах змінного трифазного струму напругою 0,4 – 110 кВ. Лічильник «Каскад» є інтелектуальним багатофункціональним засобом вимірювання нового покоління, відкритим для нових застосувань і технологій, виконуючи роль єдиного уніфікованого джерела отримання точної і достовірної вимірювальної інформації про об'єкт, який контролюється. Лічильники задовольняють всім сучасним вимогам до лічильників активної і реактивної енергії відповідного класу точності з одночасним виконанням функцій ряду вимірювальних перетворювачів:

- активної і реактивної потужностей;
- струмів і напруг;
- частоти і реалізацією наступних додаткових функцій:
- індикації повної потужності і коефіцієнта потужності;
- формування, видачі і ретрансляції команд управління комутаційними апаратами приєднання;
- телесигналізації стану комутаційної апаратури приєднань.

Лічильники фіксує наступні величини на розрахунковому інтервалі і час їх досягнення, що вимірюються, по кожній з тарифних зон:

- максимальні поточні активні потужності;
- максимальні усереднені активні і реактивні потужності ;
- значення поточної реактивної потужності у момент фіксації максимальної поточної активної потужності.

Для зв'язку і обміну інформацією в лічильнику використовуються цифрові інтерфейси:

- RS-485 при роботі у складі системи;
- RS-232 при роботі з комп'ютером через COM-порт.

Технічні характеристики лічильника:

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- діапазон вимірювань струму, А 0,05–6,0;
- діапазон вимірювань напруги, В 46–250;
- діапазон робочої частоти, Гц 47,5–52,5;
- потужність, яка споживається (на фазу) не більше, В·А 2,0;
- клас точності лічильника 0,5.

В якості захисного обладнання будемо використовуватись прилад фірми «Київприлад» МРЗС – 05, потужність споживання якого не більше 0,5 В·А на фазу.

Таким чином номінальна вторинна потужність трансформатора струму $S_{2H}=2$ В·А для вимірювальної обмотки та $S_{2H}=0,5$ В·А для захисної обмотки. Вторинне навантаження r_2 складається з опору приладів $r_{прил}$, проводів $r_{пр}$ і перехідного опору контактів r_k :

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_k \quad (4.16)$$

Знайдемо опір лічильника по формулі:

$$r_{прил.л} = \frac{S_{2H}}{I_{ном}^2}, \quad (4.15)$$

де S_{2H} – фактичне вторинне навантаження вторинних обмоток ТС, В·А;

$I_{ном}$ - номінальний вторинний струм фаз, А.

Визначимо опір за формулою (4.15):

$$r_{прил.л} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

По цій же формулі знайдемо опір МРЗС – 05 :

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{\text{прил.мрзс}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Опір контактів r_k приймаємо рівним 0,05 Ом.

Щоб трансформатор струму працював в заданому класі точності, необхідно витримати умову :

$$Z_{2н} \geq r_{\text{прил}} + r_{\text{нр}} + r_k \quad (4.16)$$

Приймаємо $Z_2 = Z_{2\text{НОМ}}$, визначаємо $r_{\text{нр}}$:

$$r_{\text{нр}} = r_2 - r_{\text{прил}} - r_k \quad (4.17)$$

$$r_{\text{нр}} = 2 - 0,08 - 0,05 = 1,87 \text{ Ом.}$$

Визначимо тепер мінімальний переріз приєднаних проводів :

$$s = \rho \cdot \frac{l_{\text{розр}}}{r_{\text{нр}}}, \quad (4.18)$$

де ρ – питомий опір алюмінію;

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина з'єднаних проводів;

$r_{\text{нр}}$ – максимальний опір проводу.

Приймаємо , що $l_{\text{розр}}=60$ м [9] , а $\rho=0,0283$. Згідно 4.18 маємо :

$$s = 0,0238 \cdot \frac{60}{1,87} = 0,9 \text{ мм}^2.$$

Найближчий стандартний переріз становить 2 мм². Тоді опір приєднаних проводів складе згідно 4.18 :

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{np} = 0,0238 \cdot \frac{60}{2} = 0,71 \text{ Ом}$$

Отже, фактичне вторинне навантаження для вимірювальної обмотки складе :

$$Z_2 = 0,71 + 0,08 + 0,05 = 0,84 \text{ Ом.}$$

Для обмотки захисту:

$$Z_2 = 0,71 + 0,02 + 0,05 = 0,78 \text{ Ом.}$$

В якості трансформатору струму вибираємо трансформатор марки: ТФЗМ 35А – У1 з номінальним вторинним струмом $I_{n2}=5$ А з двома вторинними обмотками (одна для захисту і одна для вимірювань) та номінальним вторинним навантаженням 50 В·А для вимірювальної обмотки, класу точності 0,5, і 20 В·А для захисної обмотки [7]. Зведемо розрахункові та каталожні дані в таблицю 4.3

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3 – Розрахункові та каталожні параметри вибору трансформаторів струму на стороні 35 кВ

Умова вибо	Розрахункові параметри			Каталожні параметри			Виконання умови
	Найменування	Умовні позначення	Числове значення	Найменування	Умовні позначення	Числове значення	
$U_n \geq U_{c.n}$	Номінальна напруга мережі	$U_{нс}$, кВ	35	Номінальна напруга	$U_{ном}$, кВ	35	так
$I_n \geq I_{раб.макс}$	Максимальний робочий струм	$I_{рМАХ}$, А	58	Номінальний струм	$I_{ном}$, А	75	так
$i_{эд.ст} \geq i_{уд}$	Ударний струм КЗ	$i_{уд}$, кА	6,1	Електродинамічний струм	$i_{п.СКВ}$, кА	15	так
$I_T^2 t_T \geq B_K$	Тепловий імпульс	B_K , кА ² ·с	7,17	Тепловий імпульс	$I_t^2 t$, кА ² ·с	10,6	так
$Z_{2ном} \geq Z_2$	Фактичне вторинне	Z_2 , Ом	0,84 0,78	Номінальне вторинне навантаження, Ом,	$Z_{2н}$, Ом	2 0,8	так

МР.5.8.141.069.ПЗ

Виберемо тепер трансформатор напруги за наступними умовами:

- напрузі (умові (6.1));
- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;
- по класу точності;
- по вторинному навантаженню

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}, \quad (4.19)$$

де $S_{2ном}$ – номінальна потужність вторинної обмотки у вибраному класі точності. При цьому треба мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, сполучених в зірку, слід узяти сумарну потужність всіх трьох фаз, а для сполучених по схемі відкритого трикутника – подвоєну потужність одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Вибираємо трансформатор напруги марки ЗНОМП – 35 У1 [7] з такими параметрами :

– номінальна напруга обмоток, В :

первинна – 35000,

вторинна – 100;

– номінальна потужність вторинної обмотки в класі точності 0,5 – 200 В·А.

Отже, вибраний трансформатор напруги будемо встановлювати на кожній із фаз, з'єднавши їх зіркою. Вибір трансформатора напруги зведемо в таблицю 4.4. Ці трансформатори будуть жити лічильники електроенергії «Каскад» , та захисний прилад МРЗС – 05.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

УХЛ4, трансформатори струму типу ТПВ, які використовуються в колах релейного захисту і автоматики, а також трансформатори типу ТСОА, які використовуються у вимірювальних ланцюгах, трансформатори напруги, які випускаються фірмою SADTEM, та обмежувачі перенапруги ОПН-КР/TEL-10/11,5-УХЛ1 [10].

Перевірка правильності вибору шаф розподільних пристроїв на стороні низької напруги проводиться аналогічно вибору вимикачів на стороні високої напруги за умов (4.1), (4.2), (4.3), (4.5). Для вибору шаф серії КРУ–TEL і КА, встановленої в них використовуються значення струму короткого замикання і робочого максимального струму на шинах 10 кВ. Вибір апаратури зведемо в таблиці 4.5 та 4.6.

Трансформатори власних потреб на підстанції ПС 35/10 кВ встановлюють для живлення пристроїв управління, вимірювальних приладів, освітлення, обігріву, сигналізації, проведення ремонтних робіт. Трансформатор власних потреб приєднується безпосередньо до виходу 10 кВ трансформатора до його входу в РП 10 кВ. Потужність трансформатора власних потреб вибирається приблизно рівною 1% від номінальної встановленої потужності силового трансформатора. Таким чином, оскільки на ПС, що проектується встановлені два трансформатора номінальною потужністю 2,5 МВА, то встановимо два трансформатора власних потреб потужністю 25кВА. В якості ТВП виберемо трансформатори типу ТМ – 25/10.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.5 – Розрахункові і каталожні параметри вибору шаф комплектного розподільчого пристрою 10 кВ

Розрахункові параметри			Каталожні параметри		
Назва	Умовні позначення	Числове значення	Назва	Умовні позначення	Числове значення
Номінальна напруга мережі	U_H , кВ	10	Номінальна напруга	$U_{НОМ}$, кВ	10
Максимальний робочий струм	$I_{РМАХ}$, А	202	Номінальний струм	$I_{НОМ}$, А	400
Ударний струм КЗ	$i_{уд}$, кА	7,7	Струм електродинамічної стійкості	$i_{П.СКВ}$, кА	41
Тепловий імпульс	V_K , кА ² ·с	7,11	Тепловий імпульс	$I_t^2 \cdot t$, кА ² ·с	1024

Таблиця 4.2 – Розрахункові і каталожні параметри вибору роз'єднувачів на стороні 10 кВ

Розрахункові параметри			Каталожні параметри		
Назва	Умовні позначення	Числове значення	Назва	Умовні позначення	Числове значення
Номінальна	U_H , кВ	10	Номінальна напруга	$U_{НОМ}$, кВ	10
Максимальний	$I_{РМАХ}$, А	202	Номінальний струм	$I_{НОМ}$, А	630
Ударний струм	$i_{уд}$, кА	7,7	Струм електродинамічної стійкості	$i_{П.СКВ}$, кА	51,0
Тепловий	V_K , кА ² ·с	7,11	Тепловий імпульс	$I_t^2 \cdot t$, кА ² ·с	20

Таблиця 4.6 – Розрахункові і каталожні параметри вибору вимикачів потужності на стороні 10 кВ

Розрахункові параметри			Каталожні параметри		
Назва	Умовні позначення	Числове значення	Назва	Умовні позначення	Числове значення
Номінальна напруга мережі	$U_H, \text{кВ}$	10	Номінальна напруга	$U_{НОМ}, \text{кВ}$	10
Максимальний робочий	$I_{РМАХ}, \text{А}$	202	Номінальний струм	$I_{НОМ}, \text{А}$	630
Надперехідний струм КЗ	$I''', \text{кА}$	2,75	Граничний наскрізний струм	$I_{П.СКВ}, \text{кА}$	20
Ударний струм КЗ	$i_{уд}, \text{кА}$	7,7	Струм електродинамічної стійкості	$i_{П.СКВ}, \text{кА}$	51
Тепловий імпульс	$W_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7,11	Тепловий імпульс	$I_t^2 t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	468
Час термічної дії	$t_{відкл}, \text{с}$	0,59	Повний час відключення вимикача	$t_{ПВ}, \text{с}$	0,09
Періодична складова	$I_{П(\tau)}, \text{кА}$	2,75	Каталожний струм відключення	$I_{відкл.Н}, \text{кА}$	20,00
Загальна здатність	$I''' \cdot (1 + e^{-\frac{\tau}{T_a}}), \text{кА}$	5,3	Каталожна здатність відключення струму КЗ	$I_{відкл.Н}(1 + \beta_{НОМ}), \text{кА}$	28,00
Розрахунковий час	τ	0,025	Власний час відключення	$t_{с.в.}$	0,015

МР.5.8.141.069.ПЗ

Виберемо обмежувачі перенапруги та спочатку задамося початковими умовами:

- клас напруги – 10 кВ;
- найбільша робоча напруга мережі в місці установлення ОПН – 11,5 кВ;
- допустима тривалість однофазного замикання на землю – обмежень немає (приймаємо розрахункову тривалість $t = 24$ години [8]);
- кратність внутрішніх перенапруг $K_{max} = 5$ [8];
- встановлення ОПН – внутрішнє;
- група вентильного розрядника (відповідного ОПН) – IV .

