

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Модернізація електричної частини підстанції 110/10 кВ»»»»

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконала: студент гр. ЕТ.м-01 _____ В. О. Іванова

Керівник: к.т.н., доц. _____ В. В. Волохін

Консультант

з економічної частини: к.ек.н., доц. _____ О.М. Маценко

Нормоконтроль _____ М.А. Никифоров

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики
Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри електроенергетики
_____ І.Л. Лебединський
“ ____ ” _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську роботу
Іванової Валерії Олексіївни

1. Тема роботи: «Модернізація електричної частини підстанції 110/10 кВ» затверджена наказом по університету № _____ від _____.
2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 05.12.2021 р.
3. Вихідні дані до роботи: креслення об'єкту дослідження, параметри електричних мереж та обладнання.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):
 1. Електричні навантаження мережі в районі ПС Юрівка.
 2. Розрахунок струмів короткого замикання.
 3. Вибір високовольтного обладнання.
 4. Релейний захист та автоматика.
 5. Науково-дослідна частина.
 6. Економічна частина.
 7. Охорона праці.
5. Перелік графічного матеріалу: схема живлення підстанції «Юрівка»; схема електрична принципова ПС 110/10 кВ «Юрівка» до реконструкції; схема електрична принципова ПС 110/10 кВ «Юрівка» після реконструкції; розріз відпритого розподільчого пристрою ПС трансформатора 1Т після реконструкції.

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Економічна частина	Маценко О.М.		

7. Дата видачі завдання _____

Керівник проекту _____

(підпис)

Завдання прийняв до виконання _____

(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розрахункова частина	01.10.21 по 20.11.21	
2.	Науково-дослідна частина	20.11.21 по 28.11.21	
3.	Економічна частина	28.12.21 по 30.11.21	
4.	Охорона праці	30.11.21 по 02.12.21	
5.	Графічна частина	02.12.21 по 04.12.21	

Магістрант _____ В. О. Іванова

(підпис)

Керівник роботи:

к.т.н., доцент _____ В.В. Волохін

(підпис)

Реферат

78 сторінок, 6 рисунків, 16 таблиць, 22 джерела.

Бібліографічний опис: Іванова В.О. Модернізація електричної частини підстанції 110/10 кВ [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.О. Іванова; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2021. - 78 с.

Ключові слова: модернізація, трансформатор, підстанція, вимикач, лінія електропередавання, заземлення, блискавкозахист;

модернизация, трансформатор, подстанция, выключатель, линия электропередачи, заземление, молниезащита;

modernization, transformer, disconnector, substation, power line, grounding, lightning protection.

Короткий огляд – Магістерська робота присвячена модернізації електричної частини підстанції 110/10 кВ «Юрівка» у зв'язку з устарілим обладнанням. В данній роботі розраховано параметри основного високовольтного обладнання електричної підстанції за нормальними та аварійними режимами роботи. Також проведено розрахунок струмів короткого замикання, заземлення та блискавкозахисту. Вибрано захист трансформатора та ліній.

В магістерській дипломній роботі приведено аналіз обліку електроенергії та вимірювання електричних параметрів в електроустановках, а також надана структура АСКОЕ».

В економічній частні проведено оцінку ефективності заміни відокремлювачів з короткозамикачами на вакуумні вимикачі 110кВ.

Також в роботі розглянуто основні питання з охорони праці персоналу на ПС 110/10 кВ «Юрівка».

Перелік умовних скорочень

ВВ – високовольтний вимикач

ВН – сторона високої напруги

НН – сторона низької напруги

ТП – трансформаторна підстанція

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

ТВП – трансформатор власних потреб

ТС – трансформатор струму

КЗ – коротке замикання

ПЗ – пристрій заземлення

ПС – підстанція

РП – розподільчий пристрій

АВР – автоматичний ввід резерву

ГОСТ – державний стандарт

ДБН – державні будівельні норми

ШОС – шафа оперативного струму

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

РЗА – релейний захист та автоматики

ДСТУ – державний стандарт України

РПН – регулювання напруги під навантаженням

ЛЕП – лінія електропередач

КРУН – комплектно розподільчий пристрій зовнішнього типу

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку енергоресурсів

ПВП – первинний вимірювальний перетворювач

Зміст

Вступ.....	8
Розділ 1 Розрахункова частина.....	9
1.1 Навантаження та формування мережі в районі ПС «Юрівка».....	9
1.1.1 Навантаження споживачів на підстанції.....	10
1.1.2 Характеристика існуючої схеми електропостачання споживачів ПС 110/10 кВ Юрівка.....	10
1.1.3 Стан підстанції та фактори, що визначають необхідність реконструкції підстанції.....	10
1.1.4 Технічні рішення реконструкції ПС	11
1.1.5 Розрахунок та вибір силових трансформаторів на підстанції.....	12
1.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	14
1.3 Вибір високовольтної апаратури на підстанції.....	18
1.3.1 Вибір вимикачів ВН	18
1.3.2 Вибір роз'єднувачів	22
1.3.3 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	22
1.3.4 Вибір ізоляторів.....	25
1.3.5 Вибір запобіжників.....	26
1.3.6 Вибір обмежувачів перенапруг 110 кВ.....	26
1.3.7 Вибір вимірювальної апаратури.....	26
1.3.8 Вибір КРУН та обмежувачів перенапруг 10 кВ	30
1.4 Релейний захист та автоматика на підстанції.....	34
1.4.1 Види пошкоджень і аварійних режимів роботи трансформаторів..	34
1.4.2 Захист трансформаторів 110/10 кВ	35
1.4.3 Пристрій автоматичного включення резерву.....	38
1.4.4 Автоматичне частотне розвантаження.....	40

					<i>МР.З.В.14.1.344ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Іванова В.О.</i>			<i>Модернізація електричної частини підстанції 110/10 кВ</i>	<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В.</i>					6	78
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Лебединський І.О.</i>						

РОЗДІЛ 1 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

1.1 Навантаження та формування мережі в районі ПС «Юрівка»

1.1.1 Навантаження споживачів на підстанції

Основою для вирішення технічних та економічних завдань є параметри навантаження споживачів, що заживлюються від комплектних та закритих трансформаторних підстанцій. Перший етап реконструкції будь-якої системи електропостачання є визначення електричних навантажень споживачів і проводиться з метою подальшого вибору і перевірки елементів підстанції (шин, кабелів, проводів), силових трансформаторів і економічних параметрів, розрахунку втрат на елементах підстанції, відхилень і коливань напруги, вибору компенсуючих пристроїв та установок, захисних пристроїв на ЛЕП і т.д. Від правильної оцінки електричних навантажень залежить раціональність вибору схеми і всіх елементів системи електропостачання.

