

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:

**” Проект реконструкції КРУН-10кВ ПСТ « Промислова-4»
с. Мала Дівиця Прилуцького району Чернігівської області”**

Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Виконав студент гр. ЕТмдн-91п

_____ Росюк О.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

Росюк Олександр Валерійовичу

Тема магістерської роботи: "Проект реконструкції КРУН-10кВ ПСТ «Промислова-4» с. Мала Дівиця Прилуцького району Чернігівської області"

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.Схема мережі 10 кВ в зоні РТП 35/10 кВ.
2. Схема електрична з'єднань підстанції 35/10 кВ.
3. План-розріз РТП 35/10 кВ.
4. Схема підключення МРЗС.

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 _____ Росюк О.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 _____ Росюк О.В.

(підпис)

Керівник роботи _____ Єфімов Г.П.

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 101, рис. 10, табл. 17, кресл. 4.

Бібліографічний опис "Проект реконструкції КРУН-10кВ ПСТ «Промислова-4»с. Мала Дівиця Прилуцького району Чернігівської області"[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка /Росюк О.В.ст.викладач керівник Г.П.Єфімов - Суми: СумДУ, 2020. - 101 с

Об'єкт дослідження – підстанція «Промислова-4» 35/10 кВ, яка розміщена на півдні Чернігівської області в селищі Мала Дівиця.

У магістерській роботі проаналізовано параметри і режими навантаження трансформаторної підстанції 35/10 кВ. Виконано модернізацію шаф відхідних ліній розподільного пристрою 10 кВ шляхом заміни масляних вимикачів на вакуумні. Вибрано інше електрообладнання цих шаф. Запропоновано захід забезпечення надійності електропостачання шляхом застосування автоматичного шунтування фази на підстанції. Обґрунтовано спосіб зниження втрат електричної енергії в мережах шляхом компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ районної трансформаторної підстанції.

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.

	стор
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОНИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	9
1.1 Особливості електропостачання споживачів сільськогосподарської зони	9
1.2 Характеристика електричних мереж РП	13
1.3 Вихідні умови на реконструкцію підстанції	14
1.4 Пропускна здатність повітряної лінії напругою 35 кВ	20
РОЗДІЛ 2 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ	22
2.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі підстанції	22
2.2 Вибір електрообладнання підстанції	22
РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПРИЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ	35
3.1 Вибірковий захист при однофазних замиканнях на землю	35
РОЗДІЛ 4 ЕКСПЛУАТАЦІЙНА НАДІЙНІСТЬ МЕРЕЖІ 10 КВ	43
4.1 Замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю	43
4.2 Виявлення однофазних замикань на землю	46
4.3 Компенсація струмів замикання на землю	49
4.4 Автоматичне шунтування фази на підстанції 35/10 кВ	50
4.5 Захист трансформаторів напруги від ферорезонансних процесів у електричних мережах	57
4.6 Ввод в експлуатацію нерезонуючого трансформатора напруги	62
5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	74
6. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	83
ВИСНОВОК.....	93
ЛІТЕРАТУРА.....	96
ДОДАТКИ.....	98

					MP.5.8.141.085.ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>РосюкО.В</i>				Реконструкція КРУН- 10кВ підстанції « Промислова-4»	<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Єфімов Г.П.</i>						6	101
<i>Реценз.</i>						СУМ ДУ ЕТмдн-91п		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Єфімов Г.П.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

ВСТУП

Не зважаючи на тимчасові негаразди в державі, що породжені перехідним періодом в політичному та соціально-економічному становленні держави, ми розуміємо що розвиток промисловості, сільського господарства і науково-технічного прогресу не можливо уявити без розвитку базової галузі індустрії – електроенергетики.

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

Після деякого спаду знову починає зростати споживання електроенергії, так як більшість реформованих господарств починають працювати по новому, впроваджуючи нові, більш економічні і ефективні технології. У зв'язку з цим зростають вимоги до енергетики, якості електроенергії, безперебійності постачання споживачам.

Але окрім цього необхідно приділяти належну увагу підвищенню ефективності роботи систем електропостачання, зокрема зниженню втрат електроенергії в електромережах.

Потужність споживачів в народному господарстві постійно зростає. в зв'язку з цим в електроенергетиці необхідно створювати нормативні резерви для необхідного електропостачання господарств. З цією метою, а також для підвищення економічної ефективності електропостачання передбачено використання нового обладнання, модернізувати застарілі, фізично і морально зношені апарати.

Електропостачання сільського господарства порівняно з електропостачанням промисловості і міст має свої особливості, котрі в своїй більшості ускладнюють режими роботи електричних мереж. Головна з них – необхідність підводити електроенергію до великого числа порівняно

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

малопотужних споживачів. В результаті цього протяжність мереж на одиницю потужності набагато більше, ніж в інших галузях народного господарства, що негативно впливає на надійність електропостачання, якість електроенергії, особливо відхилення напруги у віддалених споживачів, та надмірні втрати напруги в таких мережах.

Із сказаного вище видно, що від раціонального вирішення проблеми електропостачання сільського господарства залежить економічна ефективність застосування електроенергії. Тому основним завданням електропостачання сільського господарства є доведення вартості електроенергії до мінімальної. Цього необхідно добиватися при дотриманні всіх вимог, правил і норм якості електроенергії.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОНИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Особливості електропостачання споживачів сільськогосподарської зони

Споживачі сільськогосподарського призначення живляться за традиційною схемою: “Повітряна лінія електропередачі 35...110 кВ - районна трансформаторна підстанція 35/10 кВ (110/10 кВ, 110/35/10 кВ) - розподільчі мережі 10 кВ - споживчі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ - споживчі мережі 0,22...0,38 кВ

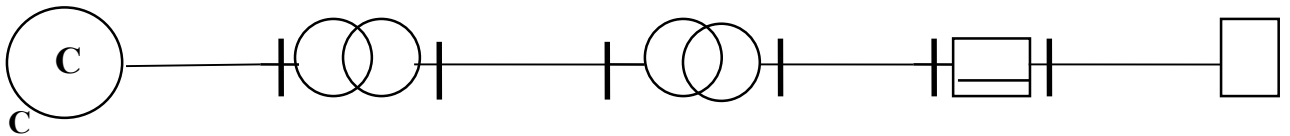


Рис. 1.1. Постачання споживачів від енергосистеми

В порівнянні з електропостачання промислових підприємств і міст електропостачання сільськогосподарських споживачів має ряд особливостей.

Велика розосередженість сільськогосподарських споживачів.

Загальна площа України складає 603 тисячі км², що на 10 % перевищує площу території Франції. Велика кількість колишніх колективних та державних сільськогосподарських підприємств (9168 колгоспів і 1678 радгоспів) реформувались в більшу кількість дрібніших фермерських господарств. Це призвело до зростання кількості і зменшення одиничної потужності сільськогосподарських споживачів електроенергії.

В зв'язку з такою великою кількістю споживачів електричної енергії, розосереджених на великій території, для їх електропостачання необхідна Велика кількість районних і споживчих трансформаторних підстанцій.

П					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
1						9
Змч.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На сьогодні в Україні знаходиться в експлуатації 722 тис. км ліній електропередачі напругою 110-35-10-0,38 кВ, в тому числі:

- ліній електропередачі 110-35 кВ - 61,6 тис. км;
- ліній електропередачі 6-10 кВ - 299,6 тис. км;
- ліній електропередачі 0,38 кВ - 360,8 тис. км.

Загальна кількість підстанцій 35-110 кВ сільськогосподарського призначення складає 3551 штук сумарною потужністю 26682 тис. кВ·А, в тому числі:

- двохтрансформаторних - 2070 підстанцій, або 58% від їх загальної кількості;
- таких, що мають резервне живлення - 2591 підстанція, або 73% від їх загальної кількості;
- таких, що мають телесигналізацію - 1472 підстанції, або 41% від їх загальної кількості.

Кількість приєднань 6-10 кВ сільськогосподарського призначення складає 18712 штук, в тому числі:

- протяжністю до 25 км - 15507 штук, або 83% від загальної кількості;
- обладнаних АПВ - 16575 штук, або 88% від загальної кількості;
- таких, що мають резервне живлення - 16401 штуку, або 88% від їх загальної кількості.

На балансі обласних енергокомпаній знаходиться 141460 трансформаторних підстанцій напругою 6-10/0,4 кВ, потужністю 19960 тис. кВ·А, в тому числі:

- комплектних (КТП) - 126978 штук, або 90% від їх загальної кількості;
- закритих (ЗТП) - 7791 штука, або 5,5%;
- щоглових (МТП) - 6691 штука, або 4,5%.

Як видно з наведених даних, основна частина розподільних мереж приходить на напругу 10 і 0,38 кВ, і приблизно 70% всіх затрат на

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електропостачання сільськогосподарських споживачів складають затрати на розподільні мережі 10 і 0,38 кВ.

В процесі розвитку електричних мереж в сільських регіонах споруджувались районні підстанції спрощеного типу (без вимикачів на стороні вищої напруги), а також одотрансформаторні районні підстанції. Споживчі трансформаторні підстанції, як правило, виконувались комплектними і щогловими.

Можливість застосування таких підстанцій обумовлена невеликими потужностями встановлюваних трансформаторів - на районних підстанціях в основному до 2500 кВА, на споживчих ТП - до 250 кВА.

В зв'язку з великими затратами на розподільні лінії вони, як правило, виконуються повітряними. Кабельні лінії для електропостачання сільськогосподарських споживачів широкого застосування не отримали - їх доля від загальної довжини повітряних ліній не перевищує 0,5%.

Високовольтні розподільні мережі в сільськогосподарських районах мають велику протяжність - середня довжина лінії 10 кВ становить 30 км.

Маючи значну протяжність ці мережі мають порівняно мале завантаження - в середньому 2 кВт/км. Для порівняння можна сказати, що навіть для невеликих міст щільність навантаження складає 12...70 кВт/км.

Розподільні мережі в сільськогосподарських районах виконуються або працюють як розгалужені радіальні. Особливістю таких мереж є різка відмінність між величинами струмових навантажень в різних точках однієї і тієї ж лінії (наприклад, на початку і вкінці лінії), а також суттєва різниця між рівнями напруги в різних точках мережі. Різниця в струмових навантаженнях затрудняє виконання чутливого захисту таких мереж від коротких замикань, а перепад напруги ускладнює задачу забезпечення нормованого відхилення напруги у всіх споживачів.

В зв'язку з наведеними особливостями електропостачання сільського господарства виникають ряд специфічних вимог до систем передачі і розподілу електричної енергії в районах з переважаючими сільськогосподарськими споживачами:

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Оскільки основна частина затрат на електропостачання сільського господарства ($\approx 70\%$) приходиться на лінії електропередачі, ефективним шляхом скорочення затрат є зменшення протяжності ліній покращенням їх конфігурації.

При спорудженні повітряних ліній 70...80% їх вартості становить вартість будівельних робіт. Тому одним із шляхів скорочення затрат повинно бути вдосконалення методів механічного розрахунку проводів і опор, а також застосування провідникових і будівельних матеріалів з покращеними властивостями.

2. На районних підстанціях сільськогосподарського призначення важливою вимогою до трансформаторів є можливість автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Без такого регулювання неможливо забезпечити нормовану якість напруги у всіх сільських споживачів.

3. Однією з особливостей систем електропостачання сільського господарства є тенденція до підвищення номінальної напруги.

Так, наприклад, система напруги в розподільних мережах 6 кВ практично замінена на напругу 10 кВ.

Широкого розповсюдження в наш час отримала двохступенева система напруги замість трьохступеневої - 110/35/0,4 кВ замість 110/35/10/0,4 кВ, 110/10/0,4 кВ замість 110/35/10/0,4 кВ і 35/0,4 кВ замість 35/10/0,4 кВ.

В зв'язку з підвищенням напруги розподільних високовольтних мереж важливого значення набуває режим роботи нейтралі цих мереж. При переході на підвищену напругу зростають ємнісні струми, виникає небезпека перенапруг і нормальна експлуатація лінії з ізолюваною нейтраллю може виявитися неможливою. Тому необхідно розв'язувати задачу доцільності заземлення нейтралі сільських електричних мереж.

4. Для підвищення економічності роботи електричних мереж і споживачів електроенергії доцільно застосовувати компенсацію реактивної потужності на

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

різних ступенях трансформації електричної енергії і в різних технологічно і економічно обґрунтованих точках мережі.

1.2. Характеристика електричних мереж РП

В РП знаходиться 12 районних трансформаторних підстанцій напругою 35/10 кВ загальною потужністю 94,2 МВА, в тому числі 3 однострансформаторні підстанції потужністю 9,6 МВА.

Загальна довжина розподільних ліній електропередачі напругою 10 кВ становить 747,925 км. Причому найменша довжина лінії напругою 10 кВ становить 0,44 км (лінія 67-05"), а найбільша довжина лінії 10 кВ становить 34,75 км (лінія 36-02).

Кількість споживчих трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ становить 560 штук, загальною потужністю 134937 кВА.

Середня потужність споживчої трансформаторної підстанції напругою 10/0,4 кВ складає 240,96 кВА.

Середнє навантаження ліній електропередачі напругою 10 кВ складає 180,4 кВ·А/км.

На підстанції встановлено один силовий трансформатор типу ТМН-4000/35 і відходить чотири лінії електропередачі напругою 10 кВ, характеристика яких наведена в табл. 1.1.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1

Характеристика електричної мережі підстанції «Промислова-4».

Лінія	Довжина		Кількість спож./потужність, категорії			Кількість ТП	
	магістр.	загальн.	I	II	III	шт.	потужн.

1.3. Вихідні умови на реконструкцію обладнання підстанції

1.3.1. Аналіз електричного навантаження мережі напругою 10 кВ.

Таблиця 1.2

Розрахункові умови району електропостачання

Назва параметру	Величина
1. Район по ожеледиці	II
2. Товщина стінки ожеледиці, мм	10
3. Район по вітру	II
4. Швидкість вітру, $\frac{м}{с}$	15
5. Середньорічна температура, °С	+4,5
6. Максимальна температура, °С	+34
7. Мінімальна температура, °С	-28

Для розрахунку електричних навантажень сільськогосподарських споживачів за вихідні дані приймаємо типові добові графіки з урахуванням навантажень господарств Прилуцького району в 2017 році.

Розрахункові навантаження для діючих ТП визначені з урахуванням коефіцієнта зростання навантажень в залежності від виду споживачів.

Розрахункове навантаження:

$$P_p = P_M \cdot K_H \quad (1.1)$$

де, P_M - максимальне навантаження ТП 10/0,4 кВ, кВт; K_H - коефіцієнт зростання навантаження, який на 10-річний розрахунковий період становить:

- для комунально-побутових споживачів $K_H = 1,5$;
- для змішаних споживачів $K_H = 1,8$;
- для виробничих споживачів $K_H = 2,0$.

Денні і вечірні навантаження визначимо множенням розрахункового навантаження P_p на коефіцієнт його участі в денному K_d і вечірньому K_e максимумах.

Коефіцієнти K_d і K_e :

- для виробничих споживачів $K_d = 1$, $K_e = 0,6$;
- для комунально-побутових споживачів $K_d = 0,4$, $K_e = 1$;
- для змішаних споживачів $K_d = K_e = 1$.

Навантаження на стороні 10 кВ визначають додаванням навантажень (денних та вечірніх окремо) споживчих ТП по добавках окремо для кожної лінії. Підрахунок зручніше проводити з ділянок кінця лінії 10 кВ.

На кожній ділянці лінії знаходимо виробниче навантаження $P_{вир}$, яке в денний час включає навантаження ТП з виробничим і змішаним характером, а у вечірній час - навантаження ТП з виробничим характером, та загальне навантаження $P_{заг}$, що включає в себе навантаження всіх ТП.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункове навантаження (денне і вечірнє) на ділянках лінії знаходимо за формулами:

$$P_{\partial} = P_{\partial.б.} + \Delta P(P_{\partial.м.})$$

$$P_{в} = P_{в.б.} + \Delta P(P_{в.м.})$$

де $P_{\partial.б.}$ і $P_{в.б.}$ - більше з навантажень, що додаються, відповідно для денного чи вечірнього максимумів; ΔP - добавка від меншого навантаження до більшого; $P_{\partial.м.}$ $P_{в.м.}$ - менше навантаження по денному чи вечірньому максимумах.

Для розрахунку повних потужностей на ділянках ПЛ 10 кВ потрібно визначити коефіцієнт потужності $\cos \varphi$. Його величину знаходимо по номограмі в залежності від відношення виробничого навантаження на ділянці лінії до загального навантаження на тій же ділянці.

Розрахунок ведемо у табличній формі (табл.1.3)

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок навантаження ТП 10/0,4 кВ

№ ТП	Номінальна потужність ТП (кВ·А) і характер навантаження	Максимальне навантаження P_M , кВт	Розрахунок навантаження P_p , кВт	Денний максимум P_o , кВт	Вечірній максимум P_e , кВт
103-02					
411	40 к	20	30	15	30
149	250 з	150	270	270	270
Всього (з урахуванням добавок від навантаження)				285	300
103-05					
108	25 к	15	25	10	25
104	25 к	15	25	10	25
107	63 к	40	60	25	60
536	25 к	15	25	10	25
537	63 к	35	50	20	50
106	160 з	100	180	180	180
522	400 в	250	500	500	300
ЗТП 416	800 в	500	1000	1000	600
103	100 з	80	140	140	140
417	100 з	80	140	140	140
102	250 в	150	300	300	180
518	160 з	100	180	180	180
298	40 к	25	35	15	35
99	100 з	60	105	105	105
112	100 з	70	125	125	125
519	100 з	60	105	105	105
100	63 к	40	60	25	60
ЗТП 522	100 з	70	125	125	125
498	150 з	100	180	180	180
Всього (з урахуванням добавок від навантаження)				2620	2168

Продовження табл.1.3.

№ ТП	Номинальна потужність ТП (кВ·А) і характер навантаження	Максималь не навантажен ня P_M , кВт	Розрахунок навантажен ня P_p , кВт	Денний максиму м P_d , кВт	Вечірній максиму м P_e , кВт
103-01					
115	50 з	30	55	55	55
315	100 в	70	70	70	45
316	40 к	25	35	15	35
313	50 к	30	45	20	45
317	60 к	40	60	25	60
ЗТП 318	250 в	180	360	360	200
526	40 к	25	35	15	35
354	50 к	30	45	20	45
Всього (з урахуванням добавок від навантаження)				475	426
103-07					
127	40 к	25	35	15	35
145	250 в	180	360	360	200
527	160 з	100	180	180	180
411	100 з	80	145	145	145
469	63 к	40	60	25	60
485	50 к	35	55	20	55
314	60 к	45	65	30	65
353	100 к	70	105	45	105
ЗТП 145	160 в	95	190	190	110
Всього (з урахуванням добавок від навантаження)				828	785

На рисунках 1.1...1.4 наведені схеми розподільчих ліній 10 кВ.

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

1.3.2. Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ підстанції.

Максимальне навантаження на шинах 10 кВ знаходимо шляхом додавання за методом добавок розрахункових навантажень споживчих трансформаторних підстанцій, що живляться від реконструйованої РТП “Промислова”.

Розрахунок потужності навантаження головних ділянок ліній напругою 10 кВ наведено в табл. 1.3.

Повну потужність на шинах знаходимо за величинами загального денного P_d чи вечірнього P_e навантаження і коефіцієнта потужності $\cos \varphi$, який залежить від співвідношення розрахункового навантаження виробничих споживачів $P_{вир}$ і загального розрахункового навантаження $P_{заг}$ [11].

Розрахункові навантаження головних ділянок ліній 10 кВ приводимо в табличній формі (табл.1.3.).

За допомогою таблиць добавок знаходимо загальне навантаження на шинах 10 кВ:

$$P_{d,заг} = 2620 + 828 * 0,8 + 475 * 0,8 + 285 * 0,8 = 2620 + 662 + 380 + 228 = 3890 \text{ кВт.}$$

$$P_{e,заг} = 2168 + 785 * 0,8 + 426 * 0,8 + 300 * 0,8 = 2168 + 628 + 340 + 240 = 3376 \text{ кВт.}$$

Таблиця 1.4

Розрахункові навантаження ліній 10 кВ.

Назва ліній 10 кВ	Денне навантаження, $P_{д\Sigma}$, кВт	Вечірнє навантаження, $P_{в\Sigma}$, кВт
103-02	285	300
103-05	2620	2168
103-01	475	426
103-07	828	785
Загальне навантаження (за методом добавок)	3890	3376

З розрахунків видно, що навантаження в денний максимум більші ніж у вечірній.

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За співвідношенням $\frac{P_{вир}}{P_{заг}}$ по номограмі визначаємо $\cos \varphi$, що дорівнює 0,8.

Отже, повна потужність на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції становить:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{3890}{0,8} = 4862 \text{ кВА.}$$

1.3.3. Обґрунтування технічних умов реконструкції підстанцій.

Розрахунок електричних навантажень підстанції з 10-ти річною перспективою динаміки споживання електричної енергії в зоні реконструйованої підстанції показує, що розрахункова потужність на шинах 10 кВ підстанції складає на кінець розрахункового періоду 4862 кВА.