Вибір ОПН.

1. Оскільки установлення ОПН внутрішнє, вибираємо обмежувач серії ОПН-КР/ТЕЛ.
2. Для цього обмежувача [8] для $U_{нр} = 11,5$ кВ та $K_0 = 1,05$ при $t = 24$ години знаходимо $U_0 = 10,69$ кВ.
3. Згідно [8] вибираємо ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5.
4. Оскільки потрібен ОПН для внутрішньої установки, вибираємо обмежувач типу ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5-УХЛ1.
5. Для нього залишкова напруга при $I_n = 10$ кА (8/20 мкс) складає $U_3 = 35,8$ кВ.
6. Відповідний вентильний розрядник IV групи забезпечує залишкову $U_3 = 45$ кВ [8]. Отже, вибраний ОПН за значенням U_3 відповідає вихідним параметрам.
7. Розрахунок енергії, що виділяється в ОПН при внутрішніх перенапругах, визначаємо за повним струмом однофазного замикання на землю I_0 . Оскільки цей струм не зазначений, використаємо наведену вище (п.5.5.2) оцінку I_0/L : при $U_n = 10$ кВ для повітряних ліній питомий струм замикання на землю складає 0,025 А/км. Для даної мережі протяжність ВЛ дорівнює 15 м, що відповідає струму $I_0 = 0,025$ А/км \times 0,015 км = 0,00375 А.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.5 Вибір трансформаторів струму та напруги на стороні 10 кВ

Вибір трансформаторів струму та напруги будемо проводити аналогічно пункту 4.3. Зазначимо, що до трансформаторів струму типу ТПВ будуть приєднуватись прилади МРЗС-05, а до трансформаторів типу ТСОА лічильники LZQM виробництва Литовської фірми ELGAMA з потужністю споживання не більше 0,4 В·А на фазу та амперметри Э-335 з потужністю споживання 0,5 В·А. Вибір ТС зведемо в таблиці

Таблиця 4.8 – Розрахункові і каталожні параметри вибору вимірювальних трансформаторів струму для шаф вводу

Розрахункові значення			Каталожні параметри		
Найменування	Умовні позначення	Числові значення	Найменування	Умовні позначення	Числові значення
Номінальна напруга мережі	U_n , кВ	10,00	Номінальна напруга мережі	U_n , кВ	10,00
Максимальний робочий струм	$I_{р.мах}$, А	202	Максимальний струм для	I_n , А	300
Ударний струм КЗ	$I_{уд}$, кА	7,7	Струм електродинамічної стійкості	$I_{п.скв}$, кА	10
Тепловий імпульс	$В_k$, $кА^2 \cdot с$	7,11	Тепловий імпульс	$I_t^2 \cdot t$, $кА^2 \cdot с$	8,6
Фактичне вторинне навантаження	Z_2 , Ом	1	Номінальне вторинне навантаження	$Z_{2н}$, Ом	0,99

Таблиця 4.9 – Розрахункові і каталожні параметри вибору вимірювальних трансформаторів струму для шаф ліній

Розрахункові значення			Каталожні параметри		
Найменування	Умовні позначення	Числові значення	Найменування	Умовні позначення	Числові значення
Номінальна напруга мережі	U_n , кВ	10,00	Номінальна напруга мережі	U_n , кВ	10,00
Максимальний робочий струм	$I_{p.max}$, А	202	Максимальний струм для	I_n , А	200
Ударний струм КЗ	$I_{уд}$, кА	7,7	Струм електродинамічної стійкості	$I_{п.скв}$, кА	15,0
Тепловий імпульс	$Вк$, кА ² ·с	7,11	Тепловий імпульс	$I_t^2 \cdot t$, кА ² ·с	10,5
Фактичне вторинне навантаження	Z_2 , Ом	1	Номінальне вторинне навантаження	$Z_{2н}$, Ом	0,99

До трансформаторів напруги будуть приєднуватись прилади МРЗС-05 та вольтметри типу Э-378 з потужністю 1 В·А та лічильники LZQM. Вибір трансформаторів напруги зведемо в таблицю 4.10

Таблиця 4.10 – Розрахункові і каталожні параметри вибору трансформаторів напруги

Умова вибору	Параметри мережі		Параметри трансформатора напруги	
	Найменування	Числові значення	Найменування	Числові значення
$U_n \geq U_{c.n}$	Номінальна напруга мережі, $U_{c.n}$ кВ	10	Номінальна напруга, U_n кВ	10
$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$	Номінальна потужність мережі, $S_{2\Sigma}, B \cdot A$	1,9	Номінальна потужність в класі точності 0,5, $S_{2ном} B \cdot A$	100

4.6 Вибір типу підстанції

Розподільчі пристрої (РП), які розміщуються на відкритому повітрі, називаються відкритими розподільчими пристроями (ВРП). Як правило, РП 35 кВ та вище будуються відкритими. ВРП повинні забезпечувати надійність роботи, безпеку і простоту обслуговування. Відстані від струмоведучих частин та від них до інших частин ВРП повинні вибиратися згідно вимог [10]. Всі апарати ВРП зазвичай розміщуються на невисоких основах (металевих чи залізобетонних). На території ВРП передбачається проїзди для можливості механізації монтажу і ремонту обладнання. Шини можуть бути гнучкими з багатопроволочних проводів чи жорстких труб. Перші кріпляться за допомогою підвісних ізоляторів на порталах, а другі – за допомогою опорних ізоляторів на залізобетонних чи металевих стійках. Використання жорсткої ошиновки дозволяє відмовитись від порталів і зменшити площу ВРП. Під силовими трансформаторами засипається

										Арк.
										78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

прошарок щебенем товщею не менше 25 см та передбачається стік масла в аварійних умовах в систему відводу стічних вод. Кабелі оперативних кіл, кіл управління, релейного захисту, автоматики прокладаються в лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення в ґрунт чи в металевих лотках, підвішених до конструкцій ВРП.

ВРП повинні бути огорожені, вони мають наступні переваги перед закритими розподільчими пристроями:

- малий об'єм будівельних робіт, оскільки необхідно лише підготувати площу, влаштування доріг, будівництво фундаментів і встановлення опор, завдяки чому зменшується час будівництва та ціна ВРП;
- легше виконати розширення та реконструкцію;
- всі апарати доступні для нагляду.

В той же час відкриті РП менш зручні в обслуговуванні при низьких температурах та при негодах, апарати на ВРП схильні до запилення, забрудненню і коливанням температури. Конструкції ВРП різноманітні і залежать від схеми електричних з'єднань, від типу вимикача, роз'єднувача і їх взаємного розміщення. Все частіше використовуються ВРП 35 кВ з блоків заводського виробництва. В таких РП все обладнання змонтоване на заводі і готовими блоками поставляється для монтажу. Наприклад, “Високовольтний союз” поставляє ВРП 35 кВ такого типу КТПБР-М-35, де представлені всі можливі схеми електричних з'єднань. Приклад такої ВРП зображено на рисунку 4.1.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						79
Зми.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

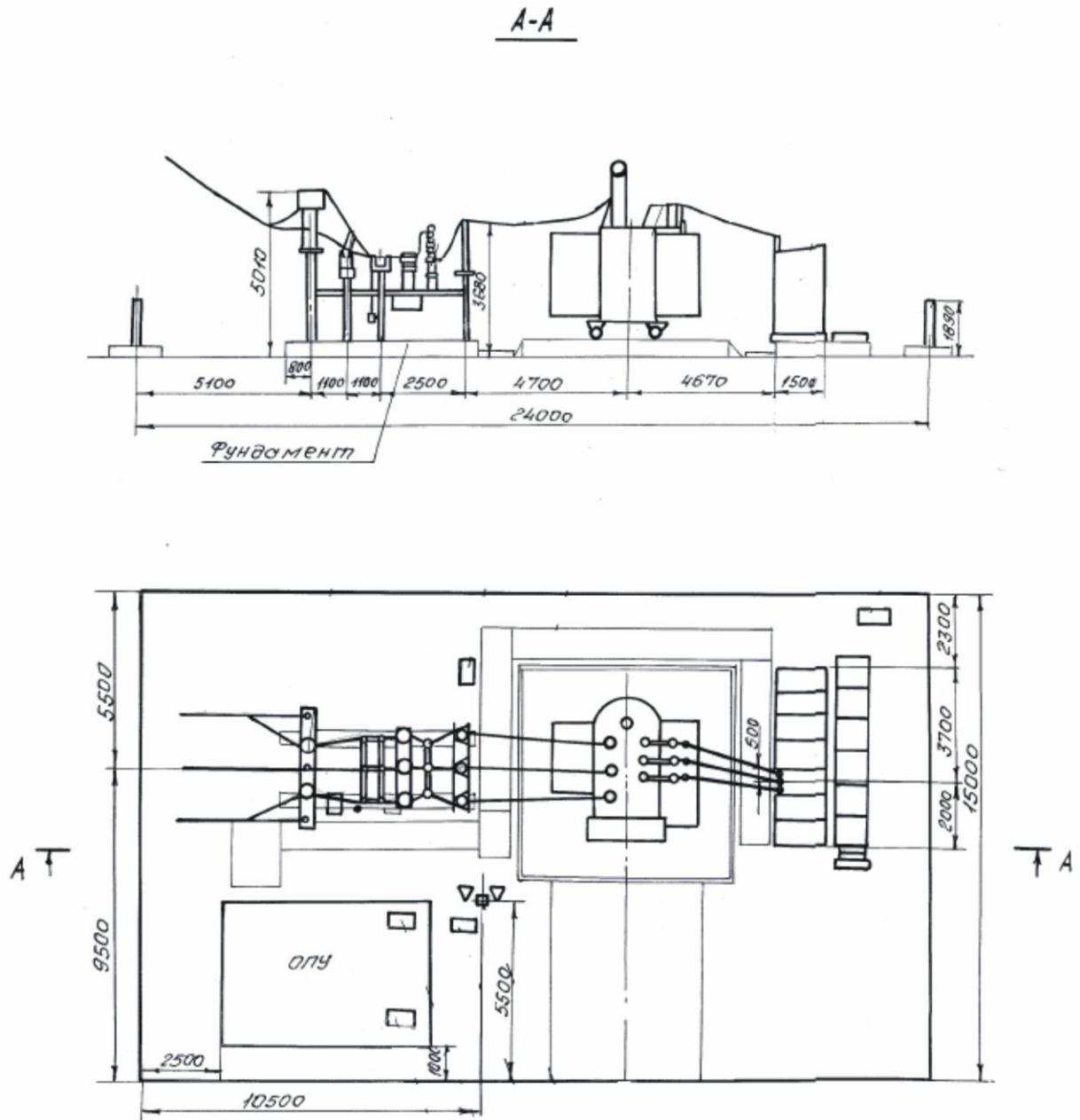


Рисунок 4.1 – Загальний вигляд КТПБР-М-35/10

Оскільки, існуюча ПС 35/10 кВ «Лукашівка» є РП відкритого типу, шини виготовлені з багатопроволочних проводів, які закріплені за допомогою підвісних ізоляторів на порталах, то всі необхідні ізолятори, шини, та інші необхідні матеріали виберемо згідно каталогу «Високовольтного союзу».

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.069.ПЗ

Арк.

80

5 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА РП 10 КВ

5.1 Загальні положення про релейний захист

Розподільні електричні мережі є собою важливою ланкою в системі виробництва, передачі та споживання електричної енергії. Велике значення для надійної роботи електромереж має правильне використання та настройка пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики (РЗА) в тому числі правильний вибір робочих параметрів спрацювання апаратури РЗА.