Підстанція споруджена в межах сільського району та має ЛЕП на 110 кВ та 10 кВ.

Основними споживачами електроенергії ПС Юрівка є села, а саме: с. Пекари, с.Кошари, с. Карабутово, с.Юровка, с.Шпотовка. Також до споживачів відносяться КТП, що знаходяться на ПЛ-10 кВ МТФ «Зоря», а також при розрахунках потрібно віднести до споживачів електроенергії два трансформатори власних потреб по 63 кВА. ТВП в свою чергу генерує електроенергія для роботи релейного захисту та автоматики, освітлення та інших власних потреб підстанції.

					<i>MP.3.8.14.1.344ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Іванова В.О.</i>			<i>Модернізація електричної частини підстанції 110/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В.</i>					9	78
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Лебединський І.О.</i>						

1.1.2 Характеристика існуючої схеми електропостачання споживачів в ПС 110/10 кВ Юрівка

Підстанція знаходиться на околиці села Юрівка, Конотопського району та в основному живить побутових споживачів.

Живлення ПС відбувається від ліній ПЛ Конотоп-Ромни та ПЛ Конотоп-Анастасєвка (див.додаток 2). Існуюче вза'єморезервування здійснюється за допомогою певної кількості роз'єднувачів. Така схема дозволяє здійснювати почерговий ремонт обладнання та роз'єднувачів без відключення ліній споживачів [2].

1.1.3 Стан підстанції та фактори, що визначають необхідність реконструкції підстанції

На ПС в даний час встановлено 2 силових трансформатори типу: ТМН-6300/110 з транзитною схемою з'єднання без секціонування високовольними вимикачами.

Існуючі комірки розташовані в застарілому КРУН-10 кВ, що має різні типи комірок та обладнання встановленому в них. Слід також зауважити, що для виконання завдань по виконанню комутацій різного обладнання на ПС потрібна різна кваліфікація працівників та їх вміння оперувати обладнанням різних типів та виробників.

На підстанції встановлені апарати, необхідні для експлуатаційних включень та відключень споживачів, для їх швидких відключень при аварійних ситуаціях, надмірних перевантаженнях і коротких замиканнях, а також для від'єднання апаратів ліній від збірних шин або від мережі при ремонтних роботах на об'єкті.

Всі кабелі по території ПС прокладені в існуючих кабельних лотках та по сталевим конструкціям над обладнанням.

Блискавкозахист підстанції застарілий та виконаний блискавковідводами на лінійних та шинних порталах ПС.

Підстанція має високовольні портали для живлення ВН обладнання.

										Арк.
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

MP.3.8.141.344ПЗ

- Заміна силових трансформаторів 1Т та 2Т типу ТМ-6300/110-80 У1 на трансформатор типу ТМН 6300/110/10 з автоматикою РПН.
- Адаптація ошиновки 110 та 10 кВ до нового трансформатора та заміна опорної ізоляції.
- Встановлення на лініях ВН сучасних вимикачів 110 кВ.
- Встановлення між лініями 110 кВ секційного вимикача.
- Встановлення вимикачів 110 кВ на лініях живлення.
- Модернізація мережі 10 кВ: заміна застарілих масляних вимикачів НН на вакуумні, встановлення трансформаторів струму з литою ізоляцією 10 кВ з пристроями РЗА.
- Заміна існуючих шинних та лінійних роз'єднувачів 110 кВ.
- Заміна існуючих пристроїв РЗА силових трансформаторів ТМН 6300/110/10 на мікропроцесорні пристрої типу РС83.
- Заміна ізоляторів.
- Розрахунок та заміна блискавкозахисту на підстанції та заземлюючого пристрою.
- Заміна розрядників 110 та 10 кВ на сучасні ОПН.

Оскільки модернізація доцільна з економічної точки зору. А також меншаються міжремонтні терміни капітальних ремонтів, зменшаються терміни їх проведення, зменшиться число позапланових відключень обладнання і, як наслідок, скоротиться недо-відпуск електроенергії споживачу, дана модернізація є актуальною та вартою уваги.

1.1.5 Розрахунок та вибір силових трансформаторів на підстанції

На електричних підстанціях встановлюються трифазні і однофазні, двохобмотувальні й трьохобмотувальні силові трансформатори і автотрансформатори, а також встановлюються силові однофазні та трифазні трансформатори з розщепленої обмоткою НН.

Як правило на підстанціях 110 кВ встановлюється два трансформатора, для надійності електропостачання споживачів, часто такими споживачами є

					<i>MP.3.8.141.344ПЗ</i>	Арк.
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

зааводи та фірми. Можливість виведення в ремонт одного з двох трансформаторів або забезпечити електропостачання споживачів в разі виходу з ладу одного з трансформаторів. Будь-який, що залишається в роботі трансформатор забезпечує повну потрібну потужність для всіх ліній НН з навантаженням споживачів.

Трансформатори на схемі нормального режиму позначені як 1Т та 2Т.

Згідно ДСТУ 3463-96 [4] в аварійному режимі допускається робота трансформатора з перевантаженням 40% до шести діб. При цьому коефіцієнт завантаження повинен бути 0,93 і час перевантаження трансформатора не більше шести годин на добу:

$$S_{ТРасч} = \frac{S_{MAX}}{1,4(n-1)}, \quad (1.1)$$

де S_{MAX} - максимальна повна потужність споживачів, МВА;

n - число встановлених трансформаторів.

Справжнє значення номінальної потужності трансформаторів $S_{Тном}$ приймається як найближче більше за стандартною шкалою номінальних потужностей силових трансформаторів. Вибираємо для установки два трансформатора.

Два трансформатора забезпечують достатню надійність електропостачання споживачів на випадок аварійного виходу з ладу або на період ремонту, огляду і т.д. одного з трансформаторів.

Оскільки в даний час на підстанції встановлені два трансформатора 6,3 МВА, макимальна повна потужність взята з урахуванням данного фактору та згідно даних навантажень підстанцій АТ «Сумиобленерго».