Діюча підстанція 35/10 кВ з одним трансформатором потужністю 4000 кВА і однією секцією шин 10 кВ не зможе забезпечити електропостачання сільськогосподарських споживачів у зв'язку з дефіцитом трансформаторної потужності.

В зв'язку з цим, а також з метою підвищення надійності електропостачання споживачів необхідно реконструювати РТП 35/10 кВ «Промислова» шляхом заміни існуючого трансформатора на трансформатор потужністю 6300 кВА і відповідній заміні підстанційного обладнання.

1.4 Пропускна здатність повітряної лінії напругою 35 кВ

Повітряна лінія живлення 35 кВ, виконана проводом АС-95 і має довжину 15 км. По лінії напругою 35 кВ, крім реконструйованої підстанції, живиться ще одна підстанція напругою 35/10 кВ з двома силовими трансформаторами потужністю 2500 кВА кожний. Тому розрахункове навантаження лінії 35 кВ становитиме:

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S = K_0 \sum_{i=1}^n S_i = 0,97(5000 + 4862) = 9566 \text{ кВА.}$$

Максимальний струм в цій лінії:

$$I_{\max} = \frac{9566}{\sqrt{3} \cdot 35} = 158 \text{ А.}$$

Допускається перевантаження силового трансформатора протягом 5 діб не більше ніж на 40% загальною тривалістю 6 годин.

Перевіримо провід АС-95 на пропускну спроможність при перевантаженні:

$$I_{\text{пер.}} = 1,4I_{\max} = 1,4 \cdot 158 = 222 \text{ А.}$$

Довгочасно струм перевантаження по допустимому нагріванню для проводу АС-95 дорівнює 330 А [1], що більше розрахункового:

$$I_{\text{пер.}} = 222 < I_{\text{дон.}} = 330 \text{ А.}$$

Визначаємо втрату напруги в лінії 35 кВ:

$$\Delta U' = \sqrt{3} I_p \cdot l \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi),$$

де, $r_0 = 0,314 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ - активний та індуктивний опір проводу АС-95.

$$\Delta U' = \sqrt{3} \cdot 158 \cdot 15 \cdot (0,314 \cdot 0,8 + 0,4 \cdot 0,49) = \sqrt{3} \cdot 158 \cdot 15 \cdot (0,25 + 0,196) = 1829 \text{ В.}$$

У процентному відношенні втрати напруги від $U_n = 35 \text{ кВ}$ становлять:

$$\Delta U_{\%} = \frac{1829}{35000} \cdot 100 = 5,2\%.$$

Враховуючи наявність регулятора напруги типу РПН на силовому трансформаторі підстанції, лінія живлення напругою 35 кВ реконструкції не потребує.

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Вибір електрообладнання підстанції

2.2.1. Вибір трансформаторів струму.

Трансформатори струму вибираються за номінальною напругою, номінальним струмом первинного кола, класу точності, номінальною потужністю вторинного кола. Крім того їх перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість при проходженні струмів короткого замикання, а також на десятипроцентну похибку.

Для вибору трансформатора струму на вводі 10 кВ, знаходимо максимальний робочий струм із врахуванням перевантаження при виході з ладу другого трансформатора підстанції:

$$I = \frac{K_{пер} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

де $K_{пер}=1.4$ – коефіцієнт перевантаження

$$I = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 485 \text{ А}$$

Вибираємо трансформатор струму ТПЛ– 10– 0,5 /Р 600

Результати перевірки правильності вибору трансформатора струму заносимо в табл.2.1.

Таблиця 2.1

Умови вибору трансформатора струму

Параметр	Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
Номінальна напруга, кВ	$U_{пер} < U_{н.т.с.}$	10	10
Номінальний струм, А	$I_{роз} < I_{н.т.с.}$	485	600

Трансформатор струму для релейного захисту перевіряємо по кривих 10-% похибки приведеною за методикою.

Підраховуємо навантаження на вторинній обмотці трансформатора струму при дешунтуванні реле. Споживана потужність реле становить: 16 ВА

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо опір реле за формулою:

$$Z_p = \frac{S_p}{I_{сп}^2},$$

де S_p – споживана потужність реле;

I – найменше значення струму спрацювання.

$$Z_p = \frac{16}{5 \cdot 5} = 0.64 \text{ Ом},$$

Розрахункова кратність первинного струму:

$$N_{розр} = \frac{1,1 \cdot I_{сп} \cdot K_{т.т.}}{I_{н.1} \cdot K_{сх.}};$$

де 1,1 – коефіцієнт, що враховує 10% похибку;

$K_{т.т.}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму ($K_{т.т.}=120$);

$I_{н.1}$ – номінальний струм первинної обмотки

$$N_{розр} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 120}{600 \cdot 1} = 1,1$$

Довжина з'єднувальних проводів від трансформаторів струму до реле становить 15 м. Приймаємо найменшу допустиму площу поперечного перерізу алюмінієвих проводів – 2.5 мм².

Тоді опір проводів:

$$R_{пр} = \frac{l}{\gamma \cdot F},$$

де l – довжина проводів;

γ – провідність алюмінію ($\gamma=32$);

F – переріз проводів.

$$R_{пр} = \frac{15 \cdot 2}{32 \cdot 2,5} = 0,19 \text{ Ом}$$

Втрати напруги на трансформатор струму:

$$Z_2 = 2Z_{пр} + Z_p + Z_k :$$

де Z_p – опір реле;

$Z_{пр}$ – опір проводів;

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Z_k – опір контактів у вторинному колі трансформатора.

$$Z_2 = 2 \cdot 0,19 + 0,64 + 0,1 = 1,12 \text{ Ом.}$$

За кривими 10% похибки знаходимо, що при

$$Z_2 + 1,12 \text{ Ом} - m_{\text{доп.}} = 15 > m_{\text{роз.}} = 1,1$$

Умова 10% похибки виконується.

Перевіряємо вибраний трансформатор струму на термічну і електричну стійкість.

Умова термічної стійкості:

$$I_{\text{н.т.с.}}^2 \cdot K_{1с} > I_{\text{к.з.}}^2 \cdot t_{\text{пр.}},$$

де $I_{\text{н.т.с.}}$ – номінальний струм трансформатора струму;

$K_{1с}$ - кратність односекундної термічної стійкості;

$I_{\text{к.з.}}$ - розрахунковий струм 3-х фазного короткого замикання;

$t_{\text{пр.}}$ - час відключення короткого замикання

$$I_{\text{н.т.с.}}^2 \cdot K_{1с} = 0,6^2 \cdot 65 = 23,4 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$I_{\text{к.з.}}^2 \cdot t_{\text{пр.}} = 2,82^2 \cdot 1,6 = 12,72 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$I_{\text{нтс}} \cdot t_{\text{тс}} = 600 \cdot 2 = 1200$$

Умова термічної стійкості виконується.

Перевіряємо на електродинамічну стійкість трансформатор струму за умовою:

$$i_y < \sqrt{2} I_{\text{н.т.с.}} \cdot K_{\text{дин.}}$$

де $K_{\text{дин.}}$ – кратність динамічної стійкості, ($K_{\text{дин.}} = 160$);

i_y – ударний струм трифазного короткого замикання ($i_y = 6,7$ кА)

$$i_y = 6,7 \text{ кА}; \quad \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.т.с.}} \cdot K_{\text{дин.}} = \sqrt{2} \cdot 0,6 \cdot 160 = 135,8 \text{ кА.}$$

Оскільки $6,7 < 135,8$, то умова електродинамічної стійкості трансформатора струму виконується .

Даний трансформатор струму задовольняє вимоги вибору і може бути прийнятий для установки на трансформаторній підстанції 35/10 кВ.

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.2. Вибір та перевірка трансформаторів напруги.

Трансформатор напруги на РТП використовується для живлення приладів обліку електричної енергії, вимірювання напруги та приєднання релейного захисту. В більшості випадків на РТП використовують 3-ох обмоткові трансформатори напруги.

Трансформатор напруги вибирають за наступними умовами:

- за номінальною напругою: $U_{тн.1} > U_{н.уст}$

де, $U_{тн.1}$ – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ

- за вторинним навантаженням:

$$S_{тн2} > S_2$$

де $S_{тн2}$ – номінальна потужність трансформатора напруги в прийнятому класі точності; S_2 – вторинне навантаження трансформатора напруги, В·А.

$$S_2 = \sqrt{\sum P_n^2 + \sum Q_n^2} ;$$

де, $\sum P_n, \sum Q_n$ – сумарні активна та реактивна потужності приєднувальних приладів, В·А.

- за класом точності, тобто клас точності при розрахунковому навантаженні повинен відповідати найвищому класу точності приєднувальних приладів.

Навантаження трансформаторів напруги записуємо в табл.2.2.

Таблиця 2.2

Характеристика навантаження трансформатора напруги НАМИ-10

Назва і тип приладу	Кількість	P, Вт	Q, Вар
Лічильник активної/ реактивної енергій - "Каскад"	1	23	53,7
Вольтметр	2	12	—
Всього	3	35	53,7

					МП.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вторинне навантаження трансформатора напруги: при $\Sigma P=35$ Вт.

$$\Sigma Q=53,7 \text{ Вар}$$

$$S_2 = \sqrt{35^2 + 53,7^2} = 64, \text{ В}\cdot\text{А}$$

Вибираємо трансформатор напруги типу НАМИ-10. Номінальна потужність якого для класу точності 0.5 складає 120 В·А.

Трансформатор дозволяє вимірювати як лінійні, так і фазні напруги та контролювати стан ізоляції.

Таблиця 2.3

Паспортні дані трансформаторів напруги.

Тип	Номінальна напруга		S_n ,	S_{max}	З'єднання обмоток	Коефіцієнт трансформації
	В.Н	Н.Н	ВА	ВА		
НАМИ-10	10	0.1	120	120	Y/Y	100

2.2.3. Вибір трансформаторів власних потреб.

Витрати електроенергії на власні потреби підстанції пов'язані з наявністю електропривода для допоміжних механізмів та обладнання, а також освітленням підстанції і її території. До власних потреб відноситься електроенергія, необхідна для роботи кіл керування, автоматики, захисту, сигналізації, обігрівання електричних лічильників та вимикачів, освітлення лінійного посту.

В період ремонтних робіт до трансформатора власних потреб підключають електрозварювальний апарат 12 кВт, компресор 4.5 кВт і т.д. Для освітлення території і обігрівання пристроїв обладнання необхідно 5 кВт, для посту - 4 кВт.

Потужність силового трансформатора власних потреб вибирається за умови:

$$S_{m.v.n}=0.01 \cdot S_n$$

$$S_{m.v.n}=0.01 \cdot 6300= 63 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Всі споживачі власних потреб діляться на першочергові і другочергові. До першочергових відносяться 60% від всіх споживачів власних потреб.

Потужність першочергових споживачів визначаються за формулою:

$$S=0.6 \cdot 63=37,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Так як на РТП передбачено установку однієї секції шин 10 кВ, то вибираю один ТВП потужністю 40 кВА типу ТМ-40 10/0,4 кВ.

2.2.4. Вибір комутаційного обладнання.

Вибір вимикачів напругою 35 кВ.

Вибір вимикачів виконується за наступними умовами:

- номінальна напруга $U_{н.в} > U_n$;
- номінальний струм $I_{н.в} > I_{роб.мах}$;
- допустимий струм вимикача $I_{д.в} > I_{р.в}$.
- струм динамічної стійкості $i_{мах} > i_y$;
- струм термічної стійкості $I_t^2 \cdot t_n > I_{кз}^2 \cdot t_k$

Вибираємо високовольтний вакуумний вимикач типу ВБНК-35-20/1600 У1 "ТУРА", котрий призначений для комутації електричних ланцюгів у нормальному й аварійному режимах роботи в мережах трифазного перемінного струму у відкритому і закритому розподільному пристроях напругою 35 кв. Вимикач має убудований електромагнітний привід і постачений пристроями, що підігрівають. Мається можливість установки трансформаторів струму.

Номінальна напруга, кВ.....	35
Найбільша робоча напруга, кВ.....	40,5
Номінальний струм, А.....	1600
Номінальний струм відключення, кА.....	20
Параметри струму короткого замикання, кА	
амплітуда.....	51
струм термічної стійкості (час протікання 3 с).....	20
Власний час відключення вимикача, с, не більш.....	0,05

Повний час відключення вимикача, с, не більш.....	0,08
Механічний ресурс, циклів ВО не менш.....	20000
Комутаційна зносостійкість, циклів ВО, не менш	
при номінальному струмі відключення.....	50
при номінальному струмі.....	20000
Кількість електромагнітів що	
включає.....	1
що відключає.....	1
Питома довжина шляху витоку, см/кВ, (за ГОСТ 9920-89) не менш.....	2,25
Діапазон робочої температури, °С.....	-60...+40
Габарити, мм, висота.....	1400
ширина.....	330
глибина.....	1410
Маса, кг.....	350...400

Вибір вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ.

Вибираємо на стороні 10 кВ вакуумні вимикачі нового покоління типу ВВ/TEL призначені для роботи в комплектних розподільних пристроях (КРП) внутрішнього і зовнішнього встановлення.

В основі конструктивного рішення вимикача лежить використання по фазних електромагнітних приводів з “магнітною заціпкою”, механічно зв’язані загальним валом. Така конструкція дозволяє отримані такі відмінні особливості в порівнянні з оливовими вимикачами.

- високий механічний ресурс;
- мале споживання по колам включення і відключення;
- малі габарити і вага;
- можливість керування як по колам оперативного постійного, так і оперативного змінного струму (з допомогою відповідних блоків керування);
- відсутність необхідності ремонтів в експлуатаційних умовах на протязі всього строку служби;

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- низька трудомісткість виробництва.

Вибір вакуумних вимикачів виконується за наступними умовами:

- номінальна напруга $U_{н.в} > U_{н.}$;
- номінальний струм $I_{н.в} > I_{роб.мах.}$;
- допустимий струм вимикача $I_{д.в} > I_{р.в.}$;
- струм динамічної стійкості $i_{мах} > i_y$;
- струм термічної стійкості $I_{т^2 \cdot t_n} > I_{кз^2 \cdot t_k}$

Вибираємо вакуумний вимикач ВВ/TEL –10-16,5/630-У2, 1000У2.

Розрахункові та каталожні дані зводимо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Параметри вакуумного вимикача ВВ/TEL –10-16,5/630-У2, 1000У2

№п/п	Параметри вакуумного вимикача	Номінальні значення
1	Номінальна напруга, кВ	10
2	Номінальний струм, (Іном), А	1500, 1000, 630
3	Номінальний струм відключення(Іо.ном), кА	16
4	Середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості), кА	12.5
5	Час відключення, с не більше	0.025
6	Власний час включення, с не більше	0.07
7	Ресурс по комутаційній стійкості: - при номінальному Іном операцій “ОВ” - при струмах к.з. I=(60-100)% від (Іо.ном)	50000 100

Установки вакуумних вимикачів здійснюється в шафи розподільного пристрою 10 кВ типу КРУ-2-10 під час їх модернізації.

Оскільки в шафах внутрішнього розміщення вимикач встановлений на викотному візку з роз’ємними контактами, то потреби у виборі роз’єднувачів для цих шаф немає.

Вибір шин на стороні 10 кВ.

В електроустановках змінного струму 10 кВ, потрібно використовувати алюмінієві шини прямокутного перерізу, які більш економічні в порівнянні з шинами круглого перерізу.

Шини на стороні 10 кВ вибираються за умови:

а) за нагрівом при проходженні тривалого максимального струму короткого замикання;

б) за термічною і динамічною витривалістю при проходженні струму короткого замикання.

Повинні виконуватись такі умови:

$$I_{роз.} < I_{доп.}$$

Номінальний струм трансформатора на стороні 10 кВ (із урахуванням 40 % перевантаження).

$$I_{н.р} = \frac{1.4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1.4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 485 \text{ А}$$

Приймаємо збірні алюмінієві шини, розрізом 40x5, тривало допустимий струм для яких:

$$I_{доп.} = 540 \text{ А.}$$

При виборі шин потрібно враховувати середньомісячну максимальну температуру, при якій буде працювати електроустановка. Згідно ПУЕ: для шин відкритих:

- найбільш допустима температура 70 °С
- нормовано температура навколишнього середовища 25 °С.

Якщо температура навколишнього середовища відрізняється від нормованої ($t_{ср}=28^{\circ}\text{C}$), то струм перераховується по формулі:

$$I'_{доп} = I_{доп} \cdot \sqrt{\frac{70 - 28}{70 - 25}} = 540 \cdot \sqrt{\frac{70 - 28}{70 - 25}} = 504 \text{ А}$$

Умова виконується $485 < 504 \text{ А}$

					МП.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$F_{\min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k}, \text{ мм}^2$$

де, $C=88$ – для алюмінію, $\text{А}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^2$

$$B_k = I_{\text{к.з.}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T\alpha), \text{ А}$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання струму к.з. = 0,2 с; B_k – тепловий імпульс, $\text{А}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^2$;

$T\alpha = 0.185\text{с}$ – постійна часу затухання аперіодичної складової к.з.

$$B_k = 3900^2 \cdot (0.2 + 0.185) = 5855850$$

$$F_{\min} = \frac{1}{88} \sqrt{5855850} = 27,5, \text{ мм}^2$$

Електродинамічна стійкість.

$$\sigma_{\phi} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot w};$$

де σ_{ϕ} – максимальне розрахункове напруження на шинах (без врахування механічного резонансу);

l – відстань між опорними ізоляторами, см;

w – момент опору шин відносно осі, перпендикулярної до направлення дії зусилля f ;

f – найбільша сила, що діє на середню фазу ($\text{кГс}/\text{см}$).

$$f = 1,76 \cdot K_{\phi} \cdot \left(\frac{1}{a}\right) 10^{-1} \cdot i_y^2, \text{ кГс}/\text{см}$$

a – відстань між віссю сусідніх шин.

В електроустановках $U=10$ кВ; $a=0.6$ м; $l=1.5$ м.

$$f = 1.76 \cdot \frac{1,5}{0.6} \cdot 10^{-1} \cdot 3,9^2 = 6,7 \text{ кГс}/\text{см}$$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6},$$

де b, h – ширина, висота шини, м: $b=0,4$ м $h=0,005$ м

$$W = \frac{0.4 \cdot 0.005^2}{6} = 167 \text{ см}^3$$

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sigma_{\phi} = \frac{6,7 \cdot 150^2}{10 \cdot 167} = 90 \text{ МПа}$$

$$70 < 90 \text{ МПа}$$

Умова невиконується, тому вибираємо шини 50x6 з $I_{\text{доп.}} = 740 \text{ А}$. Для такої шини $\sigma_{\phi} = 50,2 \text{ МПа}$. Отже, $50,2 < 70 \text{ МПа}$

Вибір ошиновки на стороні 35 кВ.

Шини на стороні 35 кВ вибираємо за умовами тривалого нагріву номінальним струмом і перевіряємо на термічну та динамічну витривалість при короткому замиканні.

При перевірці ошиновки по тривало допустимому струму потрібно дотримуватись таких умов:

$$I_{\text{тр.доп}} > I_{\text{р.мах}}$$

$I_{\text{тр.доп}}$ – тривало – допустимий струм для шин вибраного перерізу, А

$I_{\text{р.мах}}$ – максимальний робочий струм на стороні 35 кВ, А

$$I_{\text{тр.доп}} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,6 \text{ А}$$

Гнучку ошиновку пропоную виконати проводом А-120 з діаметром 15,2 мм, котру непотрібно перевіряти на термічну і динамічну стійкість. Тривало-допустимий струм для проводу марки АС-120 згідно дорівнює 380 А, що більше $I_{\text{тр.доп}} = 145,6 \text{ А}$.

Тобто умова виконується: $380 \text{ А} > 145,6 \text{ А}$

Вибір ОПН на стороні 10 кВ

Умови вибору.

1. Найбільша допустима напруга ОПН повинна перевищувати найбільшу робочу напругу мережі:

$$U_{\text{нд}} > U_{\text{нр}}$$

2. Рівень тимчасових перенапруг повинен бути більшим максимального значення напруги промислової частоти, що витримується ОПН за час t :

$$T * U_{\text{нд}} > U_{\text{пер}}$$

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$U_{ПЕР}$ – рівень квазістаціонарних перенапруг,

T- визначається за графіком.

Для сільських електричних мереж імовірність появи внутрішніх перенапруг дорівнює 10% (або 0,1). Середня статистична кратність перенапруг у цьому випадку дорівнює 2,6.

Для сільських мереж $I_a / I_c = 0,5$. Величина внутрішніх перенапруг в мережі 10 кВ може складати :

$$U_{ПЕР} = 2,6 \cdot 5,78 = 15 \text{ кВ}$$

Допустима кратність перевищення напруги T буде (відповідно до табл. 2 методичних вказівок):

1) $T = 15,028 / 10,5 = 1,4$

2) $T = 15,028 / 11,5 = 1,3$

3) $T = 15,028 / 12 = 1,25$

Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у системах електропостачання с/г складає: $t = 1-2$ с.

Тому, в подальшому приймаємо для захисту силових трансформаторів обмежувачі типу ОПН-РС , а для захисту трансформатора напруги – ОПН-КС.