Релейний захист елементів розподільних мереж повинен відповідати вимогам [11], які висуваються до всіх пристроїв релейного захисту: швидкодія, селективність, надійність та чутливість.

Швидкодія релейного захисту має забезпечувати найменший можливий час відключення коротких замикань. Швидке відключення КЗ не лише обмежує область та ступінь пошкодження елемента, що захищається, але й забезпечує збереження безперебійної роботи непошкодженої частини енергосистеми, електростанції чи підстанції.

Селективною дією захисту називається така дія, при якій автоматично відключається лише пошкоджений елемент (трансформатор, лінія, електродвигун і т.п.).

Надійність функціонування релейного захисту передбачає надійне спрацювання пристрою при появі умов на спрацювання та надійне не спрацювання пристрою при їх відсутності.

Чутливістю релейного захисту називають його здатність реагувати на всі види пошкоджень та аварійних режимів, які можуть виникати в межах основної зони захисту та зони резервування. Оцінка чутливості основних типів релейного захисту має проводитися за допомогою коефіцієнтів чутливості. Визначення коефіцієнтів чутливості проводиться при найбільш несприятливих видах пошкодження, але для реально можливого режиму роботи електричної мережі. Всі короткі замикання при цьому розглядаються

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

як металічні, тобто не враховуються можливі перехідні опори в місці КЗ та опір електричної дуги [12].

Розрахунок релейного захисту полягає в виборі робочих параметрів спрацювання (робочих уставок) як окремих реле, так і комплектних пристроїв релейного захисту.

Захист від коротких замикань ліній 6 та 10кВ розподільних мереж здійснюється переважно за допомогою максимальних струмових захистів. Максимальний струмовий захист (МСЗ) – це захист, що реагує на збільшення струму. Основний елемент – максимальне реле струму. Розрахунок максимального струмового захисту полягає в виборі струму спрацювання захисту, струму спрацювання реле (для прийнятої схеми захисту і типу реле), часу спрацювання захисту (з незалежною характеристикою) або характеристики спрацювання струмових реле (для захисту з залежною характеристикою).

В якості пристрою, що забезпечує максимальний струмовий захист, приймається пристрій МРЗС-05 [13]. Це пристрій мікропроцесорного захисту, автоматики, контролю та управління приєднань 6-35 кВ. Максимальний струмовий захист в МРЗС-05 може бути в трьох виконаннях:

- трьохступеневий МСЗ з незалежною від струму витримкою часу;
- трьохступеневий МСЗ, де перша та третя ступінь з незалежною витримкою часу, а друга – залежна від струму;
- трьохступеневий МСЗ з можливістю блокувати кожен ступінь напругою.

Пристрій отримує живлення від постійної напруги оперативного струму 220 (+ 30, – 65) В.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2 Розрахунок максимального струмового захисту РП 10 кВ

Струм спрацювання МСЗ знаходимо за формулою із [11]:

$$I_{с.з.i} = k_n \cdot k_{сзн} \cdot I_{роб.мах i}, \quad (5.1)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, що забезпечує надійне не спрацювання захисту шляхом урахування похибки реле з необхідним запасом (1.1);

$k_{сзн}$ – коефіцієнт самозапуску (2,5).

Робочий максимальний струм в лінії згідно [12] можна визначити за формулою:

$$I_{роб.мах} = \frac{\sum S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (5.2)$$

де $\sum S_{тр}$ – сума потужностей всіх трансформаторів, що живляться від даної лінії;

U_n – номінальна напруга мережі.

Згідно формули 5.2 визначимо робочий максимальний струм в лінії Л-1 :

$$I_{роб.мах.л-1} = \frac{630 + 250 + 400 + 400 + 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 134 \text{ А},$$

для лінії Л-2:

$$I_{роб.мах.л-1} = \frac{630 + 250 + 400 + 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 110 \text{ А}.$$

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання захисту на лінії Л-1 знайдемо як:

$$I_{c.з.л1} = 1,1 \cdot 2,5 \cdot 134 = 368,5 \text{ А ,}$$

для лінії Л-2:

$$I_{c.з.л2} = 1,1 \cdot 2,5 \cdot 110 = 303 \text{ А.}$$

Визначимо струм спрацювання реле за формулою із [11]:

$$I_{c.p.i} = \frac{I_{c.з.i} k_{cx}^{(3)}}{n_{mi}}, \quad (5.3)$$

де n_{mi} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$k_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми (при з'єднанні вторинних обмоток трансформатора струму в зірку він дорівнює 1).

При розрахунку струму спрацювання реле захисту лінії попередньо приймаємо коефіцієнти трансформації трансформаторів струму

$$n_{т.л-1} \frac{400}{1} = 400, \quad n_{т.л-1} \frac{300}{1} = 300, \text{ тоді згідно формули (5.3):}$$

$$I_{c.p.л-1} = \frac{368,5 \cdot 1}{400} = 0,92 \text{ А;}$$

$$I_{c.p.л-2} = \frac{303 \cdot 1}{300} = 1,01 \text{ А.}$$

На реле може бути виконана уставка $I_{c.p.л-1} = 1,0 \text{ А}$, $I_{c.p.л-2} = 1,1 \text{ А}$.

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання захисту згідно вибраних уставок можна визначити:

$$I_{c.з.i} = \frac{I_{c.p.i} n m i}{k_{cx}^{(3)}}, \quad (5.4)$$

Підставивши числові значення у формулу (5,4) отримаємо:

$$I_{c.з.л-1} = \frac{1,0 \cdot 400}{1} = 400 \text{ А};$$

$$I_{c.з.л-2} = \frac{1,1 \cdot 300}{1} = 330 \text{ А}.$$

Струм спрацювання захисту секційного вимикача виберемо з урахуванням струмів навантаження по формулі:

$$I_{c.з} \geq k_{н.п.} \left[(n \cdot I_{c.з.попер})_{max} + \sum_{I}^{N-n} I_{роб. max(N-n)} \right], \quad (5.5)$$

де $k_{н.п.}$ – коефіцієнт надійності узгодження (1.11);

$(n \cdot I_{c.з.попер})_{max}$ – найбільший з добутків числа (n) паралельно працюючих елементів (попередніх) та струму спрацювання їх захистів;

$\sum_{I}^{N-n} I_{роб. max(N-n)}$ – сума максимальних робочих струмів всіх попередніх елементів підстанції, за виключенням тих, з захистами яких проводиться погодження.

Підставивши числові значення у формулу (5.5) отримаємо:

$$I_{c.з.св} = 1,11 \cdot (400 + 110) = 566,1 \text{ А}.$$

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Прийmemo коефіцієнт трансформації трансформатора струму рівний:

$$n_{m.cв} = \frac{600}{1} = 600.$$

Струм спрацювання реле згідно формули (5.3) складе:

$$I_{c.p.cв} = \frac{566,1 \cdot 1}{600} = 0,94 \text{ А.}$$

На реле може бути виконана уставка $I_{c.p.cв}=1 \text{ А}$, тоді за формулою (5.4) струм спрацювання захисту складе:

$$I_{c.z.cв} = \frac{1 \cdot 600}{1} = 600 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту на ввідних вимикачах згідно формули (5.1) становить:

$$I_{c.z.вв} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 202 = 556 \text{ А.}$$

Прийmemo коефіцієнт трансформації трансформатора струму рівний:

$$n_{m.cв} = \frac{600}{1} = 600.$$

Струм спрацювання реле згідно формули (5.3) складе:

$$I_{c.p.cв} = \frac{556 \cdot 1}{600} = 0,93 \text{ А.}$$

На реле може бути виконана уставка $I_{c.p.cв}=1 \text{ А}$, тоді за формулою (5.4) струм спрацювання захисту складе:

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.з.св} = \frac{1 \cdot 600}{1} = 600 \text{ А.}$$

Побудуємо карту селективності для МСЗ з незалежною від струму витримкою часу, прийнявши ступінь селективності між захистом ліній – 0,5с.

Час спрацювання захисту на Л-1 та Л-2 (рисунок РЗ) приймають рівним 0,5 с, тоді час спрацювання захисту, що захищає шини 10 кВ складе з урахуванням ступені селективності 1с, а час спрацювання захисту вводів складе 1,5 с.

Для захистів ліній та вводів передбачене однократне АПВ. Час спрацювання однократного АПВ вибирається по такій умові [12]:

$$t_{АПВ} \geq t_{2.в} + t_{зан}, \quad (5.6)$$

де $t_{2.в}$ – час готовності вимикача (для ВВ/ТЕЛ становить 0,3 с [14]);

$t_{зан}$ – час запасу (приймається рівним 0,5 с).

Як правило час спрацювання однократного АПВ приймається рівним 3 – 5 с, саме за цей час в лінії найвірогідніше самоусунення нестійкого КЗ [12]. Оскільки умова (5.6) виконується, то приймаємо час спрацювання однократного АПВ рівним 3 с.

Для захисту трансформаторів напруги буде використаний запобіжник типу ПКТ з номінальним струмом 5 А, а для захисту трансформаторів власних потреб запобіжник типу ПКТ з номінальним струмом 16 А[11].

					МР.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1 Охорона праці в енергетиці

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини у процесі трудової діяльності.

Робота з охорони праці на енергетичних об'єктах повинна проводитись згідно з "Кодексом законів України про працю", Законом України "Про охорону праці" та іншими нормативними актами. На кожному енергетичному об'єкті, в кожному структурному підрозділі і на робочому місці повинні бути створені умови праці, які відповідають вимогам нормативних актів, а також забезпечене дотримання прав працівників, гарантованих законодавством про охорону праці.

Вся робота з охорони праці повинна бути направлена на створення системи організаційних заходів і технічних засобів, які призначені для попередження дії на працівників небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Експлуатація обладнання, будівель і споруд повинна відповідати вимогам нормативних актів про охорону праці.

Засоби захисту, інструмент, який використовується при обслуговуванні та ремонті обладнання, повинен своєчасно оглядатися та випробуватись у відповідності до діючих нормативних актів про охорону праці.

На енергетичних об'єктах повинні бути розроблені та затверджені інструкції про охорону праці для всіх робітників виробничих професій (електрозварювальники, лаборанти), а також на окремі види робіт (роботи на висоті, монтажні, ремонтні та ін) згідно з вимогами нормативних актів.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На енергетичних об'єктах, у відповідності до нормативних актів, повинні організовуватись лікувально-профілактичне обстеження персоналу:

первинні, при влаштуванні на роботу і періодичні медичний, профілактичний наркологічний огляд працівників певних категорій;

професійний відбір для визначення анатомо-фізіологічної і психологічної придатності до безпечного виконання робіт (окремих видів і операцій);

медичний огляд водіїв транспортних засобів перед виїздом;

лікувально-профілактичне харчування і санітарно побутове обслуговування.

Кожний працівник повинен знати і виконувати вимоги безпеки праці, які відносяться до обладнання, що обслуговується та організація праці на робочому місці.

На кожному енергетичному об'єкті повинна бути створена служба охорони праці, розроблене і затверджене "Положення про систему управління охороною праці, повинна використовуватись нарядна система організації робіт. На підприємствах з кількістю робітників менше 50 функції служби охорони праці можуть виконувати, в порядку поєднання, працівники з відповідною підготовкою.

Управління роботою з охорони праці і персональна відповідальність за неї лягає на керівника (роботодавця) енергетичного об'єкта.

Керівники та посадові особи енергетичних об'єктів повинні забезпечувати проведення організаційних і технічних заходів для створення безпечних і здорових умов праці на робочих місцях, у виробничих приміщеннях і на території, яка належить енергетичному об'єкту, контролювати їх відповідність діючим вимогам безпечної і виробничої санітарії, а також своєчасно організовувати навчання, перевірку знань, інструктаж персоналу за дотриманням ним вимог з охорони праці.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

При неможливості усунути дію на персонал шкідливих і небезпечних факторів, керівники і посадові особи повинні забезпечувати персона засобами індивідуального захисту.