Тоді:

$$S_{ТРасч} = \frac{S_{MAX}}{1,4 \cdot (n-1)} = \frac{8,54}{1,4 \cdot (2-1)} = 6,1.$$

Найближчим великим стандартним значенням потужності є 6,3 МВА, трансформатора ТМН 6300/110/10 з автоматикою РПН.

									Арк.
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

MP.3.8.141344ПЗ

Після визначення номінальної потужності трансформаторів, за аварійного перевантаження визначається коефіцієнт завантаження трансформатора в максимальному режимі при роботі всіх трансформаторів [3]:

$$K_3 = \frac{S_{MAX}}{n \cdot S_{НОМ}} = \frac{8,54}{2 \cdot 6,3} = 0,68.$$

Вибираємо для установки на підстанції два трансформатора ТМН 6300/110/10. Паспортні дані обраного трансформатора наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Параметри вибраних трансформаторів

Параметр	Значення
Номінальна потужність, $S_{НОМ}$	6,3 МВА
Напруга обмотки ВН, $U_{ВН}$	110 кВ
Напруга обмотки НН, $U_{НН}$	10,5 кВ
Втрати холостого ходу, $P_{ХХ}$	5,24 кВт
Втрати короткого замикання, $\Delta P_{КЗ}$	27,8 кВт
Напруга короткого замикання, $U_{КЗ, \%}$	7,4 %
Струм холостого ходу, $I_{ХХ, \%}$	1,5 %

1.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротке замикання (КЗ) виникає внаслідок неправильного з'єднання в електричному колі, через помилкові або злочинні дії людини, дії природних чинників (в тому числі погоди, старіння матеріалів, корозії) або порушення ізоляції частин обладнання, що проводять струм, і зовнішніх механічних пошкоджень в електричних дротах і апаратах. Причинами КЗ є механічні пошкодження ізоляції ЛЕП, її пробію через перенавантаження і старіння проводу чи кабелю, обриви, накиди і з'єднання проводів повітряних, помилкові дії персоналу тощо. В наслідку КЗ в мережах виникають небезпечні для мережі струми, які можуть вивести їх з ладу[11].

Тому для забезпечення надійної роботи електрообладнання, пристроїв релейного захисту та автоматики, електричної мережі в цілому проводиться розрахунок струмів КЗ.

Для вибору електрообладнання та апаратів захисту підстанції необхідно визначити вимоги до них по електродинамічній міцності і термічній дії струму. Дані можна отримати при розрахунку струмів короткого замикання в системі. У виконанні вибору досить розрахувати струм трифазного КЗ в мережі.

При розрахунках струмів КЗ приймаються допущення [12]:

- 1) всі джерела, що беруть участь в живленні розглянутої точки КЗ, працюють одночасно і з номінальним навантаженням;
- 2) розрахункова напруга кожного ступеня схеми електропостачання приймається на 5% вище номінального значення;
- 3) коротке замикання настає в момент часу, при якому ударний струм короткого замикання матиме найбільше значення;
- 4) опір місця КЗ в ЛЕП вважається рівним нулю;
- 5) не враховується зсув по фазі ЕРС різних джерел живлення, що входять в розрахункову схему;
- 6) не враховуються ємності, а отже, і ємнісні струми в повітряних і кабельних мережах;
- 7) не враховуються струми намагнічування трансформаторів;
- 8) напруга джерел живлення залишається незмінна.

На рис.1.1 зображено точки К1,К2,К3 для розрахунку струмів КЗ.

К1- це коротке замикання на шинах ВН 110 кВ; К2 - це коротке замикання на шинах НН 10 кВ, К3 це коротке замикання на шинах найближчої КТП, що знаходиться на ПЛ «Пекарі».

					<i>MP.3.8.141.344ПЗ</i>	Арк.
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

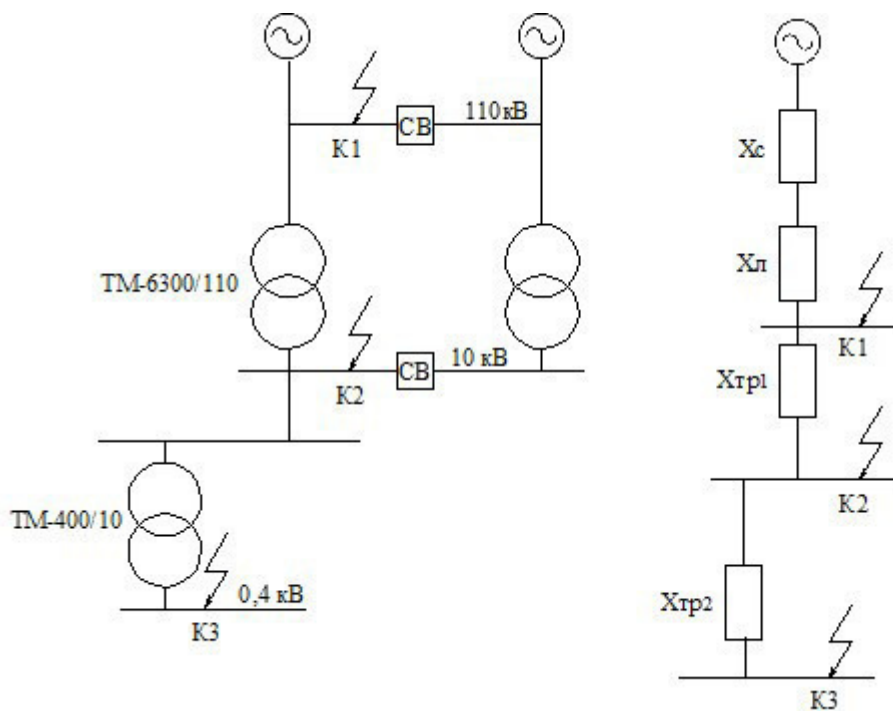


Рис. 1.1 - Схема заміщення системи електропостачання для розрахунку струмів К3

Схема заміщення для розрахунків струмів К3 представлена на рис. 1.1.

Розрахунок струмів К3 потрібно проводити у відносних базисних одиницях. Потужність К3 взята як довідникова з даних підстанцій 110/10 кВ.

Приймаємо базисну потужність: $S_6 = 100$ МВА, $S_{к3} = 4000$ МВА.