ОПН-КС рекомендуються для захисту ослаблених рівнів ізоляції, що характерно для трансформаторів напруги.

Вибір по координаційному інтервалу обмеження грозових перенапруг.

3. Обмежувач повинен забезпечити необхідний захисний координаційний інтервал за грозовими впливами $A_{ГР}$:

$$A_{ГР} = (U_{ИСП} - U_{ОСТ}) / U_{ИСП} > (0,2 - 0,25)$$

$U_{ОСТ}$ – напруга, що залишається на ОПН при номінальному розрядному струмі;

$U_{ИСП}$ – значення газового іспитового імпульсу; 0,2 – 0,25 – координаційний інтервал.

ОПН призначені для обмеження грозових перенапруг. Наявність відстані між ОПН і устаткуванням викликає підвищення напруги на устаткуванні в

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

порівнянні із залишковою напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути 20-25 % нижче іспитової напруги повного або зрізаного грозового імпульсу (табл.5). Для оцінки напруги, що залишається, на ОПН можна скористатися $U_{ост}$ при номінальному розрядному струмі. Визначення координаційного інтервалу проводиться за виразом (4). Якщо умова не виконується, то необхідно вибрати ОПН із меншим значенням $U_{нд}$

Значення грозового іспитового імпульсу для силових трансформаторів і електромагнітних трансформаторів напруги становить $U_{исп} = 80кВ$.

Для ОПН-РС $U_{ост} = 42,8кВ$ при ($U_{нд} = 12,7кВ$)

Для ОПН-КС $U_{ост} = 33кВ$ при ($U_{нд} = 10,5кВ$)

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

Для ОПН-КС $A_{гр} = (80 - 33) / 33 = 1,42 > (0,2...0,25)$ - умова виконується.

Вибір по координаційному інтервалу обмеження внутрішніх перенапруг.

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

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25)$$

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

Для захисту силового трансформатора згідно [] при $U_H = 10кВ$

$U_{доп} = 57,9кВ$;

а для захисту трансформатора напруги з табл.8 при ($U_H = 10кВ$) $U_{доп} = 39,7кВ$.

Із табл. 6 [18] для ОПН-РС $U_{ост} = 42,8кВ$ при ($U_{нд} = 12,7кВ$)

для ОПН-КС $U_{ост} = 33кВ$ при ($U_{нд} = 10,5кВ$).

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

$A_{вн} = (39,7 / 33) / 33 = 0,20 > (0,15...0,25)$ - умова виконується

5. Умова вибухобезпечності ОПН.

$$I_{кз} < I_{вб} = I_{ном}$$

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для ОПН-РС : $I_{НОМ} = 5кА$, ОПН-КС: $I_{НОМ} = 10кА$.

Вибір ОПН 35 кВ.

Вибір ОПН 35кВ виконується аналогічно. Вибираємо ОПН-35/77/20/4УХЛ, параметри якого наведені в табл. 2.5

Таблиця 2.5

Характеристика обмежувачів перенапруги

№п\п	Параметри ОПН	Номинальні значення
1	Найбільша допустима довготривала напруга, кВ	77
2	Номинальний розрядний струм, кА	10
3	Залишкова напруга при імпульсі струму 1/10мкс з амплітудою 10кА, кВ	289
4	Категорія вибухобезпечності	A(40кА)
5	Конструктивне виконання	П1-опорне

3.4. Вибірковий захист при однофазних замиканнях на землю

Відповідно до ПУЕ в розподільчих мережах 6 - 10 кВ при замиканні фази на землю захист, як правило, діє на сигнал. У той же час згідно ПУЕ в мережах 6 - 10 кВ із підвищеною імовірністю враження людей (в мережах кар'єрів, вугільних розрізів, торфорозробок і т.п.), а також у колах електродвигунів потужністю до 2 МВт при струмах замикання 10 А і більш і потужністю вище 2 МВт при струмах замикання 5 А і більш передбачаються захисти від однофазних замикань на землю (ОЗЗ), що діють на відключення, якщо це необхідно за умовами електробезпечності. У ДСТУ зазначено, що при тривалості впливу більш 1 с допустимий струм $I_{доп}$ складає 6 мА, а допустима напруга дотику $U_{доп} = 20 В$.

Електробезпечність людини при його дотику до електроустаткування чи опорі ПЛ 6 - 10 кВ у випадку ОЗЗ при непорушеному колі заземлення буде забезпечена при виконанні наступного умови:

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_3 R_3 \leq \frac{U_{\text{доп}} + I_{\text{доп}} R}{\alpha}, \quad (3.1)$$

де I_3 - струм ОЗЗ, А; R_3 - опір заземлювального пристрою, Ом; $R=1,76 \cdot \rho$ - опір струму, що стікає з ніг людини, Ом (коефіцієнт 1,76 визначається величиною площадки, еквівалентній ступні ніг людини відповідно до [1]); ρ - питомий еквівалентний опір ґрунту (підлоги), Ом·м; α - коефіцієнт дотику.

В умовах, коли людин при дотику до ізолюваного від струмопровідної підлоги (чи землі) корпусу електроустановки знаходиться в зоні нульового потенціалу, граничне значення коефіцієнта $\alpha = 1$. При дотику до опори його можна прийняти рівним 0,8.

З виразу (3.1) при $U_{\text{доп}}=20\text{В}$ и $I_{\text{доп}}=0,006\text{ А}$ визначимо припустиме значення струму ОЗЗ:

$$I_3 = \frac{20 + 0,01\rho}{R_3 \alpha}. \quad (3.2)$$

У таблиці в чисельнику і знаменнику приведені значення I_3 , у залежності від ρ відповідно для ВЛ 6 - 10 кВ у населеній місцевості з $R_3=10\dots60$ Ом ($\alpha=0,8$) і для електроустановок з опором $R_3=4$ Ом ($\alpha=1$). Як видно, при струмах, що перевищують припустимий струм ОЗЗ, електробезпечність при дії захисту на сигнал не забезпечується. Для виконання умови (3.1) необхідно зменшити опір пристрою, що заземлює, і (чи) струм замикання на землю (табл. 3.1).

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Характеристика заземлювальних пристроїв

Питомий еквівалентний опір ґрунту(підлоги) ρ , Ом·м	Опір пристрою опор, що заземлює, ПЛ/електроустановок $R_{зз}$, Ом	Допустимий струм ОЗЗ Ізз, А
10	10/4	2,5/5,0
20	10/4	2,5/5,1
50	10/4	2,6/5,1
100	10/4	2,6/5,2
300	15/4	1,9/5,7
500	15/4	2,1/6,2
1000	20/4	1,9/7,5
2000	30/4	1,7/10
5000	30/4	2,9/17,5
10000	60/4	2,5/30

Слід зазначити, що на долю електроустановок 6 - 10 кВ приходить значна частина електротравм, більш 80 % яких зв'язане з безпосереднім дотиком людини до струмоведучої частини устаткування і лише 3 - 10 % - з дотиком у момент існування ОЗЗ , наприклад, до корпусу електроприймача, що виявився під напругою при непорушеному ланцюзі заземлення.

Відомо також, що в процесі експлуатації мереж 6 - 10 кВ зафіксовані численні випадки позитивного результату при відключенні через кілька хвилин вручну приєднання з людиною, що потрапила під напругу, що вказує на доцільність автоматичного відключення.

Таким чином, застосування виборчого захисту, що діє при високоомному ОЗЗ на відключення приєднання, підвищило б електробезпечність при безпосередньому дотику людини до струмоведучих частин. У цьому випадку більшість замикань на землю, як і в нині існуючій практиці, будуть залишатися не відключеними (захист буде діяти на сигнал), і надійність електропостачання помітно не знизиться.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

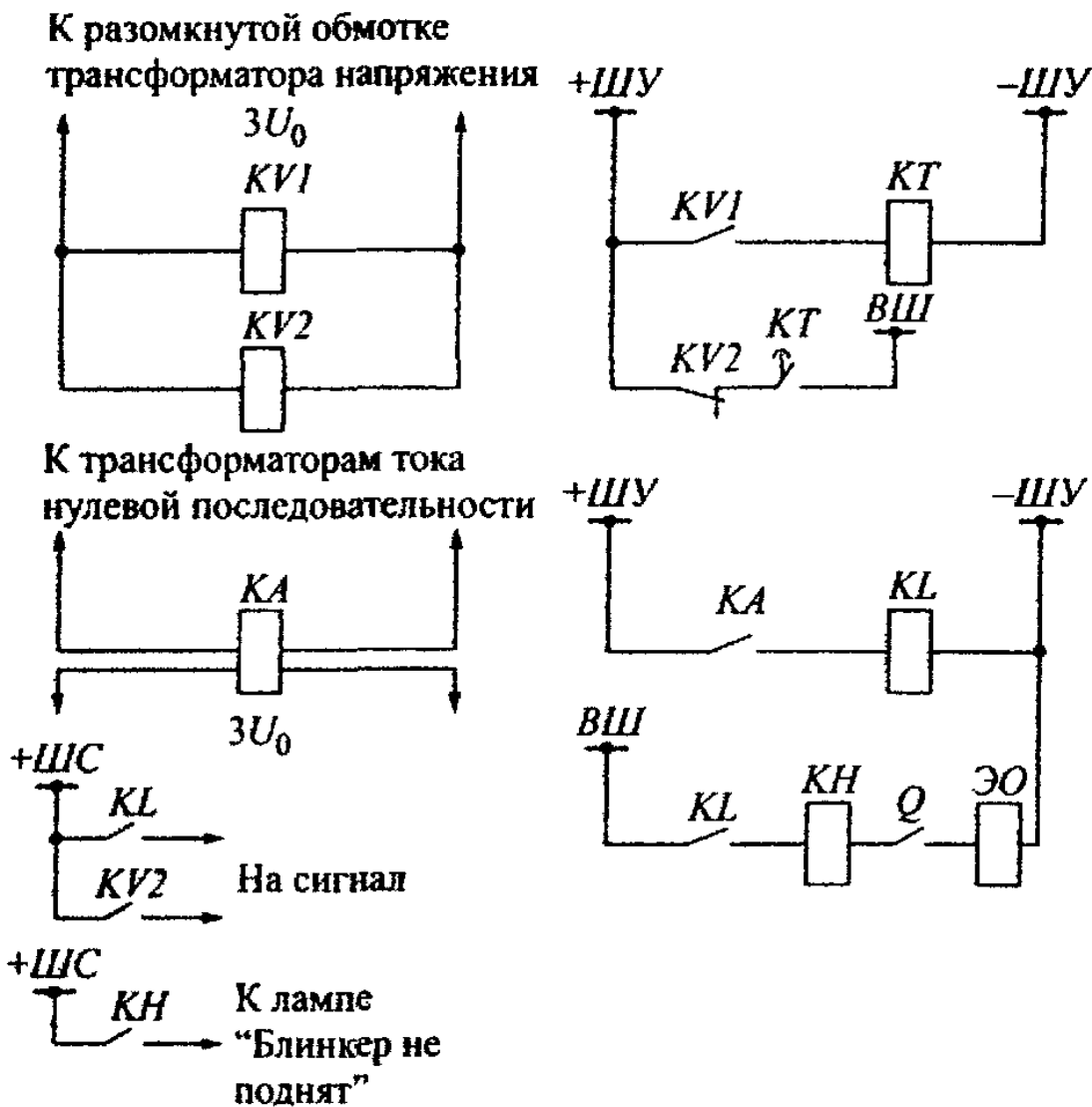


Рис.3.1. Схема вибіркового захисту від однофазних замикань на землю

Застосування вибіркового захисту у визначеній мері зніме протиріччя між положеннями ДСТ, що припускає відключення приєднання при перевищенні зазначених норм, і діючих ПУЕ, що передбачають дію захисту, як правило, на сигнал.

Захист може бути здійснена за допомогою існуючого реле контролю ізоляції KV2 (див. рис.3.1) при додатковому підключенні паралельно йому реле напруги KV1. При ОЗЗ через великий опір тіла чи людини упалою на погано провідну поверхню проводу напруга на розімкнутій обмотці трансформатора напруги (ТН), до якого підключені реле напруги, значно нижче, ніж при ОЗЗ через малий опір. У цьому випадку спрацьовують реле KV1 і КА. Після

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

замикання контакту реле KV1 спрацьовує реле часу КТ, а після замикання контактів реле КА - реле КЛ з дією на відключення вимикача, а також на сигнал.

При ОЗЗ через малий опір спрацьовують реле КА, KV1 і KV2. Реле KV2 блокує дія реле KV1 на відключення і діє тільки на сигнал. Напряга спрацьовування реле KV1 повинна бути більше напруги несиметрії $U_{нс}$ у нормальному режимі:

$$U_{ср1} = k_{н1} U_{нс}, \quad (3.3)$$

де $k_{н1} = 2 - 3$ — коефіцієнт надійності.

Напряга між нейтраллю і землею при ОЗЗ через високоомний перехідний опір R1, чи низькоомний R2 у мережі без компенсації ємнісного струму можна визначити згідно виразу

$$U_{01(2)} = \frac{U_{\phi}^2}{\sqrt{U_{\phi}^2 + (I_c R_{1(2)})^2}}, \quad (3.4)$$

де U_{ϕ} - ЕРС фази при замиканні через перехідний опір;

I_c - ємнісний струм замикання на землю.

Напряга на обмотці реле, підключеного до розімкнутого трикутника ТН, обчислюється по формулі

$$U_{р1(2)} = \frac{3U_{01(2)} \cdot 10^3}{n_{ТН}}, \quad (3.5)$$

де $n_{ТН}$ — коефіцієнт трансформатора ТН із розімкнутою обмоткою ($n_{ТН}=173$ для $U_{л} = 10$ кВ, $n_{ТН}=104$ для $U_{л} = 6$ кВ).

Напряга спрацьовування реле KV2 повинно бути більше суми напруг $U_{р1}$ и $U_{нс}$:

$$U_{ср2} = k_{н2}(U_{р1} + U_{нс}), \quad (3.6)$$

де $k_{н2} = 1,2$ - коефіцієнт надійності.

Коефіцієнти чутливості реле KV1 і KV2 можуть бути знайдені по виразу

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{ч(2)} = \frac{U_{р1(2)}}{U_{ср1(2)} + U_{нс}} \quad (3.7)$$

Коефіцієнт чутливості повинний складати приблизно 1,2-1,5.

Пропонується оцінювати чутливість захисту при ОЗЗ за значенням перехідного опору в місці замикання при струмі, рівному току спрацьовування захисту. Для цього рекомендується побудувати графік залежності струму нульової послідовності $3 \cdot I_0$ від перехідного опору R і знайти по ньому перехідний опір, що відповідає току спрацьовування захисту. Коефіцієнт чутливості при опорі людини 1 кому буде дорівнює цьому перехідному опору. Для забезпечення $k_{ч}=1,2-1,5$ рекомендується застосовувати спрямований захист від ОЗЗ.

При передбачуваному часі відключення з моменту дотику, рівному приблизно 0,2 с, припустимий струм через тіло людини складає 0,19 А. При дотику людини до струмоведучих частин струм через його тіло визначається по вираженню

$$I_{ч} \approx \frac{U_{л}}{\sqrt{3}(R_1 + 1,76\rho)}, \quad (3.8)$$

де $U_{л}$ - лінійна напруга мережі;

$R_1=1$ кОм - опір тіла людини.

При прийнятих умовах відповідно до вираження (3.8) питомий опір ρ підлоги в зоні обслуговування електроустановки повинне бути не менш 16718 Ом·м при $U_{л}=10$ кВ і не менше 9803 Ом·м при $U_{л} = 6$ кВ. Зазначеним вимогам задовольняють бетонна підлога і бетонні площадки з нормальною вологістю.

Визначимо уставки реле напруги KVI і KV2 при $U_{л}= 10$ кВ, $I_c=10$ А, $U_{нс}=4$ В. Опір тіла людини $R_1 = 1$ кОм, а опір у місці замикання на землю при відсутності людини $R_2=0,2$ кОм; $n_{тн}=173$. По формулі (3.3) визначимо напругу спрацьовування реле KVI:

$$U_{ср1}=3 \cdot 4=12 \text{ В.}$$

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно до вираження (4) знаходимо напругу при ОЗЗ через високоомний опір $R_1=1$ кОм:

$$U_{01} = \frac{6^2}{\sqrt{6^2 + (10 \cdot 1)^2}} = 3,09 \text{ кВ.}$$

Згідно (3.5), (3.6) і (3.7) обчислюємо відповідно:

напруга на обмотці реле KV1

$$U_{p1} = \frac{3 \cdot 3,090 \cdot 10^3}{173} = 53,6 \text{ В;}$$

напруга спрацьовування реле KV2

$$U_{cp2} = 1,2 \cdot (53,6 + 4) = 69,1 \text{ В;}$$

коефіцієнт чутливості реле KV1

$$k_{ч1} = 53,6 / (12 + 4) = 3,35.$$

Далі відповідно (3.4) визначаємо напругу, коли замикання на землю відбувається через низькоомний перехідний опір, наприклад, $R_2 = 0,2$ кОм.

$$U_{02} = \frac{6^2}{\sqrt{6^2 + (10 \cdot 0,2)^2}} = 5,692 \text{ кВ.}$$

Згідно (3.5) і (3.7) знаходимо:

$$U_{p2} = \frac{3 \cdot 5,692 \cdot 10^3}{173}$$

$$k_{ч2} = 98,7 / (69,1 + 4) = 1,35.$$

Слід зазначити, що напруга спрацьовування U_{cp} визначена в припущенні, що напруги U_{p1} , і U_{nc} збігаються по фазі, а коефіцієнти чутливості визначено у припущенні, що U_{cp1} і U_{nc} , а також U_{cp2} і U_{nc} знаходяться в протифазі, тобто для самих несприятливих умов.

При прийнятій уставці спрацьовування U_{cp} здійснюється блокування спрацьовування захисту при опорі тіла людини менш 0,66 кОм, при якому спрацьовує реле KV2 і розмикає коло відключення. У цьому випадку відключення не відбувається - реле KV2 спрацьовує на сигнал. Однак відповідно до імовірність опору тіла людини менш 1 кОм складає всього 5 %.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для здійснення пропонованої схеми захисту необхідно в шафах розподільчого пристрою установити додатково реле КЛ і КН, а в осередках трансформаторів напруги - реле КVI і КТ.

Таким чином, для підвищення електробезпечності при дотику людини до струмоведучих частин, зняття у визначеній мері протиріччя між положеннями ДСТ і діючих ПУЕ представляється доцільним у мережах 6-10 кВ застосування виборчого захисту, що діє лише при високоомному ОЗЗ на відключення. Це несуттєво впливає на надійність електропостачання, але імовірність позитивного результату при дотику людини до струмоведучих частин збільшується. При малому ж опорі захист діє тільки на сигнал.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4 ЕКСПЛУАТАЦІЙНА НАДІЙНІСТЬ МЕРЕЖІ 10 КВ

4.1 Замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю

В електричних мережах напругою 10 кВ нейтраль ізолювана від землі і замикання однієї фази на землю є однофазним замиканням на землю (з.з.). Кількість таких з.з. становить до 80% всіх пошкоджень.

При замиканні на землю, якщо перехідний опір в місці замикання дорівнює нулю, напруга пошкодженої фази відносно землі стає рівною нулю, а непошкоджених фаз - підвищується в $\sqrt{3}$ разів і стає рівною між фазній (лінійній). Проводам лінії електропередачі (повітряним і в більшій мірі кабельним) властива ємність по відношенню до землі, тому в місці замикання на землю протікає ємнісний струм $I_{з.з.}$. Сила цього струму може змінюватись від одиниць до десятків ампер. При певних умовах замикання на землю може призвести до більших негативних наслідків.

Кожній фазі трифазної мережі властива деяка ємність відносно землі, що рівномірно розподілена по довжині проводів. Ємності фазних проводів по відношенню до землі вважають приблизно однаковими: $C_A=C_B=C_C$

тоді струми, що протікають через ємності теж рівні: $I_A = I_B = I_C = \frac{U\phi}{X_c}$;

де, $U\phi$ – фазна напруга; X_c – ємний опір фази.

В нормальному режимі роботи мережі сума векторів ємнісних струмів трьох фаз дорівнює нулю і струм в землі не проходить:

$$I_{з.з.}=I_A+I_B+I_C=0$$

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

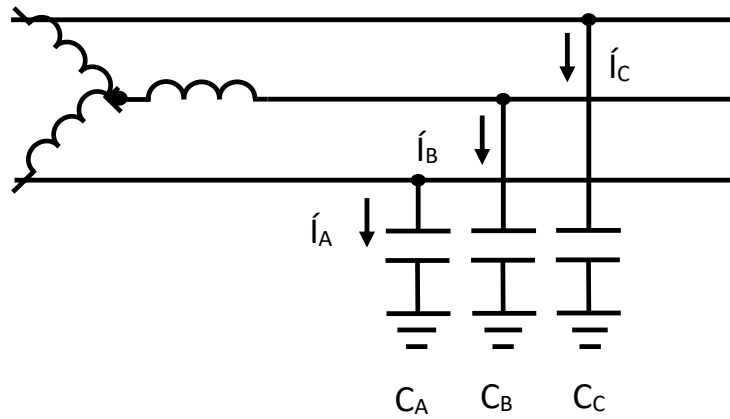


Рис.4.1. Пояснювальна схема мережі 10 кВ

При замиканні однієї фази на землю (наприклад, фази А) напруга цієї фази відносно землі стає рівною нулю: $U_A=0$, а ємнісний струм цієї фази А внаслідок цього теж буде рівний 0: $I_A=0$.