У випадку виникнення пожерів, аварійних ситуацій та інших порушень в роботі обладнання, персонал енергетичного об'єкта і командирований іншими підприємствами та організаціями персонал повинен прийняти заходи для усунення аварії, пожежі, виконати необхідні захисні заходи і в разі небезпеки для здоров'я чи життя, покинути робоче місце.

При виконанні будівельно-монтажних, налагоджувальних, ремонтних робіт на одному й тому ж обладнанні чи споруді енергетичного об'єкта одночасно декількома організаціями згідно договорів з енергетичним об'єктом, керівництво об'єкта згідно з керівництвом підрядних організацій повинно розробляти спільний графік робіт і план погоджених заходів з охорони праці.

Відповідальність за виконання вказаного плану заходів на своїх ділянках, за відповідність кваліфікації персоналу і виконання ним вимог охорони праці і пожежної безпеки несуть відповіді керівники.

Кожен нещасний випадок, а також будь-які порушення вимог безпеки праці, які б могли призвести до нещасного випадку чи аварії, повинні ретельно розслідуватись, визначені причини і винуватці їх виникнення та прийняті заходи для попередження повторного виникнення

На кожному енергетичному об'єкті повинен бути створений кабінет охорони праці для проведення організаційної і методичної роботи по навчанню, проведенню інструктажів і перевірці знань робітників з питань охорони праці і пожежної безпеки.

Увесь персонал повинен бути практично навчений способам надання першої долі карської допомоги потерпілим безпосередньо на місці події [15].

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6.2 Охорона праці на підстанції 35/10 кВ

На підстанції 35/10 кВ мають місце наступні види небезпеки, які загрожують життю і здоров'ю обслуговуючого персоналу:

- дія електричного струму;
- виникнення пожеж;
- травматизм, під час роботи з приводами комутаційних апаратів;
- небезпека, яка виникає під час роботи з трансформаторним маслом.

Для того, щоб усунути або зменшити дію шкідливих чинників забезпечити безпечні умови роботи в електроустановках проводяться такі організаційні і технічні заходи. До організаційних заходів відносяться:

- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видача дозволу на підготовку робочого місця і на допуск;
- підготовка робочого місця і допуск до роботи;
- нагляд під час проведення робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі і її закінчення.

До технічних заходів відносяться:

- вивішування заборонних плакатів на приводах ручного і ключах дистанційного керування комутаційної апаратури;
- приєднання до «землі» переносних заземлень;
- перевірка відсутності напруги на струмоведучих частинах, які необхідно заземлити;
- установка заземлень безпосередньо після перевірки відсутності напруги і вивішування плакатів «Заземлено» на приводах комутаційних апаратів;
- огорожа, у разі потреби, робочих місць або струмоведучих частин, які залишаються під напругою, і вивішування на огорожі плакатів безпеки.

Охорона праці при експлуатації трансформаторної підстанції 35/10 кВ і лінії електропередач напругою 0,4-350 кВ забезпечується ухваленням всіх

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

практичних рішень в строгій відповідності [11] виконання вимог яких забезпечує безпечне виробництво робіт, попередження виробничого травматизму, професійних захворювань, пожеж і вибухів.

Для кожного трансформатора передбачений під'їзд шириною 4,5 м. Для запобігання розтікання масла і розповсюдження пожежі при пошкодженнях трансформаторів передбачені приймачі масла, які виступають за трансформатор на 1 м об'ємом до 25 тонн масла.

При виконанні робіт, які можуть привести до відключення вторинної обмотки трансформатора струму, її необхідно закоротити. Роботи у вторинних колах виконуються інструментом з ізольованими рукоятками. Двері приміщень електроустановок повинні бути закритими на замок. Ключі повинні зберігатися у чергового персоналу. Роботи в діючих електроустановках повинні проводитися по нарядах або розпорядженнях. Капітальний ремонт електроустановок повинен виконуватися по технологічним картам. Необхідно працювати в спеціальному одязі. При появі загрози потрапити під дію електричного струму всі роботи в електроустановках необхідно припинити. Персонал повинен бути укомплектований захисними засобами, спецодягом, медичними аптечками.

6.3 Оперативний персонал та особливі вимоги до нього

6.3.1 Загальні положення

На посаду електрика з обслуговування підстанцій (надалі – електрик) приймаються особи не молодше 18-ти років, які пройшли медичний огляд, вступний і первинний інструктажі, навчання на робочому місці згідно з програмою навчання, затвердженою головним інженером, і які здали екзамен з охорони праці та технології робіт.

Результати перевірки знань заносяться в журнал, а електрику видається посвідчення, яке він повинен мати при собі, знаходячись на зміні.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Допуск до самостійного чергування електромонтера проводиться після психофізичного відбору, проведення тренування, проходження дублювання на робочому місці на протязі не менше 6-ти робочих змін під керівництвом досвідченого працівника, проведення 2-х протиаварійних тренувань, розпорядженням по підприємству.

Електромонтер щорічно здає екзамен з охорони праці та пожежної безпеки і один раз в три роки з технології робіт.

Електромонтер один раз на місяць проходить повторні інструктажі з записом в журналі інструктажів та власним підписом.

Електромонтер один раз на 2 роки проходить періодичний наркологічний та медичний огляди.

Електромонтер зобов'язаний виконувати правила трудового розпорядку, затверджені колективною угодою.

Робочим місцем електромонтера є щит управління підстанції, обладнаний засобами зв'язку та відповідною сигналізацією.

Електромонтер працює по затвердженому графіку. Зміни в графіку допускаються тільки з дозволу керівництва служби ПС.

Не дозволяється розпивання горілчаних напоїв чи вживання наркотичних речовин на роботі, а також знаходження на робочому місці в стані алкогольного чи наркотичного сп'яніння.

Палити дозволяється тільки в спеціально відведених для цього місцях.

Небезпечними та шкідливими виробничими факторами для електромонтера можуть бути: напруженість електричного поля більше 5 кВ/м; наявність крокової напруги; електричний струм; електрична дуга; електрична напруга більше 12 В; висота; енергетичні масла; пари кислот та лугів при обслуговуванні акумуляторних батарей; підвищена чи понижена температура навколишнього повітря; наявність трубопроводів, арматури і ємностей, які знаходяться під підвищеним тиском; несправний інструмент, пристрої чи несправні захисні засоби; падіння предметів з висоти.

При знаходженні на території ВРП необхідно користуватись захисним

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ШОЛОМОМ.

При виконанні оглядів обладнання електромонтер зобов'язаний рухатися по маршруту, який розроблено з урахуванням результатів атестації робочих місць і позначеному на території ВРП.

Для забезпечення пожежо- і вибухобезпеки електромонтер повинен слідкувати за справним станом засобів пожежегасіння і їх комплектацією згідно переліку, не користуватись відкритим полум'ям і не розводити вогнищ на території підстанції.

Всі паливно-мастильні матеріали повинні зберігатись в спеціальному приміщенні в зачиненій тарі.

При виявленні несправності роботи обладнання потрібно негайно повідомити про це ЧД і діяти надалі згідно інструкцій чи під керівництвом ЧД.

Під час чергування електромонтер повинен додержуватися правил особистої гігієни.

Електромонтер повинен вміти надавати першу допомогу при ураженні електричним струмом, переломах, ударах, обмороженні, опіках, кровотечах та ін.

Невиконання інструкції з охорони праці є порушенням трудової дисципліни. Особи, які порушили вимоги інструкції, несуть відповідальність в дисциплінарному чи кримінальному порядку в залежності від характеру та наслідків порушень.

6.3.2 Вимоги безпеки перед початком роботи

При прийманні зміни електромонтер повинен особистим оглядом та опитуванням електромонтера, що здає зміну, перевірити стан та справність обладнання, ознайомитися з режимом роботи установок, в'яснити, які роботи виконуються, місця установлених заземлень, перевірити та прийняти інструмент, матеріали, ключі від приміщень, захисні засоби, оперативну документацію.

Огляд обладнання повинен виконуватися в спецодязі.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Під час огляду звернути увагу на справність огорожі, освітлювальних приладів, сигналізації, засобів зв'язку, стан та чистоту території.

Після огляду ознайомитись з записами і розпорядженнями, занесеними в оперативний журнал після свого попереднього чергування.

Приймання зміни фіксується в оперативному журналі з підписом електрика, що здає зміну і електрика, що приймає зміну.

6.3.3 Вимоги безпеки під час виконання робіт

Під час чергування електрик повинен виконувати періодичні огляди обладнання. При цьому забороняється відкривати двері огорожі та проходити за огорожі, бар'єри в устаткуванні понад 1000 В.

Забороняється виконання будь-якої роботи під час огляду.

Забороняється в електроустановках наближення людей, механізмів та вантажопідіймальних машин до неогороджених струмоведучих частин, що перебувають під напругою, на відстань менше зазначеної в таблиці 6.1:

Таблиця 6.1 – Мінімальні відстані до струмоведучих частин

Напруга, кВ	Відстань від людини у будь-якому можливому її положенні та інструментів і пристосувань, що використовуються нею,	Відстань від механізмів і вантажопідіймальних машин у робочому і транспортному положеннях до струмоведучих частин, м
до 1 (на ПЛ)	0,6	1,0
до 1 (в решті електроустановок)	Не нормується (без дотику)	1,0
6..35	0,6	1,0
110	1,0	1,5

При виконанні робіт на висоті 1,3 м і більше від землі потрібно застосовувати запобіжний пояс.

Електромонтер повинен пам'ятати, що після зникання напруги вона може бути подана знову без попередження.

В електроустановках 6-35 кВ забороняється наближатись до місця замикання на землю на відстань менше 4м в ЗРУ та менше 8 м у ВРУ та на ПЛ. Наближення до місця замикання на землю в цих електроустановках допускається тільки для знімання напруги та звільнення людей, які потрапили під напругу. У цьому разі потрібно користуватись електрозахисними засобами.

Виключати та включати роз'єднувачі, відокремлювачі і вимикачі понад 1000 В з ручним приводом необхідно в діелектричних рукавичках.

Знімати та встановлювати запобіжники необхідно при знятій напрузі. Під напругою, але без навантаження, допускається знімати та встановлювати запобіжники на приєднаннях, в схемі яких відсутні комутаційні апарати, що дозволяють зняти напругу. Під напругою та під навантаженням допускається замінювати запобіжники у вторинних колах, мережах освітлення та запобіжники трансформаторів напруги.

При зніманні та встановленні запобіжників під напругою необхідно користуватись: в електроустановках понад 1000 В – ізолювальними кліщами (штангою) із застосуванням діелектричних рукавичок та захисних окулярів (масок); в електроустановках до 1000 В – ізолювальними кліщами чи діелектричними рукавичками . Роботу слід виконувати із застосуванням захисних окулярів (масок).

При проведенні перемикачів необхідно бути уважним і не відволікатись. Необхідно контролювати кожну операцію по бланку перемикачів, нерегламентовані перерви в процесі перемикачів не допускаються.

Перед проведенням перемикачів роз'єднувачами чи відокремлювачами необхідно уважно оглянути цілісність ізоляторів. При виявленні сколів, тріщин операції проводити забороняється.

Забороняється в процесі виконання перемикачів проводити примусове

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

деблокування улаштувань блокування.

Під час підготовки робочого місця необхідно перевіряти на місці можливість безпечного виконання робіт, додержання допустимих відстаней до струмоведучих частин.

Готувати робоче місце необхідно із застосуванням всіх застережних заходів. Для підвішування каната огорожі робочого місця дозволяється користуватись конструкціями, які не включені в зону робочого місця.

Перевіряти відсутність напруги необхідно показчиком напруги, справність якого перед застосуванням встановлюється шляхом наближення показчика в робочому положенні до струмоведучих частин, які знаходяться під напругою.