Обираємо за базисні такі умови в кожній точці:

$$K1: S_H = 6300 \text{ кВА}; U_{61} = 110 \text{ кВ}; K_{уд} = 1,9; U_{к3} = 7,4\%.$$

$$K2: S_H = 60 \text{ кВА}; U_{62} = 10,5 \text{ кВ}; L_{л} = 16,9 \text{ км}; x_0 = 0,391 \text{ Ом/км};$$

$$K_{уд} = 1,7.$$

$$K3: U_{63} = 0,4 \text{ кВ}; K_{уд} = 1,37; U_{к3} = 5,5\%; E_c = 1.$$

Базисний струм розраховується за формулою:

$$I = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (1.2)$$

Знайдемо базисний струм в кожній точці К3:

$$K1: I_{61} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 5,24 \text{ кА} .$$

$$K2: I_{62} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 5,5 \text{ кА} .$$

$$K3: I_{\delta 1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 144 \text{ кА} .$$

Визначимо опори схеми заміщення.

Опір системи:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{100}{4000} = 0,025 \text{ Ом}.$$

Опір ЛЕП:

$$X_l = x_0 \cdot L_{c1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,391 \cdot 16,9 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{(110 \cdot 10^3)^2} = 3,0 \text{ Ом};$$

Опір трансформатора ТМ-6300/110:

$$X_{\text{тр1}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{7,4 \cdot 100}{100 \cdot 6,3} = 1,17 \text{ Ом}.$$

Опір трансформатора ТМ-400/10:

$$X_{\text{тр2}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{5,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,4} = 13,75 \text{ Ом}.$$

Знаходимо результуючий опір до кожної точки КЗ:

$$K1: X_{p1} = X_c + X_l = 3,0 + 0,025 = 3,025 \text{ Ом}.$$

$$K2: X_{p2} = X_c + X_l + X_{\text{тр1}} = 3,0 + 0,025 + 1,17 = 4,19 \text{ Ом}.$$

$$K3: X_{p3} = X_c + X_l + X_{\text{тр1}} + X_{\text{тр2}} = 3,0 + 0,025 + 1,17 + 13,75 = 17,94 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо періодичну складову струму короткого замикання в кожній точці за формулою:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E_c \cdot I_{\delta}}{X_p} . \quad (1.3)$$

$$K1: I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{1 \cdot 5,24}{0,59} = 8,8 \text{ кА}.$$

$$K2: I_{\text{к2}}^{(3)} = \frac{1 \cdot 5,5}{5,09} = 1,08 \text{ кА}.$$

$$K3: I_{\text{к3}}^{(3)} = \frac{1 \cdot 144}{18,84} = 7,64 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ розраховується за формулою:

$$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} . \quad (1.4)$$

Для кожної точки отримаємо:

$$K1: i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 8,8 \cdot 1,9 = 33,4 \text{ кА}.$$

$$K2: i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 2,37 = 5,1 \text{ кА}.$$

					MP.3.8.141344ПЗ	Арк. 17
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K3 i_{уд1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 7,64 \cdot 1,7 = 25,9: \text{кА.}$$

Отримані результати струмів трифазного короткого замикання в точках К1, К2, К3 наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Розрахункові струми трифазного короткого замикання

Місце КЗ	Трифазний струм, кА	
	періодична складова	ударний
К1	8,8	33,4
К2	1,08	5,1
К3	7,64	25,9

1.3 Вибір високовольтної апаратури на підстанції

1.3.1 Вибір вимикачів ВН

Високовольтний вимикач – комутаційний апарат, призначений для оперативних вмикань та вимикань окремих електричних кіл або електрообладнання в енергосистемі в нормальних чи аварійних режимах при ручному, дистанційному або автоматичному керуванні [10].

Вимикач є основним комутаційним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення кола живлення в будь-яких режимах. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів короткого замикання, що виникають на струмопровідних шинах комірок підстанції[5].

Дипломною роботою передбачено встановлення вимикачів 110 кВ на лініях, для забезпечення надійної роботи електричної мережі ПС «Юрівка».

А також передбачається встановлення секційного вимикача 110 кВ на підстанції, за для збільшення надійності роботи енергосистеми та можливості вводу в роботу системи АВР, що потрібна в сучасному світі за для забезпечення її категорії надійності споживачів електричного струму.

										Арк.
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

MP.3.8.141344ПЗ

Трансформатори напруги вибирають [3]:

по напрузі:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (1.15)$$

по конструкції і схемі з'єднання обмоток;

по класу точності;

по вторинному навантаженню:

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (1.16)$$

де S_n - номінальна потужність у вибраному класі точності;

$S_{2\Sigma}$ - навантаження всіх вимірювальних пристроїв і реле, з'єднаних з трансформатором напруги, В·А;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (1.17)$$

Для ВРУ 110 кВ вибираємо трансформатор напруги типу НКФ-110, який є масштабним перетворювачем і призначений для вироблення сигналу вимірювальної інформації, для електричних вимірювальних приладів, кіл захисту та сигналізації в мережах змінного струму з ізолюваною нейтралю частотою 50 і 60 Гц.

Навантаження споживачів на ТН підстанції взято наближено до існуючих значень, що зараз приведені в експлуатацію. В період роботи, аварій чи ремонту ПС значення можуть змінюватись в більшу та в меншу сторону.

Підрахунок навантаження наведено в табл. 1.6.

					<i>MP.3.8.14.1344ПЗ</i>	Арк.
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3.4 Вибір ізоляторів

Ізолятори можуть бути встановлені в різних місцях та різних типів. В наш час при модернізаціях використовують здебільшого полімерні чи фарфорові. Скляні ізолятори вже рідко встановлюються на нових та реконструйованих ПС. Ізолятори, що призначені для кріплення шин і їх безпечного обслуговування слід вибирати за наступними умовами [7]:

1. Тип встановлення

$$U_{ном.} \geq U_{ном.уст.} \quad (1.18)$$

2. Допустиме механічне навантаження

$$F_{розр} < 0,6F_{дон} \quad (1.19)$$

Розрахункове навантаження на ізолятор визначається за формулою:

$$F_{розр} = 0,173 \cdot \frac{y\delta^2}{a} \cdot l \quad (1.20)$$

де l – відстань між ізолятором і трансформатором в прогіні;

a – відстань між фазами.