Так як в нормальному режимі напруга фази А відносно землі була U_A , а при з.з. $U_A=0$, то можна вважати, що при з.з. в місці замикання прикладена напруга, рівна за величиною і протилежна за знаком напрузі U_A , тобто $-U_A$, під дією якої через ємності проходить струм $-I_A$.

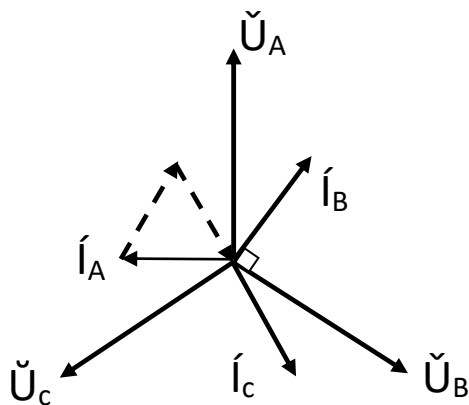


Рис.4.2. Векторна діаграма струмів і напруг до з.з

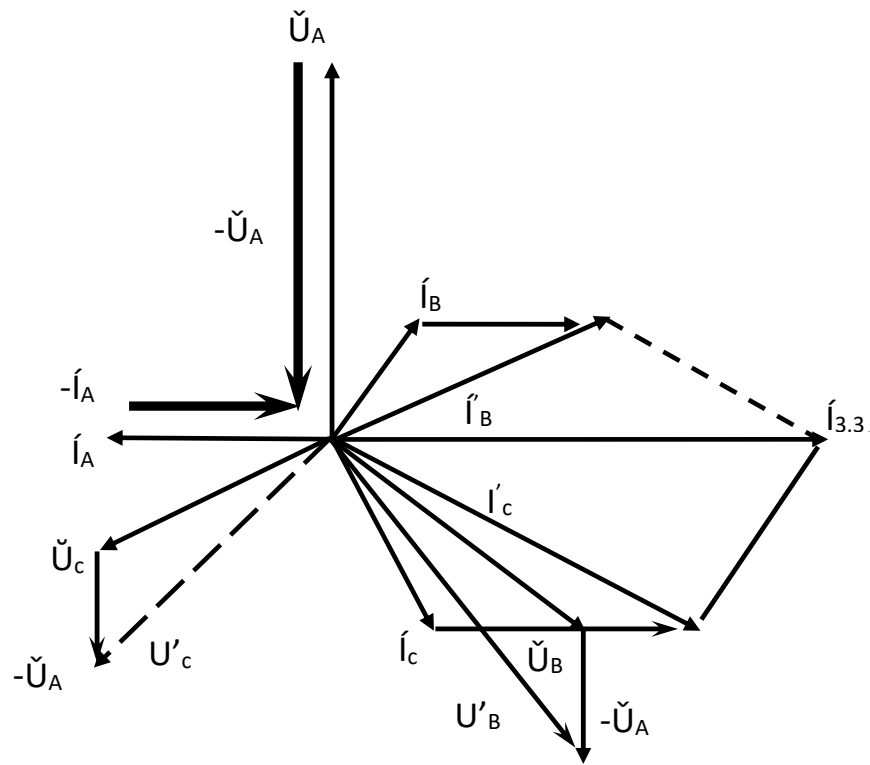


Рис.4.3. Векторна діаграма струмів і напруг після з.з. фази А

Напруга непошкоджених фаз зростає в $\sqrt{3}$ разів, тобто стає лінійною.

Струми через ємності непошкоджених фаз зростають в $\sqrt{3}$ разів в порівнянні зі струмами до з.з. Струм замикання на землю із векторної діаграми буде:

$$I_{3.3.} = \sqrt{(I'_B)^2 + I'_B \cdot I'_C (I'_C)^2} = \sqrt{(\sqrt{3} I_A)^2 + \sqrt{3} I_A \cdot \sqrt{3} I_A + (\sqrt{3} I_A)^2} = 3 \cdot I_A = 3 \frac{U\phi}{Xc_A} = 3U\phi \cdot \omega C_A$$

де $U\phi$ – номінальна фазна напруга мережі; $\omega = 2\pi f = 2\pi f \cdot 50 = 314$ – кутова частота змінного струму при $f=50$ Гц; $C_A=C_B=C_C$ – ємність фазного проводу по відношенню до землі, $C_A = C_0 \cdot l$; C_0 – питома ємність лінії, (мкФ/км); l – довжина лінії, км; Для повітряних ліній $C_0 = 5,4 \cdot 10^{-3}$ мкФ/км.

Якщо підставити величини ω, C_0 у вираз для визначення $I_{3.3.}$, то одержимо простіші наближені формули для визначення $I_{3.3.}$ в мережах 6...35 кВ з ізолюваною нейтраллю.

Для ПЛ
$$I_{3.3.} = \frac{U \cdot l}{350};$$

де U – лінійна напруга мережі, кВ; l – загальна довжина лінії даної напруги, км.

Струми з.з. не повинні перевищувати допустимі ПТЕ станцій і мереж в лініях, напругою 10 кВ – 20 А. В електричних мережах напругою 6...35 кВ, що мають залізобетонні чи металеві опори, $I_{з.з.} \leq 10A$.

Якщо струм $I_{з.з.}$ не перевищує вказані значення при з.з. немає потреби негайно відключити лінію і вона може працювати згідно ПТЕ електричних станцій і мереж (до двох годин), поки не буде визначена і відключена для ремонту пошкоджена ділянка. Підвищення фазних напруг в $\sqrt{3}$ раз не загрожує ізоляції мереж 6...35 кВ, яка розрахована на лінійну напругу. Тривале існування цього замикання призводить до небажаних наслідків: з'являються перешкоди для ліній зв'язку, створюється небезпека враження людей і тварин, що знаходяться поблизу місця з.з.

4.2 Виявлення однофазних замикань на землю

Для знаходження місць пошкоджень на лініях (обривання проводів, замикання між проводами, замикання на землю) є прилади та методи, основані на вимірюванні величин розповсюдження електричних імпульсів (*струмів перехідних процесів*) по проводах лінії та на вимірювальних параметрах аварійного режиму (*струмів вищих гармонік*).

Для повідомлення обслуговуючому персоналу про наявність з.з. передбачається сигналізація, виконана за допомогою реле напруги РН-53/60, котре вмикається на спеціальні обмотки трансформатора напруги (наприклад, НТМИ-10), з'єднані в розімкнений трикутник.

Якщо ізоляція мережі не пошкоджена, то до реле підводиться напруга, що не перевищує 3...5 В, тоді як при “металевому” з.з. до реле буде підведена напруга 100 В. Оскільки на реле приймається уставка 15 В, то воно буде надійно спрацьовувати не лише при “металевих” з.з., а й через перехідний опір. Цей вид сигналізації вважається неселективним, так як ним визначається тільки факт пошкодження в якійсь точці мережі її ізоляції по відношенню до землі.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найбільш простою схемою контролю ізоляції є схема вмикання трьох вольтметрів (PV) на фазні напруги.

При отриманні сигналу на підстанції не можна зразу визначити електричне коло, на якому сталося замикання на землю, так як всі лінії, які відходять, мають між собою електричний зв'язок на шинах.

Черговий персонал після сигналу про наявність з.з. повинен негайно провести заходи по визначенню місця пошкодження:

- визначається лінія на котрій виникло з.з. шляхом почергового короткочасного відключення під'єднаних ліній і з включенням їх в роботу від АПВ або вручну;
- для пошуку ліній, які мають замикання на землю без відключення застосовують прилади “Гармоніка”, “Волна”, “Поиск”;
- проводяться заходи по визначенню місця пошкодження на самій лінії (обхід лінії, пошук з.з. за допомогою пристроїв типу “Гармоніка”, котрі значно скорочують час і затрати праці на ці заходи.

Принцип дії цих пристроїв наступний. Напруженість магнітного поля під проводами ПЛ залежить від струмів, котрі протікають в проводах. Струми включають складові прямої, зворотної та нульової послідовності промислової частоти і вищих гармонік.

При відсутності з.з. струми основної частоти і вищих гармонік включають складові прямої і зворотної послідовності і незначну долю складових нульової послідовності.

При з.з. зростають складові нульової послідовності. Пропорційно окремим складовим струмам зростають і напруженості магнітного поля. По збільшенню напруженості поля, викликаного нульовими складовими вищих гармонік, можна судити про наявність струму пошкодження, котрий протікає до місця з.з. На непошкоджених відгалуженнях нульові складові малі.

Прилад “Гармоніка” забезпечує вимірювання магнітного поля, викликаного нульовою складовою 11-ї гармоніки, частота якої 550 Гц і котра має найбільшу

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кратність зростання при з.з. в порівнянні з іншими гармоніками (зростає майже в 30 разів).

Якщо, рухаючись від підстанції на відстані 5-10 метрів від осі траси лінії, послідовно виконувати вимірювання в місцях розгалуження, то максимальні покази приладу будуть вказувати шлях протікання струмів з.з. від підстанції до місця з.з.

На багатьох підстанціях застосовуються пристрої з розподільним фільтром типу РФ і УСЗ (в стаціонарному виконанні УСЗ/2, в переносному - УСЗ-2/1).

Дані пристрої реагують на вищі гармоніки $3I_0$, рівень яких пропорційний ємнісному струму лінії і в пошкодженій лінії завжди вищий, ніж у непошкодженій.

Якщо пристрої на підстанції відсутні, або не дають бажаного результату, то пошук пошкоджених ліній проводиться шляхом переведу окремих приєднань з однієї системи (секції) шин на другу, або шляхом розмикання лінії в раніше передбачених місцях.

Для зменшення часу пошуку місць з.з. в шафах КРПН, котрі використовуються для секціонування мереж 10 кВ, встановлюється захист від з.з. з дією на сигнал. По одержаному сигналу можна визначити, що пошкодження ізоляції сталося на ділянці лінії за секціонуючим вимикачем.

Одночасно з пошуком місця пошкодження в лінії повинні проводитись огляди працюючих реакторів та трансформаторів, до чиїх нейтралей вони підключені. Це пояснюється тим, що тривалість безперервної роботи реакторів під струмом нормується заздалегідь для окремих відгалужень: від двох до восьми годин. Якщо пошук замикання на землю затягується, персонал повинен вести спостереження за температурою верхніх шарів масла в баці реактора, записуючи покази термометра через 30 хв. Максимальне підвищення температури верхніх шарів масла до 100°C при цьому не допускається. Якщо реактори стоять на підстанціях, які обслуговуються ОВБ, то після знаходження і відключення пошкоджених ліній проводиться огляд реакторів і записуються

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

покази термометрів, та повертаються у попереднє положення усі вказівні реле і сигнальні пристрої.

Сучасні мікропроцесорні пристрої захисту і автоматики приєднань напругою 6-10-35 кВ, до яких відноситься і реле типу УЗА-АТ, дозволяють фіксувати такі пошкодження в лініях електропередачі наряду з іншими своїми функціями.

4.3 Компенсація струмів замикання на землю

При струмах з.з. більших приведених значень, в місці замикання на землю може виникнути стійка переміжача дуга (дуга загоряється і гасне з частотою, рівною 50 Гц, або перевищує її. В зв'язку з цим в мережі виникає 3-х, 4-х кратна перенапруга, що небезпечно для ізоляції, особливо в мережах напругою 35 кВ. Крім того, від термічної дії дуги в місці замикання на землю зростає небезпека пошкодження ізоляції, руйнування залізобетонних опор і загоряння дерев'яних опор. Внаслідок цього збільшується імовірність переходу дуги замикання на землю в к.з. між фазами, особливо в кабельних мережах.

Для зменшення струму з.з., котрий являється ємнісним, між нейтраллю силового трансформатора і землею включають індуктивну котушку, що називається дугогасячою (ДГК). Такі мережі називаються компенсованими. Якщо в момент з.з. до місця замикання підвести індуктивний струм, рівний ємнісному, то результуючий струм буде рівний нулю. Так, як при з.з. на нейтралі з'являється потенціал, рівний $U\phi$, то для одержання струму I_l , рівного $I_{з.з.}$ необхідна умова:

$$\frac{U\phi}{\omega L} = 3U\phi\omega C; \text{ звідки } L = \frac{1}{3\omega^2 \cdot C};$$

Необхідна потужність реактора ДГК визначається:

$$Sp = U\phi \cdot I_{з.з.} = \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot I_{з.з.}; \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

де L – індуктивність ДГК;

C – ємність лінії електропередачі де виникло з.з.;

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Уф, U – відповідно, фазова і лінійна напруга.

За технічними характеристиками вибирають марку і потужність ДГК.

Повітряні лінії сільськогосподарського призначення напругою 35 кВ в більшості випадків компенсують, а при напругах 6...10 кВ – в окремих випадках.

В кабельних лініях струми з.з. в 30...35 разів більші ніж в повітряних лініях тієї ж довжини, тому КЛ компенсують за допомогою ДГК чи інших пристроїв при напрузі навіть 6 кВ і тим більше при напругах 10...35 кВ.

Для заземлення нейтралі використовують однофазний заземлюючий реактор типу ЗРОМ - 300/10 (номінальна напруга 10 кВ, допустимий струм реактора 25-50А, повна маса реактора 1825 кг). Сучасним методом захисту ліній напругою 10...35 кВ від однофазних з.з. є автоматичне шунтування фаз (АШФ).

4.4 Автоматичне шунтування фази на підстанції 35/10 кВ.

Замикання на землю в електричних мережах 6 -10 кВ з ізолюваною нейтраллю створюють небезпечні режими роботи мереж із загрозою життю людей, тварин, з ймовірністю виникнення пожеж. Кількість нещасних випадків з цих причин залишається значною. Заданими Управління охорони праці Мінерго України у країні через однофазні пошкодження ізоляції та обриви проводів в електричних мережах 6 - 10 кВ з ізолюваною нейтраллю щороку гине близько 70 - 80 чоловік. Йдеться не про всі електромережі 6 - 10 кВ з ізолюваною нейтраллю, а тільки про ті, де ємнісні струми замикання на землю становлять від 3 до 10 А і питання їх компенсації залишається відкритим. Кількість підстанцій 35/10 кВ з малими струмами замикання на землю, де необхідно вирішувати проблему безпеки, для різних областей України становить 20 - 70 %.

Необхідно зазначити, що статистична ймовірність виникнення електротравм в електроустановках напругою 6 - 10 кВ під час замикань на землю прямо залежить від частоти та тривалості останніх. Враховуючи, що загальний стан економіки України накладає негативний відбиток на енергетику в цілому і на

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

одну з її складових частин - розподільчі електромережі, - слід очікувати на майбутнє збільшення пошкоджень у них і, відповідно, зростання електротравматизму.

У пункті 1.7.32 "Правил устроювання електроустановок" зазначено, що для захисту людей від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції слід застосовувати один з таких заходів: заземлення, занулення, захисне відключення та ін. Аналіз методів, які застосовувалися в Україні та за рубежом для підвищення безпеки експлуатації електромереж з ізолюваною нейтраллю, свідчить про суттєві переваги методу захисного шунтування, відомого як метод автоматичного заземлення фази, де виникло замикання на землю. Процес шунтування будь-якої електричної ділянки необхідно розглядати, насамперед, як окремий випадок існуючого в природі та широко використовуваного в техніці явища, що приводить до зниження кількості речовини, яка протікає крізь шунтовану ділянку. Під час застосування шунтування замикань на землю в електроустановках з ізолюваною нейтраллю, крім зниження струму крізь місце замикання, знижується також напруга пошкодженої фази відносно землі.

Захисне шунтування місць замикань на землю в електроустановках з ізолюваною нейтраллю - це метод захисту, який полягає в штучному з'єднанні пошкодженої фази із землею в одній або кількох наперед визначених точках електромережі, що обумовлюють зниження напруги пошкодженої фази відносно землі і струму крізь місце замикання на землю до величин, допустимих за умов електробезпеки. На практиці шунтування фази має бути автоматичним. За автоматичного шунтування фази (АШФ) замкнена на землю фаза електромережі з ізолюваною нейтраллю з'єднується із землею крізь малий перехідний опір. Звичайно, це з'єднання виконується на шинах підстанції. За цих умов режим електромережі в частині лінійних напруг не змінюється і не впливає на електропостачання споживачів.

Тривалий час вважалось, що під час шунтування фази крізь малий перехідний опір напруга в місці замикання на землю дорівнює нулю, або близька до нього []. Можливість протікання частини струму навантаження крізь місце

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

пошкодження не розглядалася. На рис.4.4 наведено схему заміщення електромережі під час замикання на землю і шунтування на підстанції. Струм навантаження, I_n , який протікає паралельно проводу по колу: "шина підстанції - АШФ - земля - місце пошкодження", дорівнює

$$I_n = \frac{\Delta U}{R_{ш} + R_{м.п} + Z_{пр} + Z_з}$$

де ΔU - падіння напруги в пошкодженій фазі до місця пошкодження;

$R_{ш}$, $R_{м.п}$ - відповідно перехідні опори в колі шунтування та місці пошкодження,

$Z_{пр}$, $Z_з$ - відповідно опори проводу та землі від шин підстанції до місця пошкодження.

Значеннями ємнісного струму меншими ніж 10 А і перехідного опору в колі визначаються струмом навантаження, що протікає паралельно проводу. Величина цього струму може значно перевищувати ємнісний струм замикання на землю, який протікав би крізь місце пошкодження за відсутності АШФ. У цьому випадку умови безпеки погіршуються у стільки разів, у скільки величина струму навантаження перевищує величину ємнісного струму. Тому в пристрої АШФ необхідно передбачити захист від протікання крізь комутаційний апарат і місце пошкодження струму навантаження, величина якого перевищує струм замикання на землю.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

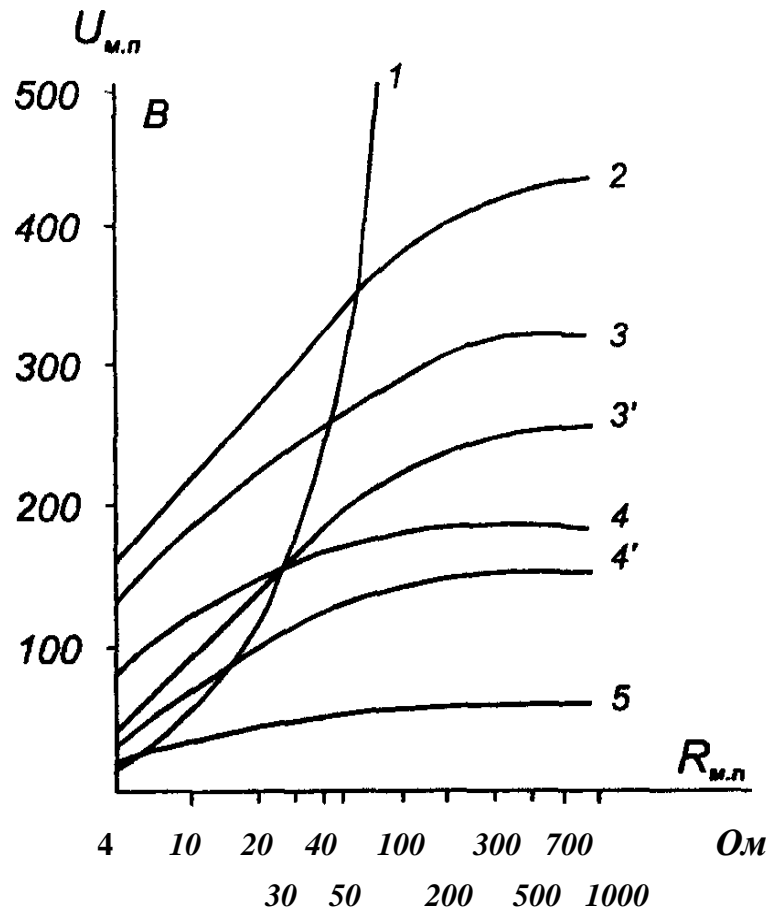


Рис. 4.5. Графіки $U_{м.п} = f(R_{м.п})$: 1 - за відсутності АШФ;

2 - з АШФ за $\Delta U = 7\%$ в мережах з $I_n = 120$ А;

3 і 3' - з АШФ за $\Delta U = 5\%$ в мережах відповідно з $I_n = 120$ А і 20 А;

4 і 4' - з АШФ за $\Delta U = 3\%$ в мережах відповідно з $I_n = 120$ А і 20 А;

5 - з АШФ за $\Delta U = 1\%$ в мережах з $I_n = 20-120$ А.