Користуватись показчиком напруги в електроустановках понад 1000 В необхідно в діелектричних рукавичках.

Заземлення встановлюються на струмоведучі частини після перевірки відсутності напруги.

Встановлення та знімання переносних заземлень в електроустановках понад 1000 В слід здійснювати ізолювальною штангою із застосуванням діелектричних рукавичок, а в електроустановках до 1000 В достатньо застосування діелектричних рукавичок.

Закріплювати затискачі приєднаних переносних заземлень необхідно цією самою штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром здійснюється тільки на вимкнених струмоведучих частинах, з яких знято залишковий заряд шляхом попереднього їх заземлення. Заземлення зі струмоведучих частин слід знімати тільки після приєднання мегомметра.

При вимірюванні мегомметром опору ізоляції струмоведучих частин з'єднувальні проводи слід приєднувати до них з допомогою ізолювальних тримачів (штанг). В електроустановках понад 1000 В, крім того, необхідно користуватись діелектричними рукавичками.

При відбиранні газу з газового реле силового трансформатора

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

підніматись на кришку трансформатора, який знаходиться під напругою, забороняється.

При заміні ламп приладів освітлення необхідно користуватись тільки штатними драбинками.

Забороняється доторкатися без застосування електрозахисних засобів до ізоляторів обладнання, яке знаходиться під напругою.

При наближенні грози всі роботи на ПЛ, ВРП, і ЗРП необхідно припинити.

Для перевірки відсутності напруги в електроустановках до 1000 В застосування контрольних ламп забороняється.

Під час виконання робіт переставляти огорожу, знімати плакати забороняється.

Забороняється в електроустановках підстанцій 6–110 кВ при роботі біля неогороджених струмоведучих частин розміщуватись так, щоб ці частини знаходились позаду або з обох боків.

Перед закінченням чергування необхідно обійти робочі місця, територію підстанції, перевірити режим роботи устаткування, справність засобів автоматики і сигналізацію, перевірити цілісність пожежного інвентарю, комплектність засобів захисту, пристосувань і інструменту.

6.3.4 Вимоги безпеки після закінчення робіт

Електромонтеру, який приймає зміну, необхідно надати повну інформацію про всі неполадки і дефекти в роботі устаткування. Отримати від вищестоячого оперативного працівника дозвіл на передачу зміни і зробити записи в оперативному журналі.

Після закінчення зміни необхідно переодягнутись. Спецодяг повинен зберігатися в спеціальній шафі.

					МП.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6.3.5 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

Всі зміни, які виникли в роботі обладнання підстанції, які можуть створити загрозу його пошкодження чи створюють загрозу для обслуговуючого персоналу, є аварійними ситуаціями.

При виникненні аварійної ситуації електромонтер зобов'язаний повідомити про це вищестоящому оперативному працівнику і прийняти заходи до локалізації аварійної ситуації.

При нещасних випадках необхідно: для звільнення потерпілого від дії електричного струму напруга повинна бути знята негайно без попереднього дозволу; винести потерпілого в безпечне місце та надати першу (долікарняну) допомогу, визвати швидку допомогу і звістити керівництво та диспетчера; зберегти на робочому місці ті обставини, під час яких виник нещасний випадок, якщо це не загрожує життю людей.

6.4 Вимоги до робітників, що мають III групу з електробезпеки

Для отримання групи III з електробезпеки робітники повинні:

- мати чітке уявлення про небезпеку, що пов'язана з роботою в електроустановках;
- знати і застосовувати на практиці правила ПБЕЕ та інші правила та інші правила безпеки в об'ємі, що стосуються виконуваних робіт;
- знати принцип улаштування і роботу електроустановок;
- вміти практично надавати першу медичну допомогу потерпілим при нещасних випадках;
- необхідно знати компоновку електрообладнання і вміти організувати безпечні умови праці.

Електромонтер з групою III по електробезпеці в електроустановках до 1000 В може бути призначений допускаючим. Допускаючий відповідає за:

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- правильність та повноту прийнятих мір безпеки відповідно до їх характеру та місць роботи, що вказані в наряді;
- правильність допуску до роботи;
- за повноту і якість проведення їм інструктажу.

Електромонтер з групою III може бути призначений керівником робіт в установках до 1000 В. Керівник робіт відповідає за:

- виконання заходів безпеки, які передбачені нарядом чи розпорядженням та їх повноту;
- чіткість і повноту інструктажу членів бригади;
- наявність, справність і правильність використання необхідних заходів захисту, інструменту, інвентарю;
- збереження на робочому місці заземлень, огорож, знаків і плакатів безпеки;
- організацію та безпеку проведення і виконання вимог правил ПБЕЕ.

В електроустановках до 1000 В, які розміщені в приміщеннях без підвищеної небезпеки у відношення ураження людей електричним струмом, робітник з групою III, який має право бути керівником робіт, може працювати самостійно.

У випадку, коли керівник робіт суміщає обов'язки допускаючого, підготовку робочого місця він може виконувати з одним із членів бригади з групою III.

Електромонтер може бути призначеним наглядаючим для надзору за бригадами робітників, які не мають право самостійно працювати в електроустановках. Наглядаючий відповідає за:

- безпеку членів бригади від ураження електричним струмом в електроустановках;
- відповідність готовності робочого місця згідно наряду;
- наявність і збереження встановлених на робочому місці огорож, плакатів і знаків безпеки.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електромонтер з групою ІІІ може бути членом бригади і працювати під напругою в установках крім робіт на ПЛІ (виконувати роботи під потенціалом). До складу бригади на кожного члена з групою ІІІ дозволяється включати робітника з групою І, за якого він несе відповідальність, але загальна кількість працівників з групою І не повинна перевищувати трьох чоловік.

Члени бригади з групою ІІІ можуть вільно виходити з РП і повертатися на робоче місце, члени бригади І,ІІ повинні залишати робоче місце тільки у супроводі члена бригади з групою ІІІ.

Електромонтер з групою ІІІ може виконувати всі роботи за розпорядженням в усіх електроустановках крім роботи з вимірювальними кліщами в установках вище 1000 В та вимірювати напругу на валу і опір ізоляції ротора працюючого генератора.

Одному робітнику з групою ІІІ дозволяється в електроустановках електростанцій та підстанцій (без оформлення розпорядження) в порядку текучої експлуатації виконувати такі роботи:

- благоустрій територій ВРП, косіння трави, розчистка від снігу доріг і проходів;
- ремонт і обслуговування пристроїв провідного радіо і телефонного зв'язку, який розміщено поза камерами РП на висоті не більше 2,5 м;
- відновлювати надписи на кожухах обладнання та огорожах поза камерами РП;
- наглядати за сушінням трансформаторів, генераторів та іншого обладнання;
- обслуговування маслоочисних та іншої допоміжної апаратури при очищенні та сушінні масла;
- роботи на електричних двигунах та механічної частини вентиляторів, масляних трансформаторів, компресорів;
- перевірку повітряних очисних фільтрів і заміну сорбентів у них;

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- зняття показів електричних лічильників та інших вимірювальних приладів;
- заміну ламп, ремонт та обслуговування освітлюваної апаратури на висоті до 2,5 м, які розміщені поза камерами РП;
- прибирання приміщень в установках вище 1000 В, де струмоведучі частини огорожені, а також в приміщенні щитів управління і релейного захисту;
- в електроустановках до 1000 В проводити вимірювання напруги.

Робітник з групою III може виконувати такі роботи на ПЛ:

- має право підніматися на опору та виконувати всі види робіт до її верху;
- огляд ПЛ в легкопрохідних місцях при сприятливій погоді;
- відновлення постійних позначень на опорах;
- замір габаритів кутомірними приладами;
- фарбування бандажів на опорах;
- інструментальні заміри дефектних опор;
- при виконанні робіт на відключених ланцюгах багатоковолової ПЛ з горизонтальним розміщенням кіл на опорах, необхідно вивішувати червоні прапорці з боку кіл, які залишилися під напругою. Прапорці вивішуються на висоті від 2 до 3 метрів від рівня землі керівником робіт з членом бригади групою III.

До робіт на струмоведучих частинах електроустановок під наведеною напругою необхідно допускати робітників, які пройшли навчання методам безпечного проведення таких робіт з перевіркою знань, записаних в посвідченні про надання права проведення таких робіт. Члени бригади робіт під наведеною напругою повинні мати групу 3 електробезпеки [16].

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6.5 Розрахунок контуру заземлення підстанції 35/10 кВ

«Лукашівка»

Захисне заземлення – навмисне з'єднання із землею металевих частин обладнання, яке не знаходиться під напругою в звичайних умовах, але яке може опинитись під напругою внаслідок порушення ізоляції електроустановки [17].

Принцип дії захисного заземлення – зниження до безпечного значень напруги дотику і кроку, обумовленого «пробоем на корпус». Це досягається шляхом зменшення потенціалу заземлюючого обладнання, тобто опору заземлення, а також шляхом вирівнювання потенціалу за рахунок підйому потенціалу підставки, на якій знаходиться людина, до потенціалу, близького по величині до потенціалу заземленого обладнання. Залежно від місця розміщення заземлювача щодо заземлюючого обладнання розрізняють два типи заземлюючих пристроїв: виносне і контурне.

Виносний заземлюючий пристрій характеризується тим, що заземлювач його винесений за межі майданчика, на якому розміщено заземлююче обладнання, або зосереджений на деякій частині цього майданчика. Тому виносне заземлення називають також зосередженим. Перевагою цього типу заземлення є можливість вибору місця розміщення електродів з найменшим опором ґрунту.

Контурний заземлюючий пристрій характеризується тим, що його одиночні заземлювачі розміщуються по контуру (периметру) майданчика, на якому знаходиться обладнання, що заземляється, а також усередині цього майданчика. Часто одиночні заземлювачі розподіляються по всьому майданчику рівномірно, і тому контурне заземлення називається також розподіленим. Безпека при контурному заземленні забезпечується за рахунок вирівнювання потенціалу на території, що захищається до такої величини, щоб максимальні значення напруги дотику і кроку не перевищували допустимих значень. Це досягається шляхом відповідного розміщення одиночних

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

заземлювачів на території, що захищається. Розрізняють заземлювачі штучні, призначені виключно для заземлення, і природний – що знаходяться в землі металеві предмети іншого призначення.

Для штучних заземлювачів застосовуються звичайно вертикальні і горизонтальні електроди. В якості вертикальних електродів використовуються сталеві труби діаметром 3-5 см і кутова сталь розміром від 40x40 до 60x60 мм завдовжки 2,5-3 м. Останніми роками знаходять застосування сталеві прутки діаметром 10-12 мм і завдовжки до 10 м. Для зв'язку вертикальних електродів застосовується смугова сталь перетином не менше 4x12 мм або сталь круглого перетину діаметром не менше 6 мм. Розміщення електродів проводиться відповідно до проекту. При цьому заземлювачі не слід розміщувати поблизу гарячих трубопроводів і інших об'єктів, що викликають висихання ґрунту, а також в місцях, де можливе стікання в ґрунт нафти, масла і т.п. Для установки вертикальних заземлювачів заздалегідь риють траншею глибиною 0,7-0,8 м, після чого проводиться забивання труб або уголків за допомогою механізмів. Сталеві стержні діаметром 10-12 мм завдовжки 4 м вкручуються в землю за допомогою спеціального пристосування, а більш довгі заглиблюються вібраторами. Як природні заземлювачі можуть використовуватись: прокладені в землі водопровідні і інші металеві трубопроводи, за винятком трубопроводів горючих рідин, горючих або вибухонебезпечних газів, а також трубопроводів покритих ізоляцією для захисту від корозії; труби артезіанських колодязів, свердловин, шурфів і т.п.; металеві конструкції і арматура залізобетонних конструкцій будівель і споруд, мають з'єднання із землею; свинцеві оболонки кабелів, прокладених в землі.