Розрахуємо навантаження на ізолятор 110 кВ:

Відстань між ізолятором і трансформатором в прогіні, $l = 2,9$ м; a – відстань між фазами, $a = 0,8$ м згідно ПУЕ 2017 [1].

$$F_{розр} = 0,173 \cdot 2,9 \cdot (1,83^2 / 0,8) = 1,73.$$

Вибираємо для сторони 110 кВ полімерний опорний ізолятор: ОСК 10-110-Б-2 УХЛ1:

$$1. U_{ном.} = 110 \text{ кВ} = U_{ном.уст.} = 110 \text{ кВ};$$

$$2. 0,6F_{дон} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН} > F_{розр} = 3,82 \text{ кН}.$$

Вибраний ізолятор задовольняє умовам. Висота ізолятора 1050 мм.

Розрахуємо навантаження на ізолятор 10 кВ

Відстань між ізолятором і трансформатором, $l = 2,4$ м; a – відстань між фазами, $a = 0,13$ м згідно ПУЕ 2017 [1].

										Арк.
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

MP.3.8.141344ПЗ

де $L_{пл}$ – довжина ПЛ;

c – швидкість електромагнітної хвилі (для ПЛ $c=300000$ км/с).

$$U_{пн} = k_n \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot U_{нрм}}{\sqrt{3}}, \quad (1.28)$$

де k_n – коефіцієнт перенапруги.

$$k_n = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{нр0} \cdot K_{30/60}}{U_{нрм}}, \quad (1.29)$$

де $K_{30/60}=1,75$;

$$k_n = \frac{\sqrt{3} \cdot 29,6 \cdot 1,75}{40,5} = 2,22;$$

$$U_{пн} = 2,22 \times \frac{\sqrt{2} \cdot 40,5}{\sqrt{3}} = 73,4;$$

$$T_{пн} = \frac{100}{300000} = 3,333 \cdot 10^{-4};$$

$$W_k = 4 \cdot 106,6 \cdot (73,4 - 106,6) \cdot \frac{3,333 \cdot 10^{-4}}{400} \cdot 10^3 = 11,8 \text{ кДж.}$$

Повна енергоємність ОПН типу MWK-41 – 3,4 кДж/кВ (для номінальної напруги обмежувачів перенапруги)

$$U_{номОПН} = 41 \text{ кВ};$$

$$W_{опн} = 2,1 \cdot U_{номОПН} = 139,4 \text{ кДж.}$$

$$W_k < W_{опн}. \quad (1.30)$$

Вибір ОПН за грозовими перенапругами:

а) вибраний за даними фірми-виробника ОПН для відповідної амплітуди струму за імпульсу струму 8/20 мкс повинен бути менше чи дорівнювати $U_{залг}$,

де $U_{залг}$ – допустима залишкова напруга на ОПН за грозового імпульсу;

$U_{залгОПН}$ – залишкова напруга на ОПН за грозового імпульсу (каталог)

$$U_{залгОПН} \leq U_{залг}, \quad (1.31)$$

$$125 \leq 132.$$

Залишкова напруга на ОПН менше ніж розрахункове значення.

б) визначення захисних відстаней від ОПН до електроустаткування

Визначається за формулою:

$$L_x = L_0 \cdot \frac{U_B - U_x}{U_B - U_0}, \quad (1.32)$$

					MP.3.8.14.1344ПЗ	Арк.
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де L_x – відстань від ОПН до електроустаткування, м;

L_0 – найбільша захисна відстань, м;

U_B – випробувальна напруга електроустаткування з рівнем ізоляції згідно з ГОСТ 1516.3, кВ;

U_x – залишкова напруга на ОПН за грозового імпульсу струму, кВ;

U_0 – залишкова напруга на РВ, кВ.

$$L_x = 40 \cdot \frac{200-125}{200-120} = 37,5 \text{ м.}$$

Розрахунки були проведені згідно вимог СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 «Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-110 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках»[8].

1.3.7 Вибір вимірювальної апаратури

Відповідно до ГКД 341.004.001-94 на підстанції «Юрівка» необхідно встановити: амперметри, лічильники реактивної енергії, ватметр, лічильники активної енергії, вольтметри, варметр.

Дані вибору заносимо в табл.1.8.

Прилад	Тип	Клас точності,d
Амперметр	Е351	1,5
Вольтметр	Е351	1,5
Ватметр	Д365	1,5
Варметр	Д365	2,5
Реєструючий вольтметр	Н393	1,5
Реєструючий частотомір	Н393	2,5
Лічильник активної енергії	І682М	1
Лічильник реактивної енергії	І682М	1,5

1.3.8. Вибір КРУН та обмежувачів перенапруг 10 кВ

На стороні 10кВ підстанції приймаю до встановлення комплектний розподільний пристрій зовнішнього виконання КРУН 10 кВ. КРУ призначений

									Арк.
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

MP.3.8.14.1344ПЗ

для прийому та розподілу електричної енергії змінного трифазного струму промислової частоти 50Гц на номінальну напругу 6-10кВ та комплектування розподільчих пристроїв 6 та 10кВ підстанції[5].

КРУН не призначено для роботи в середовищі, що зазнає посиленого забруднення, дії газів, випарів та хімічних відкладень, шкідливих для ізоляції, а також у середовищі, небезпечному щодо вибуху та пожежі. Розподільний пристрій КРУ приймаю в закритому розподільчому пристрої.

КРУН виготовляється у вигляді повністю зібраного блоку з шаф із виконаним монтажем електричних схем. Єдина жорстка конструкція збирається за допомогою болтових з'єднань, вертикальних стійок та поздовжньо-поперечних зв'язків. Шафа трансформатора власних потреб - ТСН у модифікації: ТСН вбудований у шафу, при цьому потужність трансформатора 63 кВА і шафи з ТСН повинні бути крайні за розташуванням.

Блок шаф КРУН є корпусом, розділеним вертикальними поперечними перегородками на кілька паралельних шаф збірної конструкції. Підставою блоку шаф служить горизонтальна рама, на якій приварені напрямні для переміщення висувного елемента, вузли фіксації та заземлення його. До цієї основи також прикріплені вертикальні поперечні перегородки – бічні стінки шаф КРУ. У кожній шафі змонтовано середню вертикальну раму, на якій закріплені прохідні ізолятори з нерухомими роз'ємними контактами головного ланцюга, трансформатори струму, заземлюючий роз'єднувач, а з боку висувного елемента - шторковий механізм. Шафа складається як би з трьох відділень: корпусу, висувного елемента та релейної шафи. Корпус розділений на відсіки: збірних шин, лінійний та висувний елемент.