На підстанціях України було введено в експлуатацію десятки пристроїв АШФ. Ефективність їх застосування перевірялась випробуваннями в електромережах, проведеними спеціалістами різних організацій. Результати завжди були на користь АШФ. Однак масового застосування ці пристрої не знайшли. Це, у першу чергу, пов'язано з тим, що промисловість не випускала вимикачів 10 кВ з пофазним приводом і пристрої АШФ виготовлялися власними силами експлуатаційних підприємств електромереж без необхідних нормативно-технічних та проектних документів.

Працівниками ДП "Рівнеелектротехнологія" розроблено комутаційний апарат з пофазним керуванням контактною системою, силову частину якого

показано на рис.4.6. Приводами увімкнення силових кіл є лінійні електродвигуни, що дають можливість створити просту та надійну конструкцію пофазного керування. За допомогою приводу контактна система долає видимий розрив у кожній з фаз і забезпечує увімкнення її на землю крізь загальну для всіх трьох фаз вакуумну камеру. Для фіксації увімкненого стану передбачено електромагнітну заскочку, на яку під час відключення подається електричний сигнал. Повернення контактів у початкове положення здійснюється пружинами. В апараті передбачено механічне та електричне блокування можливості увімкнення непошкоджених фаз.

Пристрій автоматики шунтування фази (далі — пристрій АШФ) розроблений спеціалістами НІЦ "Електромережа". Він призначений для автоматичного керування під час замикання на землю в електричних мережах 10 кВ вимикачем 10 кВ з пофазним приводом, що забезпечує шунтування пошкодженої фази.

Функціонально пристрій АШФ складається з блока визначення пошкодженої фази під час замикання на землю та блока захисту. Вони конструктивно знаходяться в одній оболонці.

Блок визначення пошкодженої фази АШФ (блок ВПФ) забезпечує визначення пошкодженої фази за повноти замикання на землю від 0,5 до 1,0, контролюючи наявність напруги нульової послідовності $3U_0$, зменшення напруги на пошкодженій фазі та збільшення напруги на випереджуючій фазі за відсутності зменшення напруги в третій (відстаючій) фазі. Його робота відповідає такому алгоритму:

- спрацювання вихідного реле увімкнення пошкодженої фази через (5 ± 1) с;
- спрацювання вихідного реле відключення через (5 ± 1) с;
- друге спрацювання вихідного реле увімкнення пошкодженої фази через (5 ± 1) с;
- друге спрацювання вихідного реле відключення через $(8 \pm 1,6)$ хв;
- третє спрацювання вихідного реле увімкнення пошкодженої фази через (5 ± 1) с.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

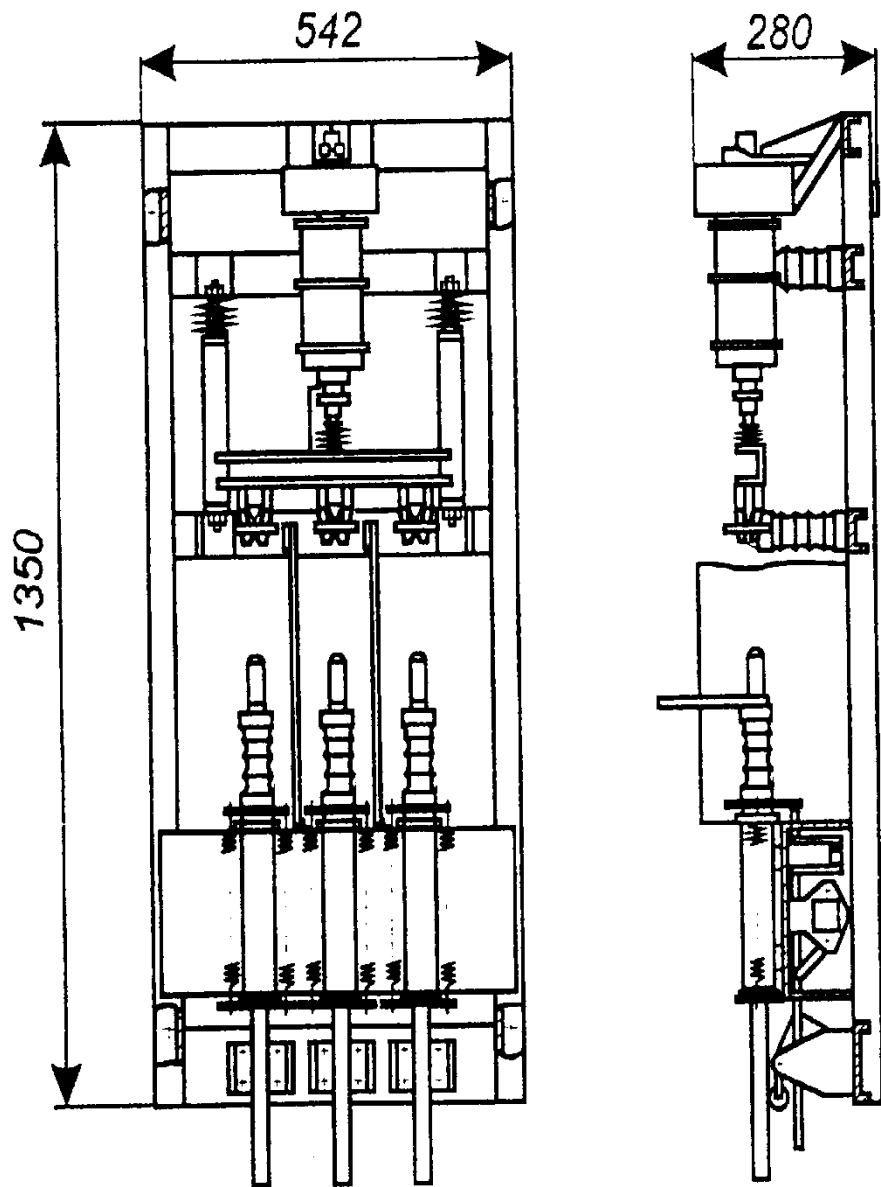


Рис. 4.6. Будова силової частини пристрою АШФ.

Спрацювання вихідного реле відключення відбувається за наявності повернення будь-якого з органів контролю напруги, якщо при цьому попередньо спрацювало вихідне реле увімкнення пошкодженої фази. За цих умов забезпечується двохкратність дії пристрою АШФ (заборона роботи АШФ за повторного повернення будь-якого з органів контролю напруги).

У пристрої АШФ є захист від ферорезонансу, від двофазного замикання на землю, від струму навантаження лінії електропередачі в колі шунтування фази.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP.5.8.141.085.ПЗ

Арк.

56

Розроблена апаратура АШФ дозволяє реалізувати автоматичне шунтування під час замикання на землю в електромережах з ізольованою нейтраллю і забезпечує відключення шунтування під час протікання крізь місце пошкодження струму навантаження, більшого за струм замикання на землю без шунтування, що в значній мірі поліпшує умови щодо безпеки людей, тварин, а також усуває ймовірність виникнення пожеж та виходу з ладу електрообладнання. Пристрій АШФ є засобом колективного захисту від ураження електричним струмом.

4.5 Захист трансформаторів напруги від ферорезонансних процесів

Детальний опис характеристик ферорезонансних процесів (ФРП) та заходів, спрямованих на недопущення пошкоджень ТН, у тому числі й використання антирезонансних трансформаторів типу НАМИ 6—10—35 кВ, наведено в. Нагадаємо їх.

По-перше, рекомендується використовувати прості, надійні та ефективні пристрої захистів від ферорезонансу. На сьогодні впроваджено 9 пристроїв захисту від ФРП на трансформаторах типу ЗНОМ-35 на підстанціях підприємств електричних мереж, частина з яких працює понад 3 роки та успішно виконує свої функції.

По-друге, пошкоджені трансформатори типу НАМИ-10 рекомендується ремонтувати (реконструювати), замінюючи найчастіше пошкоджену обмотку фази *B* на ємнісний подільник напруги та, власне, перетворюючи антирезонансні трансформатори в нерезонуючі. Декілька таких трансформатори також вже встановлено та успішно експлуатуються понад 2 роки на підстанціях обласних енергокомпаній.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

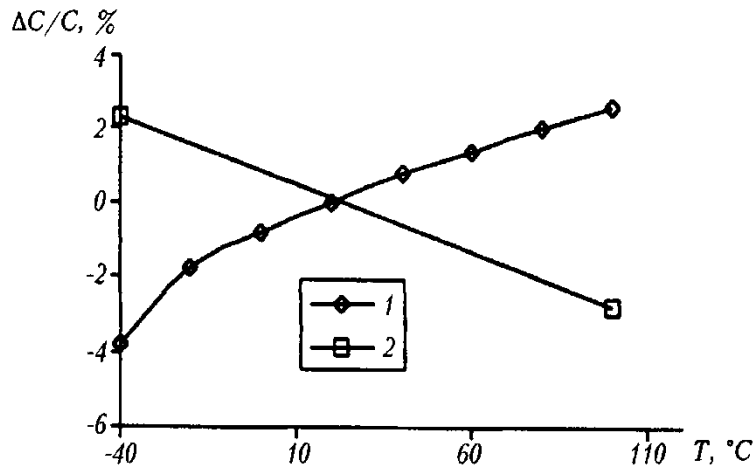


Рис. 4.8. Залежність від температури відносної зміни ємності електричних конденсаторів: 1 - паперових, просякнутих трансформаторною оливою; 2 – поліпропіленових.

Робоча напруженість електричного поля вибирається згідно з рекомендаціями і становить 25 кВ/мм для випробувальних рівнів напруги. Секції високовольтного плеча з'єднані послідовно без вкладних виводів, а секції низьковольтного плеча — паралельно за допомогою вкладних виводів [3]. Внутрішнє з'єднання секцій плечей подільника виконано малоіндуктивним, власна індуктивність, наприклад, подільника КМРИ-3 не перевищує 70 нГн. Обидва плеча розміщені в одному ізоляційному корпусі з оргскла. Високовольтний та низьковольтний виводи розміщені з протилежних боків корпусу та виконані у вигляді шпильок під різьбу М6. Розроблено декілька типів подільників на змінну напругу 10 і 35 кВ. Ємність низьковольтного плеча подільника становить 500 нф, коефіцієнт ділення — $1000 \pm 10 \%$, тангенс кута діелектричних втрат не перевищує 0,0025. Розміри по корпусу розроблених ємнісних подільників на 10 кВ становлять 27x70x280 мм (КМРИ-2) або 48x115x125 мм (КМРИ-3), а на 35 кВ - 50x130x230 мм (КМРИ-4). Випробувальна однохвилинна напруга становить 42 кВ для подільників напруги на 10 кВ і 76 кВ для подільників напруги на 35 кВ за умови розміщення їх при випробуваннях в середовищі трансформаторної оливи. Подільник розрахований на роботу за номінальної напруги протягом 25 років за температури навколишнього середовища від мінус 40 до плюс 65 °С. Клас точності подільника — 0,5.

Відхилення коефіцієнта ділення від середнього значення в діапазоні зміни температури від мінус 40 до плюс 50 °С менше ніж 0,5 %.

Разом з тим слід нагадати, що в електричних мережах 6 -10 кВ абсолютну більшість становлять ТН типу НТМИ-6 (10) кВ і лише незначну частку — трансформатори типу НАМИ-6 (10) кВ. Тому реконструкції цих трансформаторів слід приділити особливу увагу. Здійснювати її доцільно шляхом від'єднання «нуля» високої обмотки від «землі» та використання ємнісного (резисторного) подільника (рис.1).

Для швидкого ремонту (реконструкції) НТМИ спочатку з нього (них) вилучаються пошкоджені обмотки (обмотка) та на їх місце встановлюються непошкоджені (з інших трансформаторів), і додатково встановлюється ємнісний (резисторний) подільник $C1(R1) — C2(R2)$. Зрозуміло, що непошкоджені обмотки з інших трансформаторів повинні відповідати нормованим метрологічним характеристикам, оскільки від них живитимуться кола обліку. У разі необхідності слід провести метрологічні випробування реконструйованого ТН у цілому.

Як вимірювач усіх напруг (трьох лінійних і трьох фазних, а також напруги нульової послідовності U_0 слід використовувати розроблений нами вимірювач напруги. Він являє собою цифровий вольтметр, виконаний за сучасною технологією на основі високоточних мікросхем. Клас точності (як показали лабораторні дослідження, а також випробування на діючих підстанціях) становить 1,0 [4]. Пристрій живиться від ТН та споживає <10 В·А (можливе живлення його від джерела живлення власних потреб підстанції). Отже, вимірювання всіх напруг здійснюється в класі не гірше ніж 1,5, тобто точніше як стандартним вольтметром з перемикачем. В даний час нами розробляється вимірювач напруг на базі мікропроцесора. Він ніяким чином не впливає на роботу кіл обліку електроенергії, оскільки зазначені кола живляться безпосередньо від вторинних обмоток ТН, як і в традиційних трансформаторах.

На другому етапі ремонту (реконструкції) за відсутності можливостей заміни обмоток фаз з інших трансформаторів і необхідності їх перемотування,

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

додаткові обмотки, що з'єднуються у розімкнений трикутник, взагалі не потрібно намотувати, що знизить вартість ремонту (реконструкції) ТН.

Подібним чином можна реконструювати (ремонтувати) пошкоджені трансформатори типу ЗНОМ-35. Тобто, замість одного пошкодженого (пошкодженої фази) на її місце взамін електромагнітного сердечника з обмоткою встановлюється ємнісний подільник, а два інші ЗНОМ-35 замінюються трансформаторами типу НОМ-35, які з'єднуються між собою аналогічно трансформатору НТН-10 (як на рис.1 - тільки відсутня фаза В (в) ТН з високого і низького боків). Додаткові обмотки розімкненого трикутника - виводи $a_0 - x_0$ не використовуються.

У подальшому, коли буде налагоджено серійне виробництво ТН для мереж з ізолюваною нейтраллю, що вкрай необхідно, доцільно обидві електромагнітні фази ТН та ємнісний подільник розміщувати в одному баку (аналогічно НАМИ-35). Це дасть змогу суттєво зменшити габарити, здешевити його (в середньому в 2 рази) та значно підвищити надійність роботи апарата.

Висновки.

Розглянуто простий та ефективний спосіб недопущення виникнення ферорезонансу в мережах із заземленою нейтраллю з метою захисту ТН від пошкоджень.

Запропоновано методику реконструкції (ремонту) пошкоджених трансформаторів типу НТМИ-Ю(б) та ЗНОМ-35 з перетворенням їх у нерезонуючі ТН.

Оскільки в Україні серійно не виготовляються ТН для мереж з ізолюваною нейтраллю, доцільно завершити ініціативні наукові роботи, провести дослідно-конструкторські та випробувальні роботи з метою налагодження випуску нерезонуючих ТН, які будуть на 30—50 % менші за габаритами, легші та дешевші аналогів типу НАМИ-6-10-35 кВ.

Враховуючи практично повну вичерпаність запасів ТН старого типу на підприємствах електричних мереж як в Україні, так і в країнах СНД, ринковий

					МП.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

попит на ТН — у ближчий час на відремонтовані та принципово нові на перспективу може становити кілька тисяч у рік.

4.6 Ввод в експлуатацію нерезонуючого трансформатора напруги

Зважаючи на успішний досвід експлуатації на підприємствах обласних енергокомпаній реконструйованих трансформаторів напруги (ТН) для електромереж з ізольованою нейтраллю, на підстанціях Волинь- та Донецькобленерго було проведено реконструкцію чотирьох ТН типу НАМИ-10. Із трансформатора НАМИ-10 демонтовано і вилучено магнітопроводи з обмотками, які служили для контролю напруги фази В відносно землі. Натомість на ізолюючій платформі змонтовано і встановлено ємнісний дільник напруги (ЄДН), який використовується замість електромагнітного трансформатора для вимірювання напруги фази В. Досвід експлуатації таких нерезонуючих трансформаторів напруги (НТН) доводить їхні переваги над існуючими ТН, основними з яких є: стійкість до довготривалих однофазних замикань на землю, зокрема дугових; усунення можливості виникнення ферорезонансних процесів між ємністю фаз електромережі відносно землі та індуктивністю ТН; менша вага; спрощення ремонту тощо. Тому росте зацікавленість у встановленні трансформаторів типу НТН й у інших областях України, де також існує потреба ремонту (реконструкції) пошкоджених ТН, тим паче, що в Україні вони на напругу 6—35 кВ серійно не виготовляються.

Із наведеного вище випливає, що використання реконструйованих ТН типу НТН стає дедалі актуальнішим і має хороші перспективи для їх широкого розповсюдження. З огляду на це, а також враховуючи відмінності між НТН і серійними ТН у конструкціях і принципах роботи, доцільно детальніше розглянути особливості введення в експлуатацію та налагодження нового нерезонуючого трансформатора напруги з вимірним пристроєм (ВП), зазначити його основні технічні характеристики та описати порядок проведення експлуатаційних випробувань НТН з ЄДН і ВП.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вимірний пристрій (ВП).

Вимірний пристрій НТН призначений для вимірювання напруги та контролю ізоляції трифазних електромереж 6—10—35 кВ, 50 Гц.

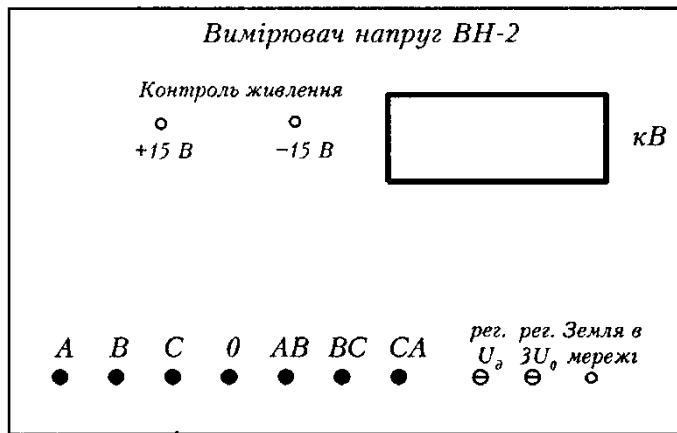
ВП змонтовано в металевому корпусі, який закріплюють за допомогою чотирьох болтів на панелі вимірних приладів підстанції. Зовнішній вигляд ВП показано на рис. 4.9.

На передній панелі ВП (рис.4.9,а) розміщено:

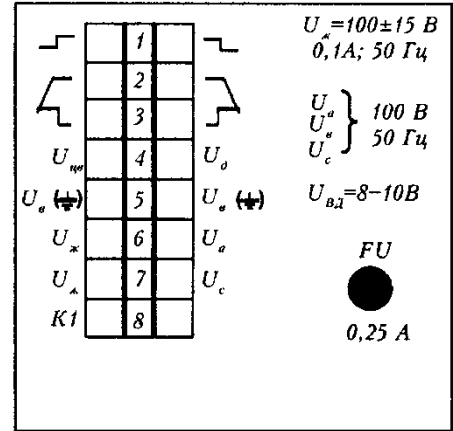
- два світлодіоди, які контролюють напругу живлення +15 і -15 В операційних підсилювачів ВП (напис «Контроль живлення»);
- цифровий чотирирозрядний світлодіодний індикатор, який показує вимірювану напругу мережі (напис «кВ»);
- семикноповий перемикач для вибору вимірюваної напруги мережі (написи «А, В, С, 0, АВ, ВС, СА»);
- світлодіод фіксації спрацювання реле U_c (напис «Земля в мережі»);
- регульовальні гвинти двох потенціометрів: один - для регулювання коефіцієнта передавання вимірюваної напруги фази В від ЄДН (напис «рег. U_ϕ »), і другий — для виставлення уставки спрацювання захисту за напругою нульової послідовності (напис «рег. $3U_0$ »).

На боковій панелі (рис.4.9,б) розміщено запобіжник (написи «FU», «0,25 А») і два ряди затискачів для під'єднання ВП до НТН (рис. 2), а також кіл сигналізації, телемеханіки тощо.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



а



б

Рис.4.9. Зовнішній вигляд панелей ВП: а — передня панель; б — бокова панель.

До складу НТН входять: трансформатор напруги TV, ЄДН (конденсатори C₁ і C₂), змонтований у баці трансформатора, який заповнений трансформаторною олією, а також неоновий розрядник VL, розміщений на виводах a₀-x₀ (на кришці TV).

Трансформатор напруги TV з'єднано за схемою «неповна зірка». Його первинні (високовольтні) обмотки під'єднано до трифазної електромережі з номінальною напругою 6 чи 10 кВ. До спільної фази (фаза В) під'єднано високовольтну ємність C₁ ЄДН. До вторинних обмоток TV (затискачі а, в, с; затискач в - заземлений) під'єднано кола обліку енергії, пристрої сигналізації, релейного захисту і автоматики (РЗіА) підстанції, а також відповідні входні затискачі ВП (вхідний опір ВП - 200 кОм). Низьковольтну ємність C₂ ЄДН одним виводом заземлено (вивід x₀ на кришці TV), а другий спільний вивід (вивід a₀ на кришці TV) під'єднано до вхідного затискача U₀ вимірного пристрою (вхідний опір ВП - 3 МОм). Паралельно ємності C₂ увімкнено розрядник VL, який запобігає проникненню перенапруг у вторинні кола підстанції під час обриву заземлення ЄДН. ВП живиться від напруги U_{ав} TV.