На підстанції 35/10 кВ «Лукашівка» існує заземлюючий контур, тому необхідно визначити опір цього заземлювача і порівняти з допустимим. Заземлюючий контур виконаний у вигляді горизонтальної сітки з дванадцятьма вертикальними електродами. Вертикальні електроди виготовлені з круглої сталі діаметром 12 мм завдовжки 3 м, які на глибині

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

0,5 м від поверхні вбиваються в землю. У якості горизонтального електрода використовується стальна пластина 40х4 мм, яка розміщується в землі на глибині 0,5 м і з'єднує вертикальні електроди. Додатково виконується заземлення для ЗРП, з двох вертикальних електродів із круглої сталі діаметром 12 мм, з'єднаних між собою та приєднаних до існуючого заземлення стальною пластиною 40х4 мм.

Згідно [11] для установок вище 1000 В та у випадку, коли до заземлення буде приєднуватись обладнання нижче 1000 В, опір заземлювача повинен бути $R_z \leq 4$ Ом.

Розрахуємо опір контуру заземлення підстанції за формулою [16]:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l} \right), \quad (6.1)$$

де L – сумарна довжина усіх горизонтальних заземлюючих електродів;

n – кількість вертикальних електродів;

l – довжина вертикальних електродів;

S – площа, що зайнята заземлювачем;

ρ – розрахункове значення питомого опору ґрунту становить 39,095 Ом·м ;

A – коефіцієнт, який визначається по значенню $\frac{l}{\sqrt{S}}$ [16]

(дорівнює 0,345).

Загальна довжина горизонтальних електродів підстанції становить $L=178,5$ м.

Кількість вертикальних електродів довжиною 3 м становить $n=14$ шт.

Площа, яку займає заземлювач становить $S=494,8$ м².

Згідно формули (6.1) опір заземлювача становить:

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						105
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R = 39,095 \cdot \left(\frac{0,345}{\sqrt{494,8}} + \frac{1}{178,5 + 14 \cdot 3} \right) = 0,8 \text{ Ом.}$$

Як видно, розрахований опір заземлюючого пристрою підстанції менше допустимих 4-х Ом , тому можна зробити висновок, що вибраний контур заземлення підходить для захисного заземлення даної підстанції.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7 ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ РЕКОНСТРУКЦІ ПІДСТАНЦІ

7.1 Загальні положення

Для обґрунтування техніко-економічних показників буде використовуватись "Методика визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергосистеми та електричні мережі" (далі - Методика). Дана підгалузєва Методика опрацьована на підставі "Загальних методичних положень визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику" (ГКД 340.000.001-95), затверджених Міненерго України наказом №1ПС від 23.02.96 за узгодженням з Мінекономіки та Держкоммістобудування України.

Основним показником інвестицій коштів в енергетику є економічна ефективність. Тому перш ніж проводити інвестування необхідно визначити економічну ефективність капітальних вкладень у розвиток енергосистем та електричних мереж, у тому числі:

- визначення загальної (абсолютної) ефективності капітальних вкладень у нове будівництво, розширення та реконструкцію об'єктів електричних мереж (ліній електропередачі та підстанцій);
- техніко-економічного обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту об'єкта електричних мереж та його елементів;
- вибору стратегії розвитку енергосистем та електричних мереж і варіантів схем енергопостачання окремих районів, міст та вузлів;
- встановлення економічно доцільної черговості будівництва (ранжування) об'єктів електричних мереж;
- обґрунтування кредитів, у т.ч. в іноземних валютах;
- оцінки ефективності капітальних вкладень в заходи з енергозбереження, захисту навколишнього середовища і т.д.;

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- техніко-економічного обґрунтування типових та нормативних рішень в сфері розвитку енергосистем та будівництва електричних мереж.

В основу визначення ефективності інвестицій покладено уявлення про те, що початково вкладений в спорудження об'єкту капітал повинен забезпечувати:

- покриття всіх поточних витрат на обслуговування та ремонт, виплату податків, погашення кредиту, виплату дивідендів і інших платежів, а також компенсацію втрати альтернативного доходу від збереження витрачених на інвестиції грошей у банку (приховані витрати);
- отримання чистого прибутку, який може бути спрямовано на поширене відтворення, тобто спорудження без залучення зовнішніх джерел фінансування нових об'єктів –реінвестиції;

Всі об'єкти електричних мереж, ефективність будівництва яких визначається або порівнюється, повинні відповідати чинним нормативним документам, у т.ч. вимогам до охорони навколишнього середовища та надійності електропостачання.

Пряме врахування надійності електропостачання рекомендується при порівнянні різних заходів, що передбачаються для забезпечення заданого споживачем рівня надійності, а також при обґрунтуванні економічної доцільності підвищення надійності (міри резервування) понад нормативні вимоги.

У випадку, коли фінансування будівництва об'єктів електричних мереж, які призначені для електропостачання промислових, транспортних підприємств і т.д., передбачається в складі проектів цих споживачів, абсолютна ефективність визначається для капітальних вкладень у проект в цілому. Вибір оптимального варіанту об'єкту електричних мереж виконується в таких випадках на основі аналізу їх порівняльної ефективності.

При порівнянні ефективності декількох варіантів об'єкту електричних мереж всі економічні показники повинні визначатися за однаковими джерелами в цінах одного рівня.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Економічний результат капітальних вкладень в електричні мережі складається з доходу, отриманого від транспорту електроенергії (частка загальних надходжень від реалізації, що припадає на електричні мережі), а також від скорочення затрат, зумовлених зменшенням втрат електроенергії, підвищенням надійності електропостачання споживачів, зниженням експлуатаційних витрат.

У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є позитивне значення ефекту:

$$C - P - Z > 0, \quad (7.1)$$

де C – економічний ефект (прибуток);

P – результати (дохід);

Z – щорічні та одноразові затрати.

На підставі поняття економічного ефекту (7.1) побудована система показників та критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень, що діляться на інтегральні та елементарні. Інтегральні показники враховують сумарні дисконтовані (приведені до року, який передуює початкові будівництва) доходи та затрати за весь розрахунковий період, елементарні - за окремі його роки (без дисконтування).

До інтегральних показників належать:

- інтегральний дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект);
- внутрішня норма рентабельності;
- період повернення капіталу;
- рентабельність з доходів.

До елементарних показників належать:

- рентабельність інвестицій (проста норма прибутку);
- термін окупності інвестицій [18].

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7.2 Розрахункова частина

Порівнюються три варіанти електропостачання споживачів ТОВ «Земля і Воля»:

- 1) при нарузі 35 кВ, шляхом реконструкції підстанції (встановлення додатково ще одного трансформатора потужністю 2,5 МВ·А);
- 2) при нарузі 35 кВ, шляхом реконструкції підстанції (встановлення одного трансформатора потужністю 4,0 МВ·А);
- 3) при нарузі 35 кВ, шляхом спорудження нової двох трансформаторної підстанції ПС 35/10 кВ потужністю 2х4,0 МВ·А .

Втрати ΔW (млн.кВт·год) для варіантів, що розглядаються складають:

- 1 – варіант 0,23;
- 2 – варіант 0,29;
- 3 – варіант 0,25.

У всіх варіантах тривалість будівництва становить один рік.

Навантаження споживача дорівнює 2,974 МВт ($T_{\max}=2500$ год.).

Середній тариф на вході в мережу 35 кВ, $C_{\text{вх}}=4,05$ ц/кВт·год.

Так само, на виході, $C_{\text{вих}}=5,0$ ц/кВт·год.

Податок на прибуток $p=30\%$.

Оскільки будівництво електричної мережі триває не більше одного року, а доходи залишаються незмінними, для визначення ефективності капітальних вкладень можна застосовувати елементарні критерії, оперуючи з річними показниками роботи. Визначимо які необхідно зробити капітальні вкладення K для кожного варіанту електропостачання. Всі дані зведені в таблицю 7.1.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.1 – Розрахунок капітальних вкладень, тис дол.

Найменування затрат	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
	Кількість	Вартість	Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Підстанції						
ПС–35/10 кВ; 2х4 МВ·А	–	–	–	–	1	300
Трансформатор потужністю 2,5 МВ·А	1	46	–	–	–	–
Трансформатор потужністю 4,0 МВ·А	–	–	1	53	–	–
Розширення ВРП, та обладнання, що встановлюється		60	–	–	–	–
Розширення РУ-10 кВ, комірок	–	–	2	10	–	–
Спорудження РП-10 кВ, комірок	4	40	–	–	–	–
Всього капіталовкладень, <i>К</i>		146		63		300
Вартість замінюваного обладнання на ПС, що реконструюється						
Початкова вартість трансформатора ТМ – 2,5 МВ·А, <i>К₀</i>	–	–	1	46	1	46
Так само – залишкова вартість (30% зносу), <i>Л</i>	–	–	1	32,2	1	32,2
Початкова вартість РП – 10 кВ		10	–	–		10
Так само – залишкова вартість (30% зносу), <i>Л</i>		7	–	–		7
Всього кап. вкладень (з відрахуванням залишкової вартості), <i>К-Л</i>		139		30,8		260,8

Необхідно визначити щорічні витрати для кожного з варіантів, які будуть складатись із витрати на технічне обслуговування і ремонт (V_e), амортизаційних відрахувань (A_p), втрат електроенергії ($V_{втр}$)

Таблиця 7.2 – Розрахунок щорічних витрат

Найменування	Варіанти		
	1	2	3
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, V_e : для ПС–35 /10 кВ 2,4% від K	3,5	1,2	7,2
Амортизаційні відрахування, A_p : для ПС – 35/10 кВ 3,6% від K	5,3	2,3	10,8
Вартість втрат електроенергії $V_{втр}$: $V_{втр}=10\Delta W \cdot C_{ex}$	9,32	13,05	10,13
Загальні втрати V складають	18,12	16,55	28,13

Визначимо показники ефективності інвестування для кожного з варіантів електропостачання. Розрахунок буде проведений у вигляді таблиці, куди і будуть занесені всі розрахункові дані (таблиця 7.3)

Таблиця 7.3 – Розрахунок показників ефективності

Показники	Варіанти		
	1	2	3
Доход $D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}})$, тис.дол	70,0	70,0	70,0
Балансовий прибуток $Pб = D - B$, тис.дол	51,9	53,5	41,9
Податок на прибуток $Hп = Pб \cdot p$, тис.дол	15,6	16,0	12,6
Поточний річний чистий прибуток $P_{пт} = Pб - Hп$ тис.дол	36,3	47,5	29,3
Інтегральний ефект $P_{дс} = \frac{P_{пт} + A_{пт}}{E} \cdot (K - L)$, тис.дол	138,3	269,0	6,5
Рентабельність інвестицій $Ri = \frac{P_{пт} + A_{пт} + Л}{K}$	0,33	1,3	0,26
Строк окупності $T_{ок} = \frac{1}{Ri}$, років	3,0	0,8	3,8

Як витікає з наведених даних, усі варіанти електропостачання є ефективними, оптимальним за значенням $P_{дс}$ є другий варіант. Проте, для споживачів другої категорії, які будуть житись від реконструйованої підстанції, необхідно мати два окремих джерела живлення. Отже, другий варіант хоча і ефективний але з точки зору надійності він не задовольняє споживачів. З двох варіантів, що залишились більш ефективним є перший варіант, який також відповідає всім вимогам живлення споживачів другої категорії.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській роботі представлений варіант реконструкції підстанції 35/10кВ «Лукашівка», який у порівнянні із іншими варіантами забезпечує вимоги якісного та надійного постачання електроенергії споживачам. Для живлення споживачів ТОВ «Земля і Воля» на підстанції 35/10кВ «Лукашівка» за розробкою даного проекту необхідно встановити ще один трансформатор потужністю 2,5 МВ·А. В роботі була проаналізована кон'юнктура ринку електрообладнання та за даними розрахунків було вибрано найсучасніше обладнання для підстанції. Для захисту підстанції від ненормальних режимів був проведений вибір сучасного релейного захисту на базі мікропроцесорних реле, за допомогою якого за всіма параметрами мережі можна стежити за допомогою персонального комп'ютера. Були проаналізовані всі небезпечні фактори, які можуть впливати на працівників, що обслуговують дану підстанцію підстанції та зазначені всі заходи для уникнення цих небезпечних факторів.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						114
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