У КРУ як шафи застосовуються сучасні шафи, які адаптовані для встановлення в них високонадійних високовольтних вакуумних вимикачів компанії «SIEMENS». Дипломною роботою передбачено встановлення вакуумних вимикачів ВВ/TEL-10 замість масляних з такими ж параметрами.

Слід вказати, що при реконструкції масляні вимикачі вже не використовуються.

						MP.3.8.14.1344ПЗ	Арк.
							31
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			

Застосовуються вакуумні вимикачі з додатковими розчіплювачами, що працюють у режимі дешунтування. Вимикач високовольтний із вбудованим приводом монтується на вкатному елементі (візку) шафи. У верхній і нижній частинах викочування розташовані рухливі роз'єднуючі контакти головного ланцюга, які при вкочуванні елемента в шафу замикаються з шинним (верхнім) і лінійним (нижнім) нерухомими контактами.

Коридор обслуговування та управління призначений для обслуговування елементів КРУ, захисту персоналу від атмосферних впливів у негоду, а також розміщення загальнопідстанційних пристроїв захисту та живлення елементів КРУ (релейні шафи з апаратурою допоміжних ланцюгів власних потреб, центральної сигналізації, АЧР, ЗМН, стабілізатора напруги ланцюгів управління, сигналізації та приводів вимикачів - кількість та типи шаф визначається замовленням). Коридор обслуговування та управління призначений для обслуговування елементів КРУ, захисту персоналу від атмосферних впливів у негоду, а також розміщення загальнопідстанційних пристроїв захисту та живлення елементів КРУ (релейні шафи з апаратурою допоміжних ланцюгів власних потреб, центральної сигналізації, АЧР, ЗМН, стабілізатора напруги ланцюгів управління, сигналізації та приводів вимикачів - кількість та типи шаф визначається замовленням) [5].

Шафи КРУ комплектуються електрообладнанням на номінальну напругу 10 кВ; трансформатори напруги, розрядники, силові запобіжники, трансформатори, обмежувачі перенапруг, що встановлюються на напругу 6 та 10 кВ.

Для захисту від перенапруг в КРУН встановлюються обмежувачі перенапруг 10 кВ. Розрахунок та вибір приведені нижче.

Визначення найбільшої тривалодопустимої робочої напруги обмежувачів перенапруг:

Найбільша тривалодопустима робоча напруга ОПН $U_{нро}$ має бути більшою або дорівнювати виразу:

$$U_{нро} \geq U_{нрм}; \quad (1.33)$$

					<i>MP.3.8.14.1344ПЗ</i>	Арк.
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{\text{нро}} \geq k \cdot \frac{U_{\text{нрм}}}{\sqrt{3}}, \quad (1.34)$$

де k – коефіцієнт тривало допустимої робочої напруги ОПН;

$U_{\text{нрм}}$ – найбільша тривало допустима робоча напруга в електричній мережі.

$$k \times \frac{U_{\text{нрм}}}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 6,67 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{нро}} = \frac{U_{\text{нрм}}}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 = \frac{12}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 = 8,66 \text{ кВ.}$$

Обираємо ОПН згідно каталогу АВВ типу MWK-12.

Вибір обмежувачів перенапруг за комутаційними перенапругами:

$$U_{\text{залк}} = \frac{U_{\text{вишк}}}{1,15}; \quad (1.35)$$

$$U_{\text{к}} = K_{\text{зносу}} \cdot K_{\text{імп}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{1хв}}, \quad (1.36)$$

де $U_{\text{1хв}} = 42,0$ – однохвилинна змінна випробувальна напруга (згідно ГОСТ 1516.3-96) [9].

$$U_{\text{вишк}} = 0,9 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 42 = 58,8 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{залк}} = \frac{58,8}{1,15} = 51,1 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{залкОПН}} = 31,2 \text{ кВ (значення з каталогу).}$$

Залишкова напруга, що залишається на ОПН має бути меншою розрахункового значення.

Розрахунок високовольтного обладнання для перевірки стійкості до струмів КЗ:

Умови вибору високовольтного обладнання:

- по напрузі:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (1.37)$$

- по електродинамічній стійкості:

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}; \quad (1.38)$$

- по термічній стійкості:

$$W_{\text{к}} \leq I_{\text{м}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (1.39)$$

					MP.3.8.141344ПЗ	Арк.
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

резервування основних захистів трансформатора. Захист організовано з допомогою системи АСКОЕ.

5) Максимальний струмовий захист (МСЗ) від релейного захисту, який діє у разі перевищення сили струму в ланцюгу, який захищається, більше норми (уставки). Призначений для захисту обладнання та ліній від пошкоджень у разі короткого замикання чи перевантаження. Найбільш поширений вид захисту у електричних мережах низького та середнього класу напруги забезпечуємо пристроєм РС83-А2М. [10].

6) Струмовий захист нульової послідовності від зовнішніх замикань на землю.

Для резервування відключення зовнішніх КЗ на землю передбачається в основному для данного пристрою два струмові захисти нульової послідовності:

- захист від замикань на землю на стороні 110 кВ, що живиться від трансформаторів струму.

- захист від замикань на землю на стороні 10 кВ, що живиться від трансформаторів струму.

Оба ці захисти виконують спрямованими і триступеневий для забезпечення узгодження з ними чотириступінчастих захистів ліній суміжної напруги.

7) Захист від непофазного режиму

Неповнофазний режим — обрив провідника без КЗ. Хоча при цьому не відбувається швидкого пошкодження і руйнування лінії електропередачі, але внаслідок появи значних рівнів струмів зворотної та нульової послідовностей існує небезпека для роботи силових трансформаторів та обладнання споживачів. Тому існує необхідність у виявленні неповнофазного режиму, пошкодженої фази та відстані до місця пошкодження, за для наступного виконання ремонту. Даний захист вже встановлено на ПС тому, його вибір не враховано.

8) Максимальний струмовий захист від перевантаження.

					<i>MP.3.8.141344ПЗ</i>	Арк.
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Захист виконується з використанням струму однієї із фаз, що діє на сигнал з витримкою часу. МСЗ встановлюється зі сторін ВН та НН і з боку виводів обмотки трансформатора до нейтралі. Реле струму контролює весь струм по лініям і у випадку збільшення струму вище устовок на пристрої вимикає лінію. МСЗ виконано в шафі РЗА з встановленням реле струму, реле часу, проміжних та вказівних реле.