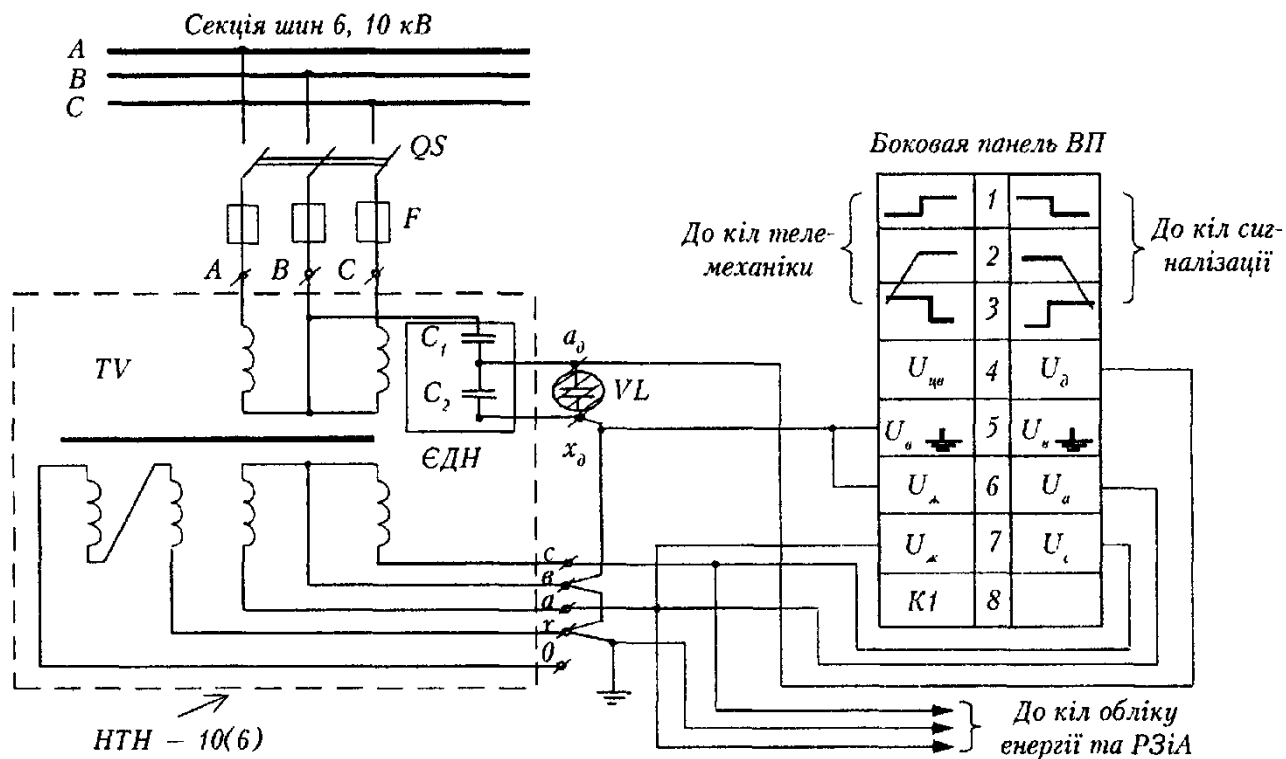


Рис. 4.10. Схема підєднання ВП до НТН.

Функціональну схему ВП наведено на рис.4.11.

До входів формувача напруг (ФН) підводять вхідні сигнали ВП, якими є:

- напруги $U_{ав}$ і $U_{св}$ - від вторинних обмоток TV ($U_{авном} = U_{свном} = 100$ В);
- напруга $U_{вд}$ - від діляника напруги ЄДН ($U_{вдном} = 8...10$ В).

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

Операції перетворення вхідних сигналів у ФН здійснюють прецизійні операційні підсилювачі (ОП) типу К140 УД17А. ОП спочатку узгоджують за модулем вхідні сигнали, перетворюючи їх у номінальні напруги 5 В (для напруг $U_{ав}$ і $U_{св}$) і 1В (для напруги ($U_{вд}$), а потім формують всі вихідні напруги ФН (рис. 4.11) за таким алгоритмом:

$$U_{ав} + U_{в} = U_a - U_{в} + U_{в} = U_a;$$

$u_{в}$ - формується безпосередньо;

$$U_{св} + U_{в} = U_c - U_{в} + U_{в} = U_c;$$

$$U_{ав} - \text{формується безпосередньо}; \tag{4.1}$$

- $U_{св} = U_{вс}$ - формується безпосередньо;

$$-(U_{ав} - U_{св}) = -(U_{ав} + U_{вс}) = U_{са};$$

$$1/3(u_{ав} + u_{св} + 3 u_{в}) = 1/3(u_a - u_{в} + u_c - u_{в} + 3 u_{в}) = 1/3(u_a + u_{в} + u_c) = u_0.$$

Таким чином, напруги, сформовані в правих частинах рівнянь (1), є напругами виходів ФН.

З виходів ФН напруги надходять до перемикача напруги (ПН). За допомогою ПН обирають вимірювану напругу мережі, тобто один із виходів ФН під'єднують до входу формувача середнього значення напруги — ФС. Цю ж напругу подають через резистор 6,8 кОм на контрольне гніздо (КГ) для додаткового контролю напруги мережі (клема $U_{цв}$ ВП, рис.4.9,б). Як зазначалося вище, номінальна напруга на виходах ФН і на вході ФС становить 5 В промислової частоти. На виході ФС отримують номінальну напругу +6 В фіксованої полярності. ФС реалізовано на двох ОП типу К140 УД17А.

З виходу ФС напруга ($U_{ФС} = +6$ В надходить до блоку, який забезпечує необхідний коефіцієнт ділення напруги $U_{ФС}$, що повинен відповідати номінальній напрузі мережі (6 чи 10 кВ). Номінальна вхідна напруга аналого-цифрового перетворювача (АЦП) цифрового вольтметра (ЦВ) дорівнює +100 мВ, тоді на чотирирозрядному цифровому індикаторі (ЦІ) цифрового вольтметра з'явиться число 100. Тому за номінальної напруги мережі 6 кВ $U_{ЦВ} = 60$ мВ; 10 кВ – $U_{ЦВ} = 100$ мВ, а на ЦІ відповідно до номінальної напруги мережі з'являться числа 06.00; 10.00.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У ВП вмонтовано сигнальний елемент контролю ізоляції електромережі, який спрацьовує тоді, коли напруга нульової послідовності U_0 мережі стане більшою за напругу уставки. Напруга U_0 із виходу ФН поступає на вхід формувача середнього значення, на виході якого формується напруга $U_{0C} = +7$ В (коли в електромережі $U_0 = U_{\text{фном}}$). На виході елемента уставки ЕУ формується напруга уставки $U_{0y} > 0$. Напруга U_{0C} поступає на неінвертуючий вхід компаратора K , а U_{0y} — на його інвертуючий вхід (компаратор реалізовано на базі ОП К140 УД7). Поки напруга $U_{0C} < U_{0y}$ — на виході K формується напруга $U_K = -12$ В, а коли $U_{0C} > U_{0y}$, то $U_K = +12$ В. Напруга U_K підводиться до підсилювача потужності (ПП), функції якого виконує транзистор КТ 315Г. У коло колектора транзистора ПП увімкнено котушку реле KL . Коли $U_{0C} < U_{0y}$ транзистор ПП працює в режимі відсічки і реле KL — незбуджене, а його контакти $KL.1$ і $KL.2$ — розімкнені. У випадку спрацювання сигнального елемента ($U_{0C} > U_{0y}$) транзистор ПП переходить у режим насичення, реле KL збуджується і його контакти замикаються.

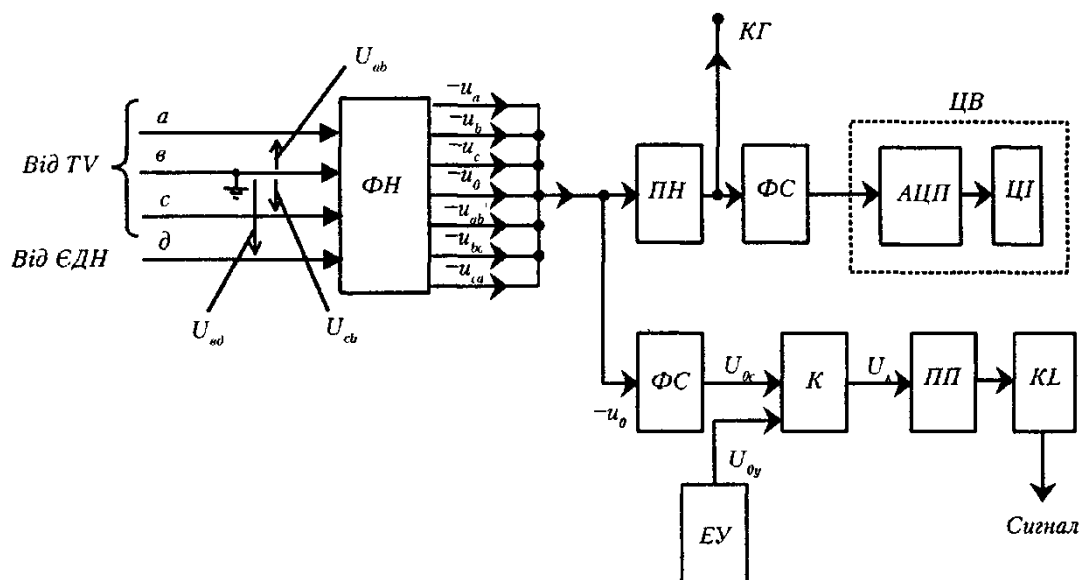


Рис.4.11. Функціональна схема ВП

Під час збудження реле KL запалюється світлодіод фіксації спрацювання реле U_0 , який увімкнено паралельно котушці реле KL . Дві ізольовані пари

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перемикальних контактів реле KL використовують для пуску сигналізації у момент появи землі в мережі. Клема $K1$ (рис.4.9,б) може бути використана для реалізації самопідхоплення реле KL (рис.4.12), для чого необхідно закортити клеми 1 з 5 та 2 з 8($K1$) бокової панелі ВП (рис.4.9,б). У цьому випадку доцільно також встановити кнопку деблокування.

Технічні характеристики

Клас точності трансформатора напруги TV — 0,5. Решта характеристик відповідають характеристикам серійного трансформатора напруги 6 чи 10 кВ;

- номінальна вторинна лінійна напруга 100 В, 50 Гц;
- фаза в вторинної обмотки TV — заземлена;
- клас точності ЄДН — 0,5;
- високовольтна ємність C_1 - номінальна напруга 6 чи 10 кВ, 50 Гц;
- низьковольтна ємність C_2 - номінальна напруга $U_{ВД} \approx 8...10$ В, 50 Гц;
- напруга спрацювання розрядника VL — $U_{VLcnp} \leq 250$ В;
- номінальні входні напруги ВП від TV — $U_{авном} = U_{свном} = 100$ В, 50 Гц;
- входний опір обох входів ВП ($ав$ і $св$) (фаза $в$ - заземлена) - $R_{вх} = 200$ кОм;
- номінальна входна напруга ВП від ЄДН — $U_{дном} = 8...10$ В, 50 Гц;
- входний опір ВП (вхід $U_{д}$) - $R_{вх} = 3$ МОм;
- живлення ВП — $U_{жс} = 100 \pm 15$ В, 50 Гц; $I = 0,1$ А;
- клас точності ВП — 1,5.

Таким чином, всі напруги мережі в діапазоні від 0 до $115\%U_{ном}$ вимірюються з точністю $\pm 2\%$ їхнього номінального значення, що не гірше за точність вимірювання цих напруг щитовим приладом електромагнітної системи від трансформатора напруги кл.0,5. Це підтверджено відповідним сертифікатом після проведення метрологічних випробувань.

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Точність додаткового контролю напруги мережі (клема $U_{цв}$ ВП, рис.4.9,б) - $\pm 2,0\%$ їхнього номінального значення. Вихідний опір $R_{вих} = 6,8$ кОм.

Точність роботи сигнального елемента U_0 - $\pm 2,5 \%$ номінального значення фазної напруги мережі $U_{Фном}$. Напруга спрацювання реле ($U_0 - U_{0спр}$ і $0,3U_{Фном}$). Спрацювання реле U_0 фіксується світлодіодом на передній панелі ВП.

До бокових затискачів ВП під'єднано дві ізольовані групи перемикальних контактів реле U_0 , які можна використати для запуску підстанційної сигналізації, передавання сигналу «земля в мережі» по каналах телемеханіки тощо. Ці контакти можуть комутувати кола з напругою живлення 220 В, $I < 100$ мА.

Температура навколишнього середовища — мінус 40...+40 °С, відносна вологість повітря $< 80 \%$.

Налагодження та ввід в експлуатацію

Величина ємності C_1 дільника залежить від номінальної напруги мережі і обрана такою, щоб не відбувалося помітного зміщення нейтралі навіть за невеликих ємностей електромережі. Значення ємності низьковольтного плеча вибрано таким, щоб за вхідної напруги дільника, яка дорівнює номінальній лінійній напрузі мережі, напруга на ємності C_2 була не більшою за 10 В, тобто $U_{\epsilon d} = 8...10$ В. Тому налагодження каналу напруги $U_{\epsilon d}$ ВП провадять сумісно з дільником ЄДН, тобто перед уведенням НТН в експлуатацію потрібно здійснити регулювання коефіцієнта передавання напруги від ЄДН. Для цього в лабораторних умовах необхідно скласти відповідну схему (рис.4.12).

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

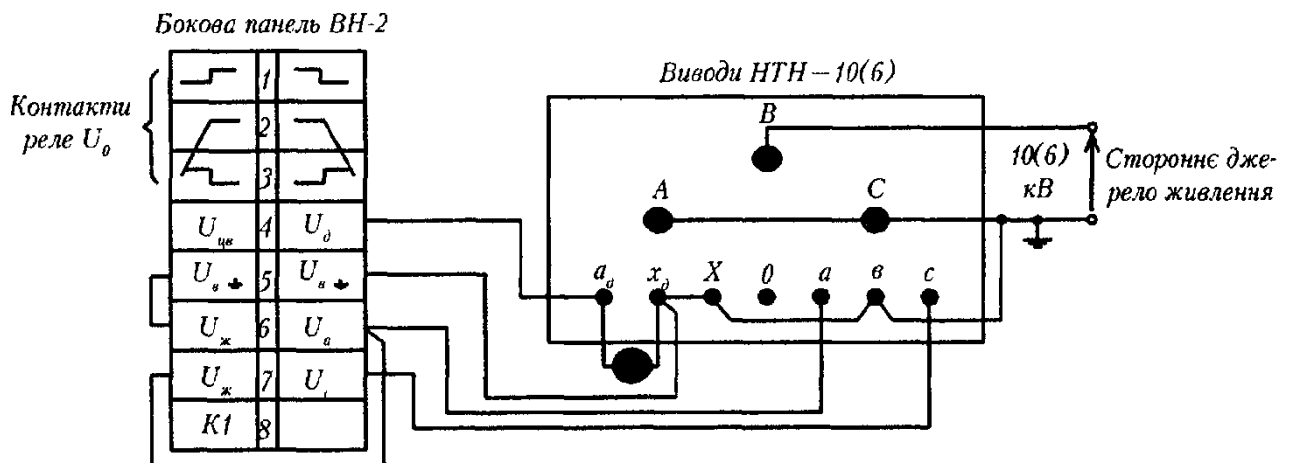


Рис.4.12. Схема налагодження НТН з ВП.

Згідно з цією схемою між фазою В НТН і землею вмикають стороннє джерело напруги 10 (6) кВ. Високовольтні виводи фаз А і С, а також низьковольтні виводи x_d , χ , b — заземлені, а виводи $a_d - x_d$ — захищені розрядником VL. Після подачі напруги на передній панелі вимірному пристрою слід натиснути кнопку «А» («С») для виведення на цифрове табло фазної напруги U_a (U_c). Згідно з рівняннями (1) напруга фази «А» («С») формується як $u_a = u_{ав} + u_в$ ($u_c = u_{св} + u_в$). Коли виводи з'єднані відповідно до рис. 4.13, то напруга фази «А» («С») буде дорівнювати нулю, оскільки напруги $u_{ав}$ та $u_в$ ($u_{св}$ та $u_в$) є рівними за значенням та протилежними за напрямком: $u_a = u_{ав} + u_в = 0$.

Якщо на цифровому табло напруга $U_в$ (U_c) відмінна від нуля, то за допомогою регульовального гвинта «рег. U_0 » на передній панелі ВП (рис.1, а) необхідно добитися їх нульового значення. Крім того, напруги $U_в$, $U_{ав}$, $U_{св}$ (почергово натискати кнопки «В», «АВ», «ВС») повинні бути рівними між собою і відповідати лінійному значенню напруги, тобто становити 10 (6) кВ. Напруга U_0 (натиснути кнопку «0») має бути в 3 рази меншою за напруги $U_в$, $U_{ав}$, $U_{св}$, тобто дорівнювати $10(6)/3=3,33$ (2,00) кВ, а також повинен світитись світлодіод сигнального елемента контролю ізоляції електромережі «Земля в мережі».

Перевірку номінального коефіцієнта передавання напруги від дільника напруги доцільно провадити також і в умовах експлуатації на підстанції за

нормальної схеми під'єднання (рис.41). Для цього цифровим вольтметром (клас 1,0) вимірюють напругу $U_{ad} - x_d$ і напругу фази В U_e від трансформатора напруги з іншої системи шин, попередньо увімкнувши міжшинний вимикач. Далі необхідно вимірювати всі напруги електромережі за допомогою ВП НТН у такому порядку:

- впевнитися, що світяться світлодіоди «+15 В» і «-15 В» контролю живлення та світлодіоди цифрового індикатора ВП;
- по чергово натискати одну з кнопок «А», «В», «С», «0», «АВ», «ВС», «СА» і записувати покази цифрового індикатора, які вказують відповідно діючі на значення напруг $U_A, U_B, U_C, U_0, U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$ електромережі. Значення напруги U_0 також показується в кіловольтах, тому для отримання значення напруги $3U_0$ за номіналом 100 В необхідно здійснити такі математичні дії:

$$3U_{0(100)} = \frac{U_{0(kB)}}{U_{ном} / \sqrt{3}} \times 100, \quad (4.2)$$

де U_0 (кВ) — показ індикатора;

$U_{ном}$ — номінальна напруга ЕМ, кВ (6 чи 10);

- замикання на землю в електромережі фіксує червоний світлодіод «Земля в мережі», розміщений на передній панелі ВП (рис.4.9, а), який запалюється, коли напруга нульової послідовності $U_0 \geq 0,3 U_{фном}$;
- для додаткового контролю вимірюваної напруги (кнопка якої натиснута) зовнішніми вимірними приладами (цифровий вольтметр, осцилограф) один їхній вхід під'єднують до клеми « $U_{цв}$ » на боковій панелі ВП, а другий - до клем 5 («заземлення») правого чи лівого ряду затискачів (рис. 4.9,б).

Після запису показів до журналу доцільно, щоби була постійно натиснута одна із кнопок лінійних напруг, наприклад «АВ». Тоді цифровим індикатором постійно контролюють лінійну напругу на збірних шинах підстанції.

Для перевірки спрацювання сигнального елемента контролю ізоляції необхідно закоротити клеми U_0 , і U_e («заземлення») (рис. 4.9,б). Тоді спрацює сигнальний елемент і запалиться світлодіод «Земля в мережі», який погасе після розкорочення клем.

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Випробування

Випробування НТН 6 - 10 кВ провадять відповідно до діючих обсягів і норм випробувань [], однак вони мають деякі особливості, які зазначено нижче.

Під час проведення випробувань *TV* вторинна ємність ЄДН C_2 (виводи a_0, x_0 рис.4.10) повинна бути закорочена і заземлена. Вплив ємності C_1 на загальний вхідний струм неробочого режиму *TV* зі сторони високої напруги незначний, бо ємність $C_1 \cong 500$ пф і коли $U_6 = 10$ кВ маємо:

$$I_{C1} = U_6 \omega C_1 = 10^4 \cdot 314 \cdot 500 \cdot 10^{-12} = 1,57 \cdot 10^{-3} \text{ А}$$

Перерахувавши на напругу 100 В, матимемо $I'_{C1} = I_{C1} \cdot 100 = 0,157 \text{ А}$.

У процесі зняття характеристики неробочого ходу *TV*, щоб уникнути впливу струму I_{C1} , слід заземляти фазу В *TV* зі сторони ВН і по чергово подавати напругу до виводів (*a-в*) і (*c-в*) *TV*, вимірюючи водночас струм у відповідних обмотках (*ав* і *св*).

Під час випробувань ізоляції обмоток ВН *TV* мегаомметром постійною напругою відносно «землі» водночас випробуватиметься ізоляція ємності C_1 і визначатиметься спільний струм спливу по ізоляції обмотки ВН *TV* і C_1 . Під час таких випробувань необхідно закоротити і заземлити ємність C_2 ЄДН (виводи a_0, x_0 , рис.4.10).