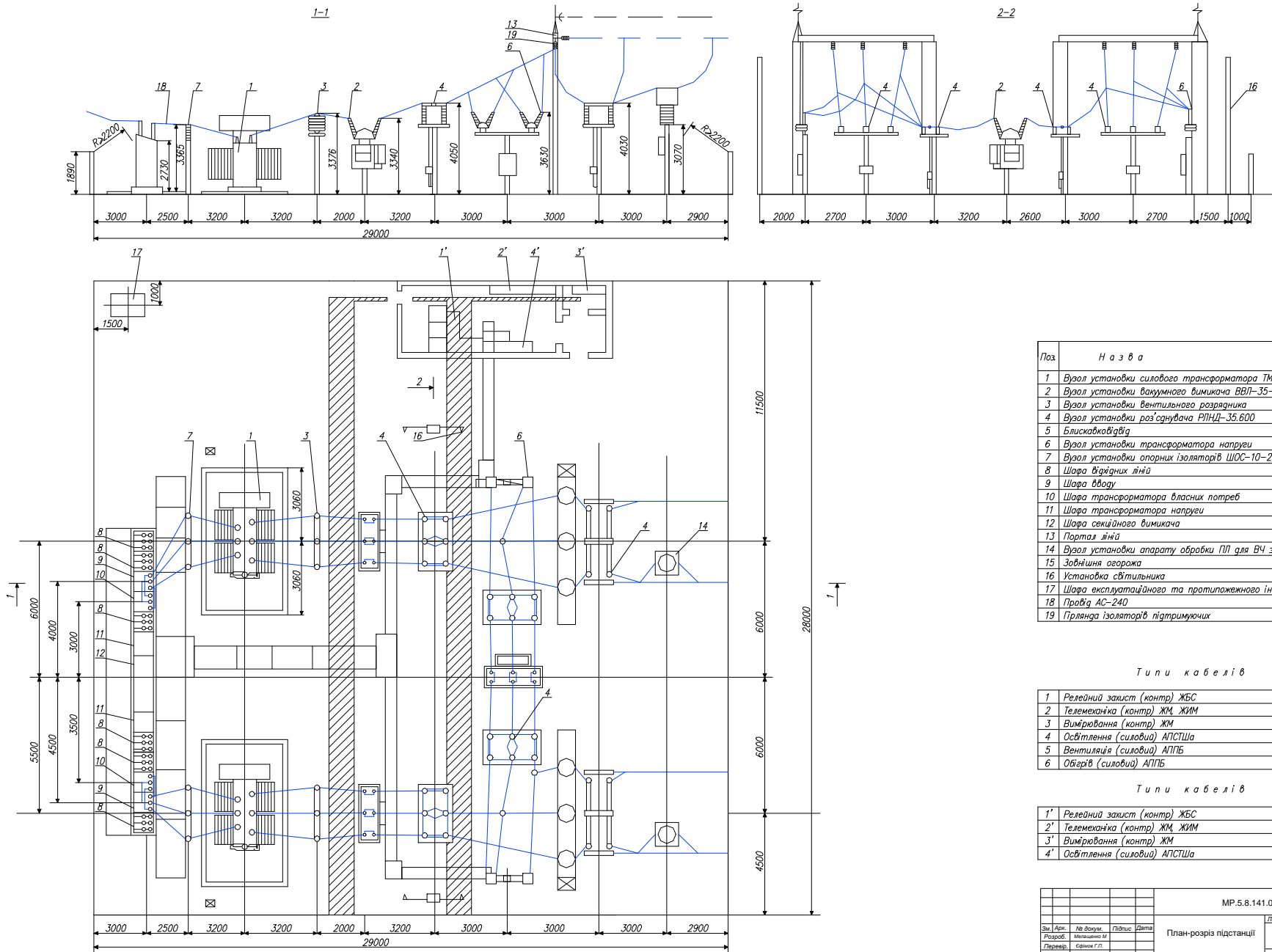
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. Москва: Сельэнергопроект, 1981 – 109с.
2. Боровиков В.А., Косарев В.К., Хотод Г.А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для техникумов. М.: Энергия, 1968.–356 с.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352.
4. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. – Чернигов: ЧГТУ, 2005. – 341с.
5. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
6. <http://www.rzva.ua>.
7. <http://www.zva.zp.ua>.
8. Методичні вказівки з вибору обмежувачів перенапруг нелінійних виробництва підприємства «Таврида Електрик» для електричних мереж 6-35 кВ.
9. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях. Методичні вказівки для студентів спеціальності 6.090600 «Електричні системи та мережі». / Укл.: Буйний Р.О., Ананьєв В.М., Тисленко В.В. – Чернігів: ЧДТУ, 2004 – 70с.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
						115
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Таврида Электрик Украина. Комплектные распределительные устройства серии TEL.
11. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. –640 с.
12. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-ие изд., перероб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
13. <http://www.kievpribor.com.ua>.
14. Таврида Электрик Украина. Выключатели вакуумные серии TEL.
15. ГДК 34.20.507–2003. Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила.
16. Правила безопасной эксплуатации электроустановок. – К.: Форт,1998.– 135 с.
17. Долин П.А. Основы техники безопасности в электрических установках. – М.: Энергоатомиздат, 1970. – 356 с.
18. ГДК 340.000.002–97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику.

					MP.5.8.141.069.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		116



Поз	Назва	К-сть/Прим.
1	Вузол установки силового трансформатора ТМИ	2
2	Вузол установки вакуумного выключателя ВВЛ-35-31543	3
3	Вузол установки вентильного разрядника	2
4	Вузол установки раз'єднувача РПНД-35.600	6
5	Блисковий в'їзд	2
6	Вузол установки трансформатора напруги	2
7	Вузол установки опорних ізоляторів ШОС-10-200	2
8	Шафа в'їздних л'їн	5
9	Шафа вводу	1
10	Шафа трансформатора власних потреб	2
11	Шафа трансформатора напруги	2
12	Шафа секційного выключача	1
13	Портаз л'їни	2
14	Вузол установки апарату обробки ПЛ для ВЧ зв'язку	2
15	Зовнішня огорожа	1
16	Установка світильника	
17	Шафа експлуатаційного та протиложежного інвент.	1
18	Провід АС-240	250
19	Прялянд ізоляторів підтримуючих	6

Типи кабелів

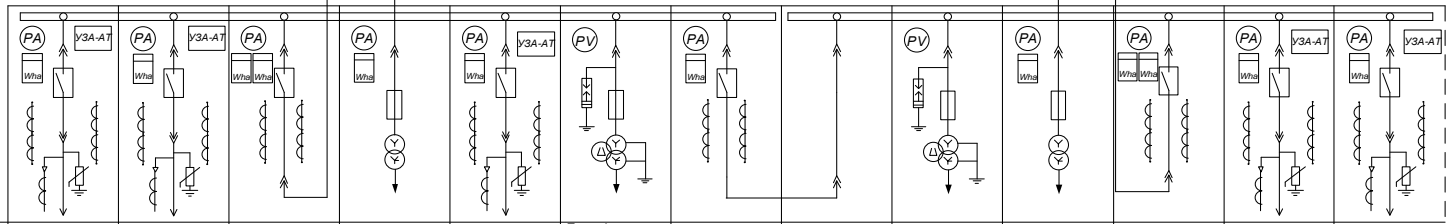
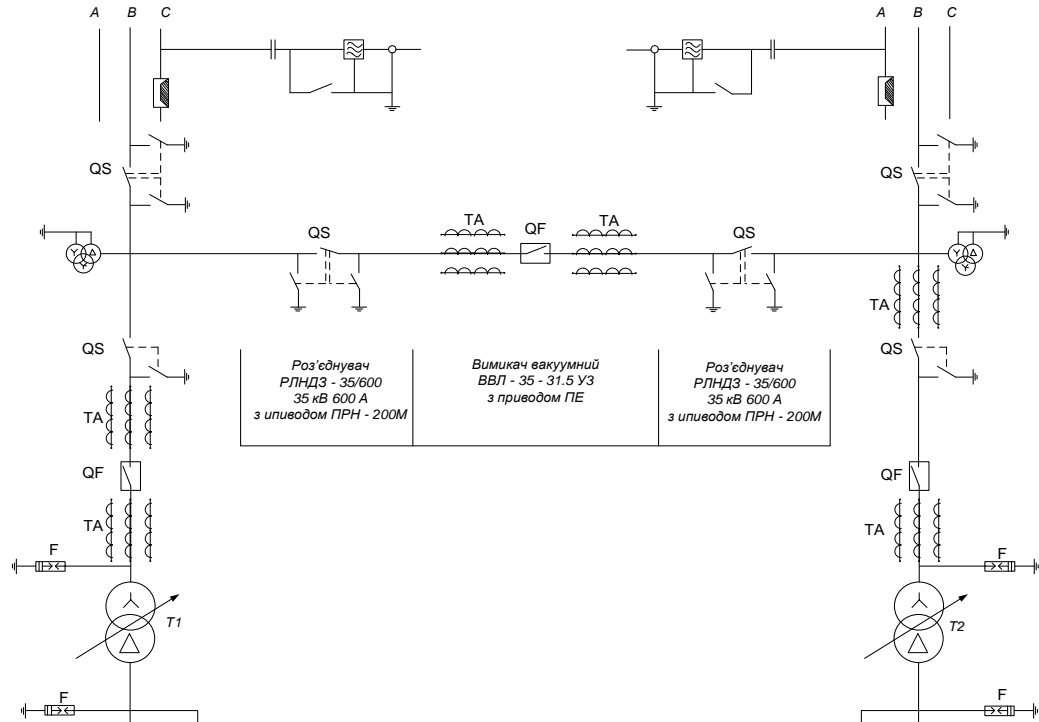
1	Релейний захист (контр) ЖБС
2	Телемеханіка (контр) ЖМ, ЖИМ
3	Вимірювання (контр) ЖМ
4	Освітлення (силовий) АПСТШа
5	Вентиляція (силовий) АПІБ
6	Обгрів (силовий) АПІБ

Типи кабелів

1'	Релейний захист (контр) ЖБС
2'	Телемеханіка (контр) ЖМ, ЖИМ
3'	Вимірювання (контр) ЖМ
4'	Освітлення (силовий) АПСТШа