1.4.3 Пристрій автоматичного включення резерву

Автоматичне включення резерву (АВР) - автоматичний пристрій, що здійснює автоматичне введення резервних джерел живлення або включення вимикача, на якому здійснюється розподіл мережі. [10].

АВР знайшли широке застосування на підстанціях. Забезпечення безперервності електропостачання проста: при зникненні напруги на одному з вводів, наприклад при аварійному режимі роботи або помилковому відключенні, пристрій автоматично перемикає навантаження на резервуюче джерело живлення ПС. Час перемикання становить частки секунди, а напрям перемикання, зазвичай, носить односторонній характер.

В разі нестійкого КЗ на збірних шинах, тому потрібно, щоб:

$$t_{\text{АВР}} > t_{\text{д.с.}} \quad (1.39)$$

Ця умова в мережах до 10 кВ виконується автоматично.

При включенні резервного джерела на стійке КЗ релейний захист повинен забезпечити його відключення від пошкодженої ділянки, щоб збереглося живлення інших приєднаних ліній ПС.

					<i>MP.3.8.14.1344ПЗ</i>	Арк.
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

На ПС секції власних потреб виконані з одностороннім живленням :

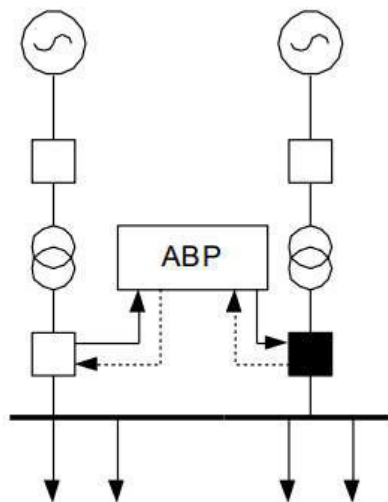


Рис.1.2 – Схема АВР з одностороннім живленням

Застосування такої менш надійною, але більш простої схеми електропостачання в багатьох випадках є доцільним для зниження значень струмів КЗ, зменшення втрат електроенергії в живлячих трансформаторах, спрощення релейного захисту, створення необхідного режиму по напрузі, перетокам потужності. При АВР з одностороннім живленням, одне з джерел живлення завжди в робочому стані, друге – завжди резервне. Перемикання вимикача здійснюється автоматично або вручну персоналом.

Принцип дії АВР встановленого на ПС «Юрівка»

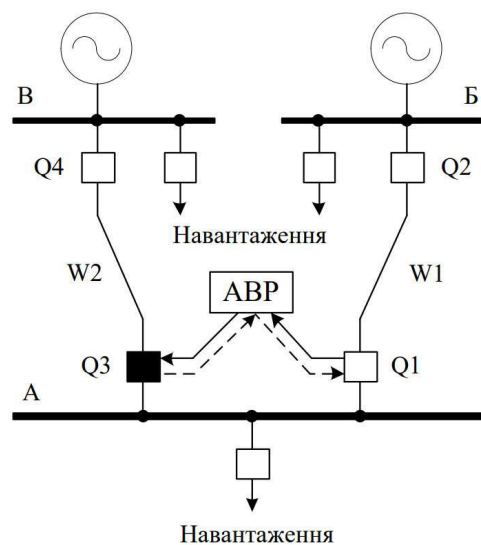


Рис.1.3 – Принцип дії АВР

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

MP.3.8.14.1344ПЗ

Арк.
39

Підстанція А (Юрівка) (рис. 1.3) живиться через лінію W1 від підстанції Б. Лінія W2, з підстанції В (Конотоп-Анастасівка), в даному випадку є резервною і знаходиться під напругою (вимикач Q3 лінії W2 нормально відключений). При відключенні лінії W1, пристрій АВР автоматично вмикає вимикач Q3, цим самим знову повертає споживачів до джерела живлення. Схеми АВР можуть мати односторонню або двосторонню дію. При односторонній АВР, лінія W1 завжди повинна бути робочою, а лінія W2 - завжди резервною. При двосторонній АВР, будь-яка з цих ліній може бути робочою і резервною.

Данне АВР забезпечується блоком АВР-17 українського виробництва фірми ТОВ «НІК».

Технічні характеристики блоку АВР-17 наведено в табл. 1.9.

Таблиця 1.9– Технічні параметри блоку АВР-17

Найменування параметру	Значення параметру
Номінальна напруга живлення, В	380
Частота мережі, Гц	50
Ном. пот. навантаження від основної лінії до споживача, кВА	≤25
Номінальна напруга генератора, В	380
Частота струму генератора, Гц	50
Ном. пот. навантаження від генератора до споживача, кВА	≤17
Маса, кг	14

1.4.4 Автоматичне частотне розвантаження

Згідно ГОСТ 13109 – 97 відхилення частоти в нормальному режимі не повинно перевищувати $\pm 0,1$ Гц. Допускається короткочасне відхилення частоти не більше ніж на $\pm 0,2$ Гц [13].

АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної потужності в ОЕС України або її окремих частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів: невеликими

						Арк.
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

MP.3.8.14.1344ПЗ

чергами (обсягами) при відносно повільному зниженні (сповзанні) частоти (не більше 1,7 Гц/с) для припинення її зниження [17].

Повільне зниження частоти найбільш характерне для паралельної роботи ОЕС України із суміжними енергосистемами або у разі незначних аварійних дефіцитів потужності; у разі швидкого зниження частоти (понад 1,7 Гц/с) чергами (обсягами) відповідно до аварійного дефіциту потужності, що виник (швидкості зниження частоти). Як правило, значна швидкість зниження частоти більш характерна для автономної роботи при виникненні аварійного дефіциту потужності; невеликими чергами (обсягами) для підвищення частоти після закінчення процесу її зниження [17].

АЧР має децентралізовану структуру і виконується у вигляді сукупності окремих автономних пристроїв, які діють на вимкнення заданих приєднань на електростанціях, а також на ПС електроенергетичних систем, електропередавальних компаній і споживачів. Пристрої АЧР, як правило, необхідно розташовувати на об'єктах електроенергетичних систем чи енергопередавальних компаній.