Випробування ізоляції обмотки ВН *TV* і конденсатора C_1 підвищеною напругою частотою 50 Гц необхідно провадити одночасно для *TV* і конденсатора C_1 .

Для *TV*, які експлуатуються, відповідно до літератури [2] маємо:

$$TV U_{ном} = 6 \text{ кВ} \quad - \quad U_{випр} = 21 \text{ кВ}, 50 \text{ Гц};$$

$$TV U_{ном} = 10 \text{ кВ} \quad - \quad U_{випр} = 30 \text{ кВ}, 50 \text{ Гц};$$

Під час проведення випробувань *TV* необхідно від'єднати усі вторинні кола напруги від низьковольтних виводів трансформатора. Виводи ємності C_2 (a_0, x_0 , рис.4.10) повинні бути завжди закорочені і заземлені.

Випробування ізоляції конденсатора C_2 мегаомметром — недопустиме, оскільки номінальна напруга C_2 — 8-10 В, 50 Гц. Достатньо лише перевірити

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ізоляцію C_2 (виводи $a_{\partial}, x_{\partial}$, рис.4.10), наприклад, цифровим мультиметром зі шкалою $R=200 \text{ МОм}$, якщо напруга на виводах мультиметра (чи стороннього джерела напруги) — не більша ніж 30 В. Після вимкнення НТН від мережі, а також випробувань його ізоляції необхідно розряджати ЄДН, заземляючи виводи А, В, С НТН (рис.4.10).

Для перевірки параметрів газонаповненого розрядника VL , який має напругу пробиття 200 — 250 В і напругу стабілізації 150 - 160 В (амплітудні величини) у лабораторних умовах збирають схему, наведену на рис.4.13.

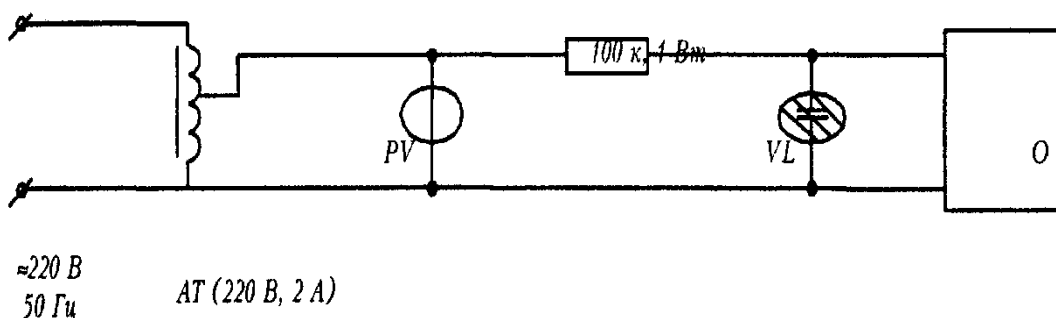


Рис.4.13. Схема випробування розрядника

Змінюючи АТ напругу від 0 до 220 В, осцилографом О контролюють форму напруги на розряднику VL . Напруги пробиття і стабілізації повинні бути у межах, зазначених вище.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 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.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

5.2. Оперативний персонал та особливі вимоги до нього

5.2.1 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.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						75
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.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						76
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.

5.2.2 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.

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

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

5.2.3 Вимоги безпеки під час виконання робіт

Під час чергування електрик повинен виконувати періодичні огляди обладнання. При цьому забороняється відкривати двері огорож 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 5.1 – 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.

Електрик 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 перемикань необхідно бути уважним і не відволікатись. Необхідно контролювати кожну операцію по бланку перемикань, нерегламентовані перерви в процесі перемикань не допускаються.

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

Забороняється в процесі виконання перемикань проводити примусове деблокування улаштувань блокування.

Під час підготовки робочого місця необхідно перевіряти на місці

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

					МП.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

5.2.4 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.

5.2.5.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.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБРАНОГО ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ

Економічні оцінки проводяться для підприємств (фірм), енергетичних об'єктів, що діють і для об'єктів, що знаходяться на стадії проектування. Для оцінки використовують методи в яких розраховуються різноманітні показники, такі як: нормативний термін окупності, нормативний коефіцієнт ефективності, банківські процентні позики і так далі.

Всі методи економічних оцінок розділяються на традиційні (без врахування чинника часу) і сучасні (з врахуванням чинника часу).

Традиційні методи без врахування чинника часу розділяються на:

- метод порівняння термінів окупності додаткових капіталовкладень (інвестицій), які зроблені в більш капіталомісткий варіант в порівнянні з менш капіталомістким варіантом за рахунок економії різних експлуатаційних витрат, яких досягли шляхом додаткових капіталовкладень;
- метод оцінки по коефіцієнту ефективності тих же капіталовкладень;
- метод приведених витрат для різних варіантів капіталовкладень (інвестицій);
- метод оцінки економічного ефекту від додаткових капіталовкладень.

При використанні цих методів і показників для оцінки інвестування варіанти, які розглядаються, повинні відповідати певним умовам співставності, або якщо вони не відповідають технічній суті проектів, вони мають бути приведені у відповідний вигляд, який відповідає умовам співставності. Необхідно дотримуватися таких умов:

- 1) однаковий виробничий ефект (у споживача). При будь-якому варіанті споживач повинен отримати одну і ту ж кількість продукції;

									Арк.
									83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

2) оптимальність порівнюваних варіантів. Варіанти, які порівнюються повинні мати порівняно однаковий сучасний технічний рівень;

3) варіанти порівняння варіантів повинні проводитися в співставних цінах;

4) однаковий екологічний ефект.

Проведемо аналіз ефективності капіталовкладень традиційними методами оцінки.

Розрахуємо порівняльний термін окупності для вимикачів.

В даному проекті я пропоную замінити масляні вимикачі, які вже відпрацювали свій ресурс на сучасні вакуумні вимикачі. Витрати на сучасні вакуумні вимикачі, якими планується замінити старі:

$$K_1 = n \cdot Ц; \quad (6.1)$$

де n - кількість вакуумних вимикачів (5 шт.);

$Ц$ - вартість одного вимикача.

Витрати на масляні вимикачі прийmemo $K_2=0$.

Вартість вимикачів становитиме:

$$K_1=43 \text{ тис. грн}$$

Щорічні витрати на матеріали і ремонт старих вимикачів представляє $B_2= 10,252$ тис. грн [18].

Нові вимикачі вимагають значно менших витрати на їх експлуатацію чим старі вакуумні, $B_1=2$ тис.грн/рік [18]. Також встановлення нових вимикачів дасть додатковий прибуток за рахунок зменшення недовідпуску електроенергії, яка представляє $\delta M=5$ тис.грн/рік.

Відношення капіталовкладень до витрат дасть розмірність (рік), а це означає, що визначений порівняльний термін часу, який вимірюється в роках.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Порівняльний термін T_{cp} окупності можна привести з нормативним терміном окупності T_H в наступне співвідношення:

$$T_{cp} = \frac{K_1 - K_2}{B_2 - B_1 + \delta M} \neq T_H; \quad (6.2)$$

$$T_{cp} = \frac{\Delta K}{\Delta B} \geq T_H. \quad (6.3)$$

Показник T_{cp} показує за який час окупляться додаткові капіталовкладення на установку нових вакуумних вимикачів за рахунок економії експлуатаційних витрат і зменшення недовідпуску електроенергії, який ці додаткові капіталовкладення забезпечать.

Якщо ця величина менша, ніж нормативний термін окупності T_H , то варто піти на додаткові капіталовкладення, якщо більша, тоді ні. Нормативний термін окупності в даний час встановлений 8 років [19].

Обчислимо T_{cp} для нашого проектного варіанту по формулі (6.2) :

$$T_{cp} = \frac{43 - 0}{10,252 - 2 + 5} = 3,24 \text{ років.}$$

В умовах ринкової економіки для оцінки на проектній стадії досліджуваного об'єкту, рекомендується приймати величину зворотну банківському відсотку по депозиту, або відсотку середньої прибутковості (20%).

$$T_H = \frac{1}{20} \cdot 100 = 5 \text{ років.}$$

Отже, з підрахованих значень можемо зробити висновок, що

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

модернізація економічно доцільна, тому що додаткові капіталовкладення окупляться за 3,24 роки, що задовольняє вимогам:

а) по енергетичній галузі:

$$T_{cp} < T_n;$$

$$3,24 < 8;$$

б) по проценту середньої прибутковості:

$$T_{cp} < T_n;$$

$$3,24 < 5;$$

Коефіцієнт економічної ефективності.

В деяких випадках зручніше обчислювати відношення не додаткових капіталовкладень до економії річних експлуатаційних витрат, а навпаки відношення економії витрат до додаткових капіталовкладень. Такий показник був названий коефіцієнтом економічної ефективності E_{ϕ} .

$$E_{\phi} = \frac{B_2 - B_1}{K_1 - K_2} = \frac{\Delta B}{\Delta K} \neq E_n. \quad (6.4)$$

Коефіцієнт економічної ефективності показує величину економії експлуатаційних витрат, яку дасть кожна додатково вкладена гривня засобів інвестування. Як і термін окупності, коефіцієнт економічної ефективності повинен порівнюватися з нормативною величиною, нормативним коефіцієнтом економічної ефективності E_n , він є величина зворотна до терміну окупності (у нинішніх умовах, коли $T_n = 8$ років, коефіцієнт $E_n = 0,125$).

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Враховуючи те, що прибуток m є різницею між сумою реалізації R і витратами на виробництво B :

$$m = R - B; \quad (6.5)$$

то, порівнюючи новий варіант інвестування, який дасть ще нам економію недовідпуску електроенергії і старий варіант, матимемо:

$$m_1 = R - B_1 - \delta M \text{ и } m_2 = R - B_2;$$

тоді:

$$\Delta m = m_2 - m_1 = (R - B_2) - (R - B_1 - \delta M) = R - B_2 - R + B_1 + \delta M = B_1 - B_2 + \delta M;$$

$$\Delta m = \Delta B + \delta M. \quad (6.6)$$

Іншими словами економія витрат являє собою додатковий прибуток:

$$E\phi = \frac{\Delta B + \delta M}{\Delta K}. \quad (6.7)$$

Очевидно, що за нормативний коефіцієнт економічної ефективності доцільно прийняти величину прибутковості капіталу (середній банківський відсоток) по депозитах або кредитах - ρ , $E_H = \rho$, а нормативний порівняльний термін окупності:

$$E_H = \frac{1}{E\phi} = \frac{1}{\rho} \text{ років.} \quad (6.8)$$

Для проектного варіанту $\Delta B + \delta M = 14,500$ тис.грн при $K_1 = 43$ тис. грн.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Порівнюючи E_{ϕ} з середнім відсотком по кредитах, можна відповісти на питання: вигідно йти на додаткові капіталовкладення з метою здобуття прибутку, чи вигідніше розмістити їх в банк під 20%.

Обчислимо коефіцієнт E_{ϕ} по формулі (6.7):

$$E_{\phi} = \frac{14,500}{43} = 0,337.$$

$E_H = r = 0,125$, порівняємо його з отриманим E_{ϕ} :

$$E_{\phi} > E_H;$$

$$0,337 > 0,125.$$

У свою чергу це означає, що вигідніше вкладати гроші у виробництво чим в банк, для здобуття більшого прибутку.

Приведені витрати.

Якщо формулу $T_{CP} = \frac{K_1 - K_2}{B_2 - B_1}$ перетворити, підставляючи коефіцієнт

економічної ефективності в наступному вигляді, а саме:

$$K_1 - K_2 = (B_2 - B_1) \cdot T_H;$$

$$K_1 - K_2 = \frac{(B_2 - B_1)}{E_H};$$

або

$$E_H (K_1 - K_2) = (B_2 - B_1); \quad (6.9)$$

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після перетворення отримаємо:

$$B_1 + E_H K_1 = B_2 + E_H K_2; \quad (6.10)$$

Очевидно, ця рівність буде вірна лише для окремих випадків – рівність економічних варіантів. В більшості випадків має місце нерівність:

$$B_1 + E_H K_1 \neq B_2 + E_H K_2; \quad (6.11)$$

або

$$B_1 + E_H K_1 \leq B_2 + E_H K_2; \quad (6.12)$$

При цьому економічнішим є варіант інвестування в якого сума річних експлуатаційних витрат B і капіталовкладень K помножених на нормативний коефіцієнт економічної ефективності E_H буде найменша, тоді критерієм ефективності є:

$$Z = B + E_H K \longrightarrow \min . \quad (6.13)$$

Цей показник отримав назву приведених витрат, а добуток $E_H \cdot K$ – приведені капіталовкладення.

Тобто, приведені витрати – це сума витрат виробництва і приведених капіталовкладень, критерієм ефективності яким є мінімум приведених витрат. Для нашого проекту необхідно враховувати додаткові витрати на недовідпуск електроенергії δM . Тоді отримаємо:

$$Z_1 = B_1 + E_H K_1; \quad (6.14)$$

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_2 = B_2 + E_H K_2 + \delta M.$$

(6.15)

Проведемо розрахунки:

а) витрати на вакуумні вимикачі:

$$Z_1 = 2 + 0,125 \cdot 43 = 10,6 \text{ тис. грн.}$$

б) витрати на масляні вимикачі:

$$Z_2 = 10,252 + 0,125 \cdot 0 + 5 = 15,252 \text{ тис. грн.}$$

З розрахунків видно, що $Z_1 < Z_2$, тобто витрати на обслуговування старих масляних вимикачів перевищують витрати на вакуумні вимикачі. Отже перевагу по методу приведених витрат віддаємо новому варіанту – встановлення вакуумних вимикачів.

Розрахуємо економічний ефект.

При оцінюванні по приведених витратах виникає питання: на скільки один варіант вигідніший за інший. Для цього обраховується різниця між приведеними витратами:

$$\mathcal{E} = \Delta Z = Z_1 - Z_2 = (B_1 + E_H \cdot K_1) - (B_2 + E_H \cdot K_2); \quad (6.16)$$

$$\mathcal{E} = (B_1 + E_H \cdot K_1) - (B_2 + E_H \cdot K_2). \quad (6.17)$$

Різниця приведених витрат отримала назву економічний ефект. Цей вираз слід розуміти так: економічний ефект виявляється при зіставленні економії експлуатаційних витрат і приведених капіталовкладень, за рахунок яких може бути отримана ця економія.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо економія більше приведених капітальних витрат, ефект позитивний, капіталовкладення виправдані (по формулі 6.17):

$$\Theta = (2 + 0,125 \cdot 43) - 10,252 = 0,348 \text{ тис.грн.}$$

Отримані результати для порівняння зведемо в таблицю 6.1.

Таблиця 6.1 – Порівняння економічних показників варіантів вкладення коштів в розвиток підстанції 35/10 “Промислова”

Економічний Показник \ Вид вимикачів	Вакуумні	Масляні
Витрати, що плануються на вимикачі K_1 , тис. грн	43	-
Щорічні витрати на матеріали і ремонт вимикачів B , тис. грн/рік	2	10,252
Термін окупності капіталовкладень T_{cp} , років	3,24	-
Коефіцієнт економічної ефективності E_f	0,337	-
Приведені витрати Z , тис. грн.	10,6	15,252

Проаналізувавши попередні розрахунки можна сказати, що модернізація ПС вигідна. Основним доказом є позитивний прибуток від вкладення додаткових засобів.

Ознайомившись та оцінивши переваги і недоліки вимикачів двох типів, а також провівши економічні розрахунки, очевидно, що заміна старих масляних вимикачів на нові вакуумні є доцільною. Це підтверджується розрахунками, які вказують на економію грошових витрат при впровадженні

нового устаткування порівняно з тим варіантом, коли ми залишаємо у роботі старі вимикачі ще на деякий термін. Але старе устаткування морально застаріле, й часте відключення і не можливість використовувати його на швидкодіючому захисті приводить до негативних результатів.

При втіленні розробленого мною варіанту реконструкції підстанції, відбувається економія витрат на обслуговування, матеріали, а також економія за рахунок відсутності збитків від недовідпуску електроенергії.

В умовах ринкової економіки енергетична компанія повинна надійно організувати роботу енергетичних об'єктів і створювати умови для безперебійного постачання електричної енергії своїм споживачам. Це насамперед досягається використанням сучасного та надійного обладнання. Тому можна зробити висновок про виправданість реконструкції із заміною масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні 35 кВ, і ця заміна матиме позитивний ефект та результат з точки зору капіталовкладення.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

1. В районному підрозділі електричних мереж (РП) знаходиться 12 районних трансформаторних підстанцій напругою 35/10 кВ загальною потужністю 94,2 МВА, в тому числі 3 однострансформаторні підстанції потужністю 9,6 МВА.

Кількість споживчих трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ становить 560 штук, загальною потужністю 134937 кВА. Середня потужність споживчої трансформаторної підстанції напругою 10/0,4 кВ складає 240,96 кВА. Середнє навантаження ліній електропередачі напругою 10 кВ складає 180,4 кВ·А/км.

2. На підстанції встановлено один силовий трансформатор типу ТМН-4000/35 і відходить чотири лінії електропередачі напругою 10 кВ

3. Розрахункова потужність на шинах 10 кВ підстанції складає на кінець розрахункового періоду 4862 кВА. Діюча підстанція 35/10 кВ з одним трансформатором потужністю 4000 кВА і однією секцією шин 10 кВ не зможе забезпечити електропостачання сільськогосподарських споживачів у зв'язку з дефіцитом трансформаторної потужності. Пропонується реконструкція РТП шляхом заміни існуючого трансформатора на трансформатор потужністю 6300 кВА і відповідній заміні підстанційного обладнання.

4. Підстанція 35/10 кВ живиться повітряною лінією 35 кВ, котра виконана проводом АС-95 і має довжину 15 км. По цій лінії, крім реконструйованої підстанції, живиться ще одна підстанція 35/10 кВ з двома трансформаторами по 2500 кВА кожний. Втрата напруги в лінії 35 кВ з урахуванням збільшення навантаження підстанції становитиме 5%. Враховуючи наявність регулятора напруги типу РПН на силовому трансформаторі підстанції, лінія живлення напругою 35 кВ реконструкції не потребує.

5. Для шафи РП 10 кВ типу КРУ-2-10 перевірено шини та вибрано вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10, трансформатори струму і напруги,

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформатори власних потреб. Крім цього, перевірено шини та вибрано вакуумний вимикач типу ВБНК-35 для відкритого розподільчого пристрою 35 кВ. Для перевірки вибраного електрообладнання та перевірки релейного захисту на підстанції виконано розрахунки струмів короткого замикання за методом відносних одиниць.

6. В роботі розраховано уставки МСЗ лінії 10 кВ, розрахунок МСЗ вводу трансформатора та розрахунок МСЗ силового трансформатора. Релейний захист відхідних ліній 10 кВ виконано на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС.

7. В роботі пропонується схема вибіркового захисту від однофазних замикань на землю (ОЗЗ), що діє на відключення, якщо це необхідно за умовами електробезпеки (при тривалості впливу більш 1 с допустимий струм $I_{\text{доп}}$ складає 6 мА, а допустима напруга дотику $U_{\text{доп}} = 20$ В.

Це несуттєво впливає на надійність електропостачання, але імовірність позитивного результату при дотику людини до струмоведучих частин збільшується. При малому ж опорі захист діє тільки на сигнал.

Для виконання схеми захисту необхідно в шафах РП 10 кВ установити додатково реле КЛ і КН, а в шафах трансформаторів напруги - реле КVI і КТ.

Наведено ефективний спосіб недопущення виникнення ферорезонансу в мережах із заземленою нейтраллю з метою захисту ТН від пошкоджень.

Запропоновано методику реконструкції (ремонт) пошкоджених трансформаторів типу НТМИ-10(б) та ЗНОМ-35 з перетворенням їх у нерезонуючі ТН.

Оскільки в Україні серійно не виготовляються ТН для мереж з ізольованою нейтраллю, доцільно провести дослідно-конструкторські та випробувальні роботи з метою налагодження випуску нерезонуючих ТН, які на 30-50 % менші за габаритами, легші та дешевші аналогів типу НАМИ.

Враховуючи практично повну вичерпаність запасів ТН старого типу на підприємствах електричних мереж як в Україні, так і в країнах СНД,

					МР.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ринковий попит на ТН — у ближчий час на відремонтовані та принципово нові на перспективу може становити кілька тисяч у рік.

9. Нерезонуючий трансформатор напруги з вимірним пристроєм дає змогу з необхідною точністю здійснювати облік електроенергії, що поступає споживачам, а також ефективно виявляти появу «землі» у мережі за напругою нульової послідовності і контролювати всі фазні та лінійні напруги електромережі.