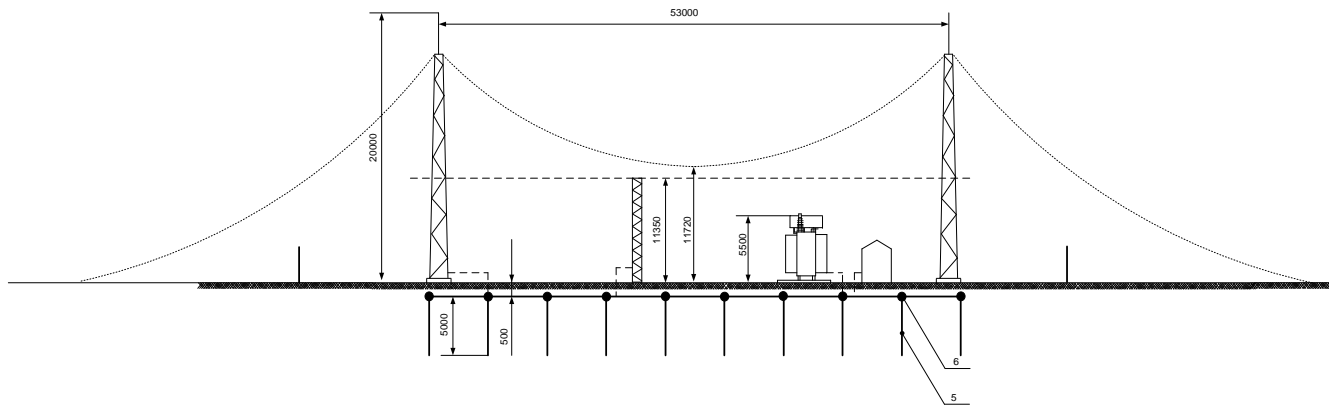
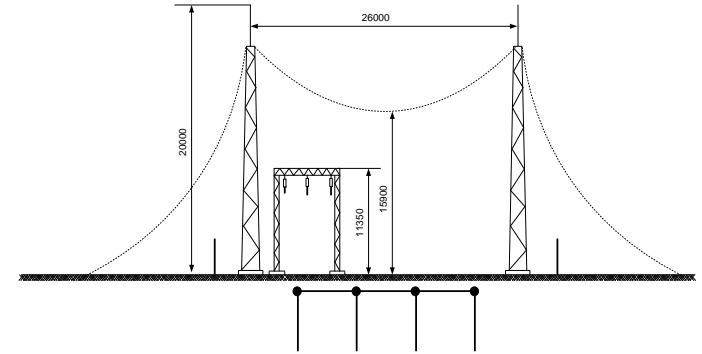
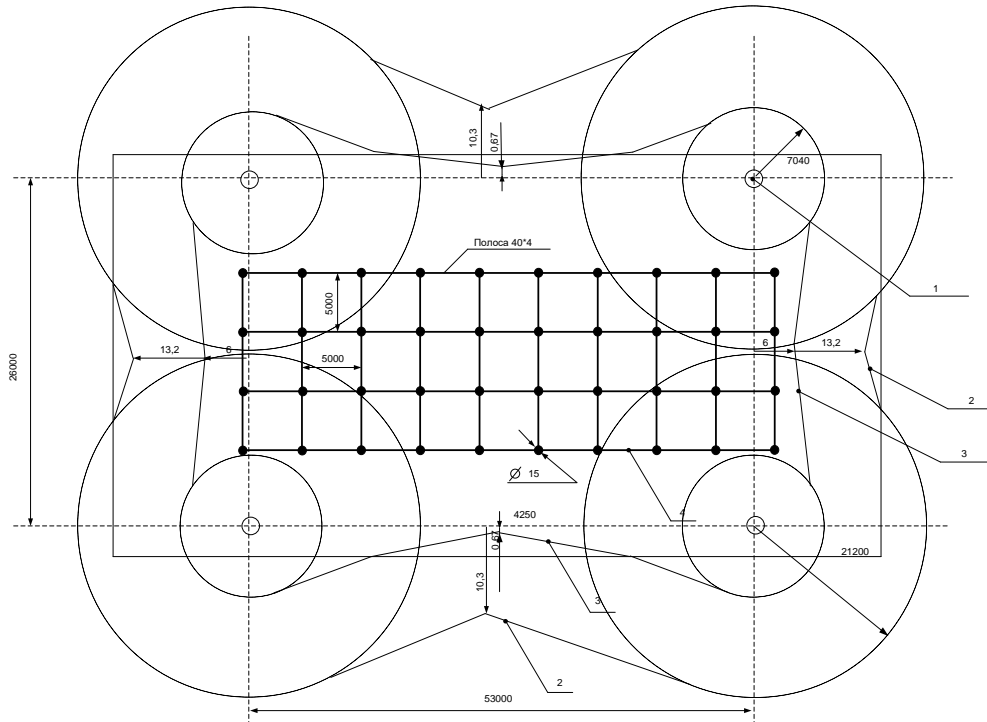
MR.5.8.141.069.ГЧ				Листопад	Місяць	Місяць
Зам. Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	План-розріз підстанції		
Розроб.	Міжвідомство М					
Перевір.	Служба ГТЗ			Аркуш 3	Аркуш 4	
Т.Холостий				СУМ ДУ		
Н.Корнєв				Етмдн-91п		
Зав. кінф	Робочий листок Л					
Зам.						

ПЛ - 35 кВ
Обладнання ВЧ зв'язку
Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 35 кВ 600 А з илвюдом ПРН - 200М
Трансформатор напруги НОМ - 35
Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 35 кВ 600 А з илвюдом ПРН - 200М
Вимикач вакуумний ВВЛ - 35 - 31.5 УЗ з приводом ПЕ
Розрядник РВС - 35
Трансформатор силовий ТМН - 1600/35
Розрядник РВО - 10



Апаратура	Призначення	ПЛ - 1	ПЛ - 2	Ввод 10 кВ	Трансформатор власних потреб	ПЛ - 3	Трансформатор напруги	Секційний вимикач	Трансформатор напруги	Трансформатор власних потреб	Ввод 10 кВ	Резерв	Резерв
	Номер шафи	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номер схеми первинних з'єднань	011	011	021	052	011	042	032	042	052	021	011	011	
Номер схеми вторинних з'єднань	ВК - III - 13	ВК - III - 13	ВК - III - 21	ВК - III - 51	ВК - III - 13	ВК - III - 45	ВК - III - 32	ВК - III - 45	ВК - III - 51	ВК - III - 21	ВК - III - 13	ВК - III - 13	
Вимикач	ВВ/TEL - 10	ВВ/TEL - 10	ВВ/TEL - 10	-	ВВ/TEL - 10	-	ВВ/TEL - 10	-	-	ВВ/TEL - 10	ВВ/TEL - 10	ВВ/TEL - 10	
Привід електрично-механічний	ПЕ	ПЕ	ПЕ	-	ПЕ	-	ПЕ	-	-	ПЕ	ПЕ	ПЕ	
Трансформатор	ТЛК - 10	ТЛК - 10	ТПОЛ - 10	ТМ - 25/10	ТЛК - 10	НТМІ - 10	ТЛК - 10	НТМІ - 10	ТМ - 160/10	ТПОЛ - 10	ТЛК - 10	ТЛК - 10	
	0,5р 25р	0,5р 40р	0,5р 600р	-	0,5р 150р	-	0,5р 200р	-	-	0,5р 800р	0,5р 300р	0,5р 300р	
Запобіжник				ПКТ - 10		ПКТ - 10		ПКТ - 10	ПКТ - 10				
Розрядник	ОПН	ОПН			ОПН	РВО - 10		РВО - 10			ОПН	ОПН	

MP.5.8.141.069.ГЧ			
Зм. Арх.	№ докум.	Підпис	Дата
Розроб.	Мещеряков М.В.		
Перевір.	Єфімова Г.П.		
Н.контр.			
Затверд.	Льбедінський		
Схема електричних з'єднань підстанції			
Літера	Масштаб	Місця	
Т	1:1000		
Лист 2		Листів 4	
СУМ ДУ ЕТМОН-91п			



Обозначение	Примечание
1	Стержневой молниеотвод
2	Линия защиты оборудования на высоте 5.5 м
3	Линия защиты оборудования на высоте 11.35 м
4	Схема заземлителя
5	Вертикальный заземлитель
6	Неразборное соединение

					MP.5.8.141.069.ГЧ		
Имя	Лист	Ак. Докум.	Подпись	Дата	Грозозащита оборудования ОРУ-35/10кВ. Схема заземляющего устройства.		
Разработал	М.И.Щадинов						
Утвердил	С.В.С.Г.Л.						
Контроль							
Начальник					Реконструкция		
Утвердил	Л.В.В.В.В.В.В.				подстанции 35/10кВ		
					Лист	Масса	Масштаб
					4		1:1
					Сум ДУЕТмдн-91п		

Розрахунок струму спрацювання МСЗ

$$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot K_{C.3.Д.}}{K_B} \cdot I_{P.МАКС}$$

Робочий максимальний струм

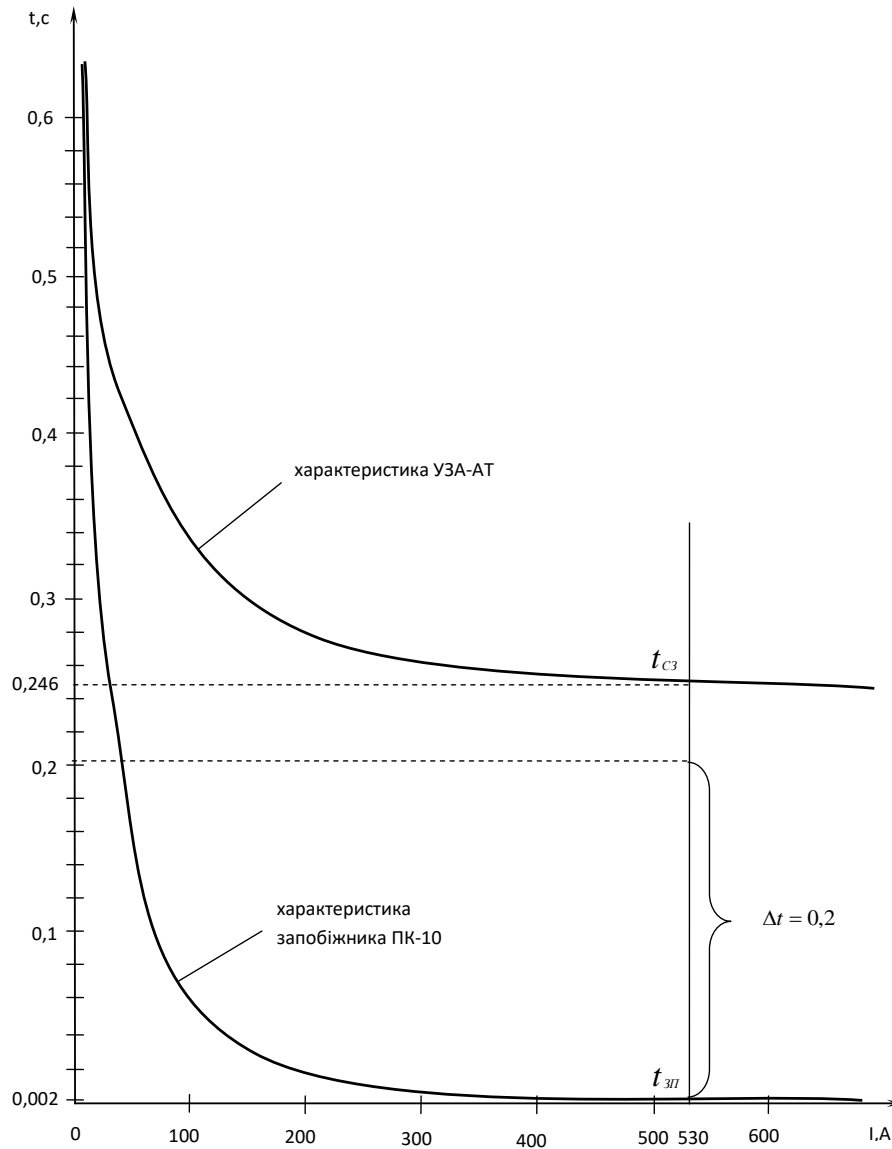
$$I_{P.МАКС} = \frac{P_D (P_{ВЕЧ})}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

Струм спрацювання реле

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.}}{n_{T.T}} \cdot K_{C.X}$$

Уточнене значення струму спрацювання захисту:

$$I'_{C.3.} = \frac{I_{УСТ} \cdot n_{T.T}}{K_{C.X}}$$



				МР.5.8.141.069.ГЧ			
Зм. Арк.	№ Форм.	Підпис	Дата	Розрахунок релейного захисту	Листа	Маса	Масштаб
Розроб.	Модифікація				7		
Перевір.	Безпечення Г.П.				Лист 4		Листів 4
І.Контр.					Сум ДУ, ЕТМДН-91П		
Ватерп.	Робочий						