Новий трансформатор напруги як масштабний вимірний перетворювач за своїми метрологічними характеристиками відповідає вимогам відповідного ДСТУ, а як апарат високої напруги — стійкий до всіляких збурень, що виникають під час експлуатації мереж 6—10 кВ, зокрема і до однофазних замикань на землю через дугу з повторно-нестійким характером горіння.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

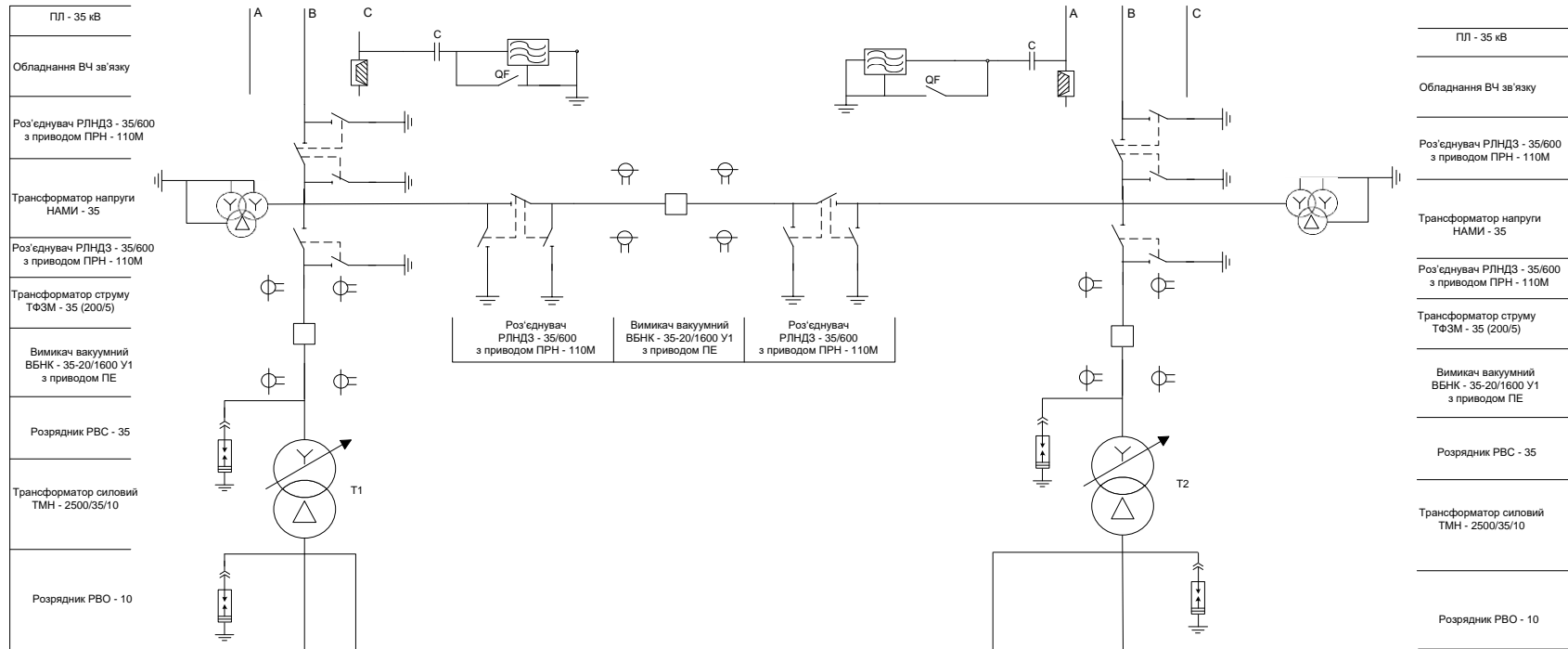
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
2. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
3. 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с
4. Будзко И.А., Зуль И.М. Электроснабжение сельского хозяйства, М. Агропромиздат, 1990.
5. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. ГКД 340.000.002-97.-К.: Міненерго України, 1997.-54 с.
6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. ГКД341.004.001-94.-К.: Минэнерго Украины, 1994.
- 7.Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в електроустановках змінного струму напругою понад 1 кВ. ГОСТ 27514-87.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8. Энергобережения – приоритетный напрямок державної політики України / Ковалко М.П., Денисюк С.П.; Відпов.ред. Шидловський А.К.- Київ: УЕЗ, 1998.-506 с.
- 9.Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 592 с.
- 10.Каталог заказа типовых КТП. – Х.: завод "Укрэлектроаппарат", 1996.
- 11.Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высш. шк., 1990. – 366 с.
- 12.Методичні вказівки з вибору обмежувачів перенапруг нелінійних виробництва підприємства «Таврида Електрик» для електричних мереж 6 – 35 кВ. Наказ Мінпаливенерго України № 4 від 02.08.2001.- 36 с.
- 13.Модернизация комплектных распределительных устройств прежних лет выпуска. Инструкция по монтажу АРТА.674.540 ИМ. Севастополь, «Таврида Електрик», 2003.-29 с.
- 14.Правила устройства электроустановок/ Минэнерго СССР.-6-е изд., перераб. и доп.М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 15.Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
16. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Л.Е.Федорова, Ю.Г.Барыбина и др.- М.:Энергоатомиздат,1990.-576 с.
17. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет/ А.С.Овчаренко и др.- К.: Техніка, 1985.-279 с.

					MP.5.8.141.085.ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



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

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

Призначення	ПЛ - 10кВ 58-01 Гуляка	ПЛ - 10кВ 58-02 Фрива	Ввод №1	Трансформатор власних потреб	ПЛ - 10кВ 58-03 Подорожчина	Трансформатор напруги і розрядники	Секційний вимикач	Трансформатор напруги і розрядники	ПЛ - 10 кВ 58-04 Свіслів	Трансформатор власних потреб	Ввод №1	ПЛ - 10кВ 58-05 Ступівка	ПЛ - 10кВ 58-06 Рудка
Номер шафи	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Номер схеми первинної з'єднання	011	011	021	052	011	042	032	042	011	052	021	011	011
Номер схеми вторинної з'єднання	ВК-III-13а	ВК-III-13а	ВК-III-21	ВК-III-51	ВК-III-13а	ВК-III-45а	ВК-III-32	ВК-III-45а	ВК-III-13а	ВК-III-51	ВК-III-21	ВК-III-13а	ВК-III-13а
Вимикач	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	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	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт
Трансформатор струму	ТПЛ - 10	ТПЛ - 10	ТВЛМ-10/1000/5	ПК - 10	ТПЛ - 10	ТВЛМ-10/300/5		ПК - 10	ТПЛ - 10	ПК - 10	ТВЛМ-10/1000/5	ТПЛ - 10	ТПЛ - 10
Запобіжник				ПК - 10		ПК - 10		ПК - 10		ПК - 10			
ОПН						ОПН-КС/TEL-10		ОПН-КС/TEL-10					
Трансформатор напруги						НАМИ-10 У1		НАМИ-10 У1					
Трансформатор				ТМ - 40/10 У1						ТМ - 40/10 У1			

MP.5.8.141.085.ГЧ

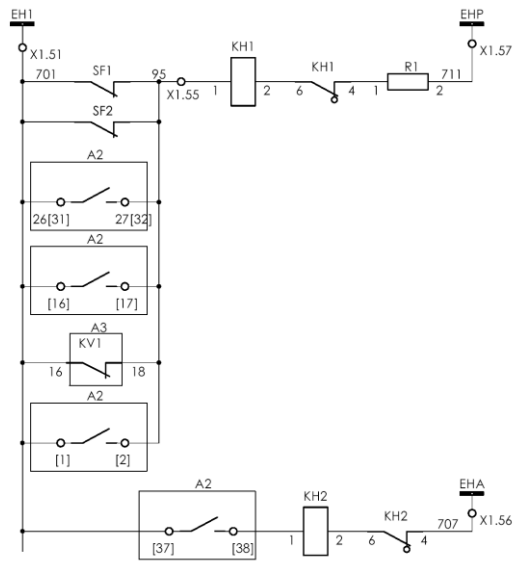
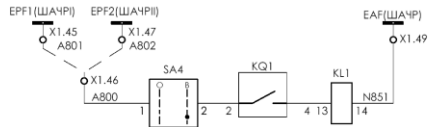
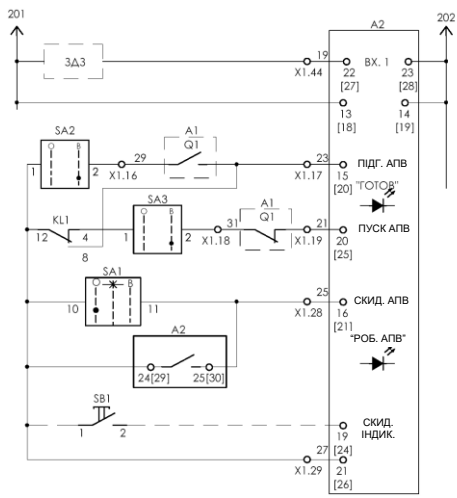
Схема підстанції 35/10 кВ „Промислова-4”

Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата
Розроб.	Роскош О.В.			
Перевір.	Єфімов Г.П.			
Т.Контр.				
Н.Контр.				
Зам. кадр.	Лебедиский			
Зам.				

Листопад Місяць Максимум

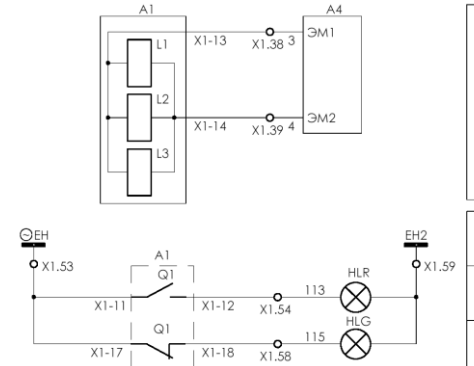
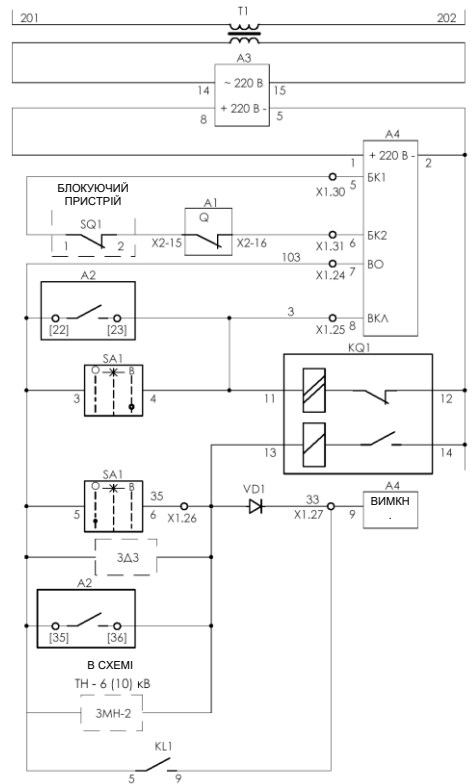
Архив 1 Архив 4

Сучасний державний університет кафедра електроенергетики пр. ЕТБ-2011



- КОЛО ІНДИКАЦІЇ РОБОТИ ЗДЗ
- КОЛО ЖИВЛЕННЯ АПВ ТА ІНДИКАЦІЇ РОБОТИ ЗАХИСТУ І АПВ
- ПІДГОТОВКА АПВ, ВИВІД АПВ
- ПОДГОТОВКА ЧАПВ
- ПІДГОТОВКА ЧАПВ
- КОЛО АПВ ТА ЧАПВ
- ПРИ ОПЕРАТИВНОМУ ВИМИКАННІ
- ПРИ РОБОТІ ЗДЗ
- ЗОВНІШНЬ СКИДАННЯ ІНДИКАЦІЇ (ПРИ НЕОБХІДНОСТІ)
- ШНИ АЧР
- РЕЛЕ ВИМИКАННЯ ПРИ АЧР
- ПІДГОТОВКА ЧАПВ, ВИВІД АЧР

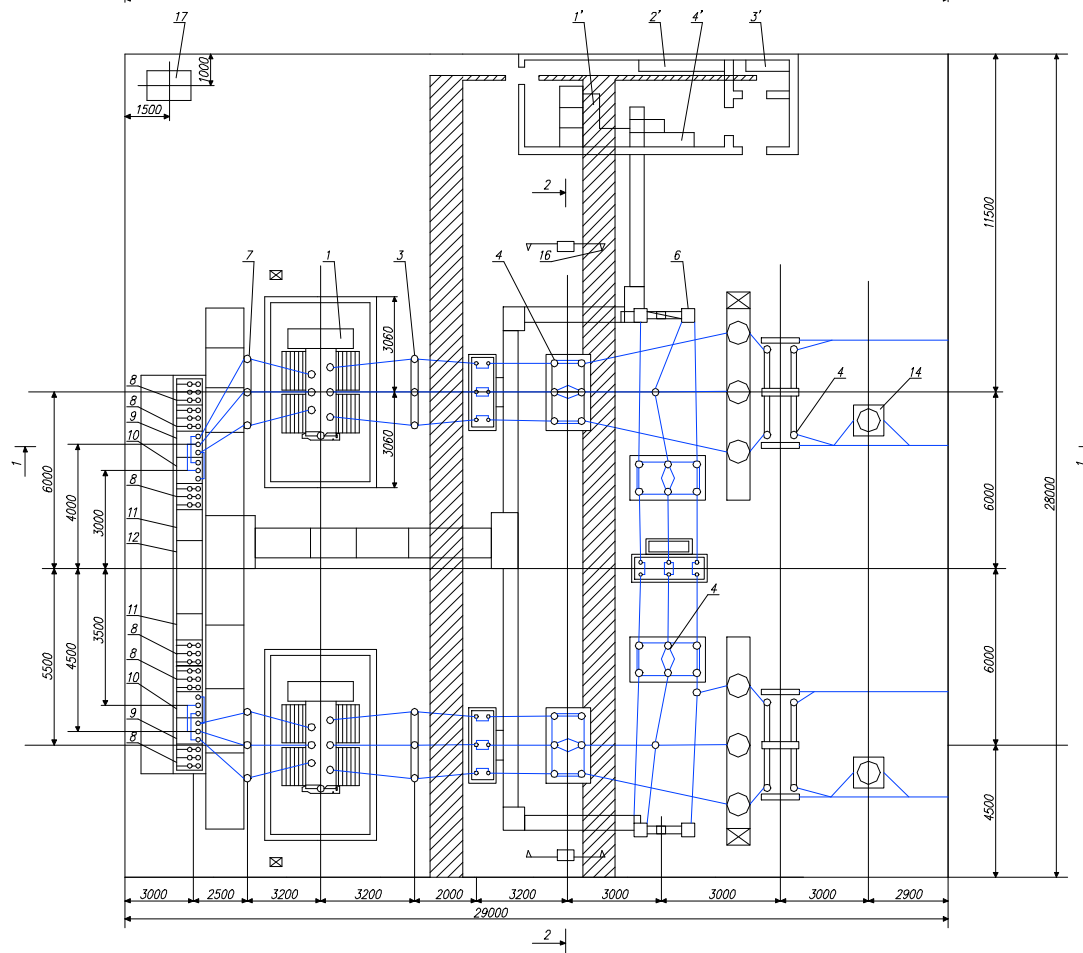
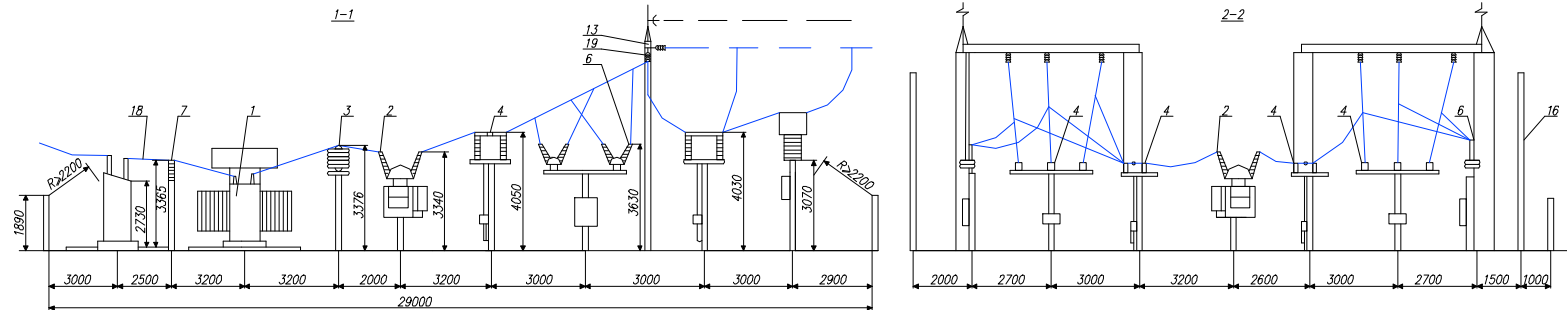
- ШНИ ПОПЕРЕДЖУВАЛЬНОЇ СИГНАЛІЗАЦІЇ
- ВИМИКАННЯ АВТОМАТІВ
- КОЛО СИГНАЛІЗАЦІЇ
- РОБОТА ДУГОВОГО ЗАХИСТУ
- РОБОТА ЗНЗ (ТІКИ ДЛЯ ВВ/ТЕЛ)
- НЕСПРАВНІСТЬ БЛОКА ЖИВЛЕННЯ
- ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ (ТІЛЬКИ ДЛЯ ВВ/ТЕЛ)
- ШНИ АВАРІЙНОЇ СИГНАЛІЗАЦІЇ
- АВАРІЙНЕ ВИМИКАННЯ ВИМИКАЧА (ТІЛЬКИ ДЛЯ ВВ/ТЕЛ)



- РОЗДІЛЮЮЧИЙ ТРАНСФОРМАТОР
- БЛОК ЖИВЛЕННЯ ВРЕЛ
- КОЛО ЖИВЛЕННЯ ПРИВОДА ВИМИКАЧА
- БЛОК - КОНТАКТИ ПОЛОЖЕННЯ ВИМИКАЧА І КОНТАКТИ БЛОКІРОВКИ
- КОЛО ВИМИКАННЯ
- ВІД ЧПВ І ЧАПВ
- ОПЕРАТИВНЕ
- ПОВЕРНЕННЯ РЕЛЕ БЛОКІРОВКИ АЧР ПРИ ВИМИКАННІ ВИМИКАЧА
- РЕЛЕ БЛОКІРОВКИ АЧР ПРИ ВИМИКАННІ ВИМИКАЧА
- ОПЕРАТИВНЕ
- КОЛО ВИМИКАННЯ
- ВІД ДУГОВОГО ЗАХИСТУ
- ВІД МАКСИМАЛЬНОГО СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ ТА СТРУМОВОЇ ВІДСІЧКИ
- ВІД ЗАХИСТУ МІНІМАЛЬНОЇ НАПРУТИ ДЛЯ ЛІНІЙ ДО ЕЛЕКТРОВИГУНА
- ВІД АЧР

- ЕЛЕКТРОМАГНІТИ ВИМИКАННЯ І ВИМИКАННЯ ВИМИКАЧА
- ТЕМНА ШИНА СИГНАЛІЗАЦІЇ
- ІНДИКАЦІЯ ПОЛОЖЕННЯ "ВИМКНЕНО"
- ІНДИКАЦІЯ ПОЛОЖЕННЯ "ВИМКНЕНО"

				МР.5.8.141.085.Г4			
Зм. Дир.	№ Форм.	Підпис	Дата	Коло сигналізації релейного захисту МРЗС	Листопад	Місяць	Масштаб
Розроб.	Росен О.В.				17		
Лектор	Семіон Г.П.			Лист 4 Листів 4			
Ілюстр.				СУМ ДУ Електрика-91п			
Випуск	Відповідальний						



Поз	Н а з в а	К-сть	Прим
1	Вузол установки силового трансформатора ТМІ	2	
2	Вузол установки вакуумного вимкача ВВЛ-35-31543	3	
3	Вузол установки вентиляного розрядника	2	
4	Вузол установки роз'єднувача РПНД-35,600	6	
5	Блискавковідвід	2	
6	Вузол установки трансформатора напруги	2	
7	Вузол установки опорних ізоляторів ШОС-10-200	2	
8	Шара від'єдних лій	5	
9	Шара вводу	1	
10	Шара трансформатора власних потреб	2	
11	Шара трансформатора напруги	2	
12	Шара секційного вимкача	1	
13	Портава лій	2	
14	Вузол установки апарату обробки ПП для ВЧ зв'язку	2	
15	Зовнішня огорожа	1	
16	Установка світильника		
17	Шара експлуатаційного та протипожежного інвент.	1	
18	Провід АС-240	250	
19	Пляндка ізоляторів підтримуючих	6	

Типи кабелів

1	Резевний захист (контр) ЖЭС
2	Телемеханіка (контр) ЖМ, ЖИМ
3	Вимірювання (контр) ЖМ
4	Освітлення (силовий) АПСШ
5	Вентиляція (силовий) АПБ
6	Об'єкт (силовий) АПБ

Типи кабелів

1'	Резевний захист (контр) ЖЭС
2'	Телемеханіка (контр) ЖМ, ЖИМ
3'	Вимірювання (контр) ЖМ
4'	Освітлення (силовий) АПСШ

МР.5.В.141.085.ГЧ					План-розріз підстанції		
Вид	Апр.	№ докум.	Годис.	Листів	Листів	Маса	Мірило
Розроб.		Роман О.В.					
Провер.		Фірман Г.П.					
Т.Контр.							
Н.Контр.							
Зав. каф.		Відейницький Г.					
Зам.							

Листів 3 Аркушів 4
СУМ ДУ ЕТ-83Дн