Під час визначення обсягу навантаження, яке повинне вимикатися дією АЧР, необхідно розглядати найбільш важкі за значенням дефіциту потужності реально можливі аварійні режими в нормальних і ремонтних схемах та інші можливі варіанти виникнення значного аварійного дефіциту активної потужності, починаючи з локальних аварій і закінчуючи загальносистемними аваріями в ОЕС України з урахуванням того, що одні й ті ж самі пристрої АЧР повинні запобігати небезпечному зниженню частоти як під час локальних, так і під час системних аварій [17].

Пристрої АЧР необхідно розташовувати так, щоб можна було ліквідувати дефіцит потужності у всіх можливих аварійних режимах (від місцевих до загальносистемних). Визначення місця розташування пристроїв АЧР доцільно починати з аналізу місцевих аварій, переходячи до аналізу більш загальних аварій (енергорайон, більш великий енергорайон, енергосистема, енергосистема з енергорайонами інших прилеглих енергосистем тощо).

										Арк.
										41
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

MP.3.8.14.1344ПЗ

До основного заземлювача в загальному випадку приєднують:

- 1) допоміжні заземлювачі;
- 2) нейтралі генераторів, трансформаторів, вимикачів та апаратів
- 3) розрядники, обмежувачі перенапруг і громовідводи;
- 4) вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів, нейтралі обмоток 380/220 В силових трансформаторів.

У випадку з металевою покрівлею блискавкозахист трансформатора виконують наступним чином: з діаметрально протилежних сторін виконують зв'язок покрівлі з зовнішнім контуром основи, тобто в місці сталого введення.

Згідно книзі Фёдоров А.А. «Основы электроснабжения промышленных предприятий», розрахунок заземлюючого пристрою проводиться в такому порядку [5]:

1) Відповідно до ПУЕ[1] встановлюють допустимий опір заземлюючого пристрою R_z . Якщо заземлюючих пристроїв є загальним для установок на різну напругу, то за розрахункове приймається найменше із допустимих.

2) Для визначення потрібно знайти необхідний опір штучного заземлювача з урахуванням використання природного заземлювача, включеного паралельно, з виразу:

$$R_{и} = \frac{R_e R_z}{R_e - R_z}, \quad (1.40)$$

де R_z – допустимий опір заземлюючого пристрою;

$R_{и}$ – опір штучного заземлювача;

R_e – опір природного заземлювача .

3) Для визначення потрібно знайти розрахунковий питомий опір ґрунту $\rho_{уд}$ для горизонтальних і вертикальних електродів з урахуванням підвищувального коефіцієнта $K_{п}$, що враховує висихання ґрунту влітку і промерзання його взимку за формулами:

$$\rho_{р.г} = \rho_{уд} K_{п.г}, \quad (1.41)$$

$$\rho_{р.в} = \rho_{уд} K_{п.в}, \quad (1.42)$$

					MP.3.8.141.344ПЗ	Арк.
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\rho_{уд}$ - питомий опір ґрунту;

$K_{п.г}$ і $K_{п.в}$ - підвищувальні коефіцієнти для горизонтальних і вертикальних електродів відповідно.

4) Для визначення потрібно знайти опір розтіканню одного вертикального електрода за виразом:

$$R_{в.о} = \frac{\rho_{р.в}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (1.43)$$

де l - довжина стержня, м;

d - діаметр стержня;

t - глибина залягання, відстань від поверхні ґрунту до середини стрижневого заземлювача, м;

5) Для визначення потрібно знайти орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при попередньо прийнятому коеф. використання $K_{и.в}$:

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{K_{и.в} R_{и}}, \quad (1.44)$$

де $R_{о.в.э}$ - опір розтіканню одного вертикального електрода знайдене в п.4;

$R_{и}$ - опір штучного заземлювача, знайдене в п.2.

6) Для визначення потрібно знайти розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів $R_{р.г.э}$ за формулою:

$$R_{р.г.э} = \frac{R_{г.э}}{K_{и.г.э}}, \quad (1.45)$$

де $R_{г.э}$ - опір розтіканню горизонтальних електродів, який визначається за виразом:

$$R_{г.э} = \frac{\rho_{р.г}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}, \quad (1.46)$$

де l - довжина електрода;

b - ширина полоси;

t - глибина заложення електрода.

					MP.3.8.141344ПЗ	Арк. 45
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

0,8 м від поверхні землі та закриті термоусаджуючою трубкою на глибину промерзання ґрунту за для запобігання іржавінню жилізного провідника.

$$H=0,8 \text{ м};$$

$$t=H+1/2=0,8+10/2=5,8 \text{ м.}$$

$$L=10 \text{ м};$$

$$d=14 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

$$R_{\text{об.э}} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 10} \left(\ln \frac{2 \cdot 10}{14 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 5,8 + 10}{4 \cdot 5,8 - 10} \right) = 18,5 \text{ Ом.}$$

5) Визначаю приблизну кількість вертикальних заземлювачів при попередньо прийнятому коефіцієнті використання $K_{i.v.} = 0,3$.

6) Визначаю опір стікання струму горизонтального заземлювача.

Для вирівнювання потенціалів по всій площі підстанції виконується контур верівнювання потенціалів зі сталевих смуг перетином 40x4 мм 2, або зі сталевого круга діаметром 12 мм що прокладається на глибині 0,8 м від поверхні землі. Слід вказати, що чим менший опір ґрунта в якому прокладаються заземлювачі та чим менша пористість ґрунта тим більший контур потрібно прокладати. Також при визначення норм опору ґрунта потрібно керуватись показниками геологічного фонду в Сумській області [15].

$$H=0,8 \text{ м};$$

$$t=0,8 \text{ м.}$$

$$L=1760 \text{ м};$$

$$b=0,04 \text{ м.}$$

$$N = \frac{18,5}{0,5 \cdot 0,3} = 124$$

$$R_{\text{ГГЭ}} = \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 1760} \ln \frac{2 \cdot 1755}{0,04 \cdot 0,8} = 0,78 \text{ Ом.}$$

7) Уточнюю необхідний опір вертикальних електродів:

$$R_{\text{в.э}} = \frac{0,78 \cdot 0,5}{(0,78 - 0,5)} = 1,4 \text{ Ом.}$$

8) Визначаю остаточне число вертикальних електродів:

					<i>MP.3.8.14.1344ПЗ</i>	Арк.
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховано висоту і зону захисту стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ, встановлених на двох порталах, рис. 1.4 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 1.2 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_{\zeta} = 0,999$, горизонтальний перетин $h_x = 6$ м.

Параметри розміщення блискавковідводів по ВРП наведені в табл. 1.10.

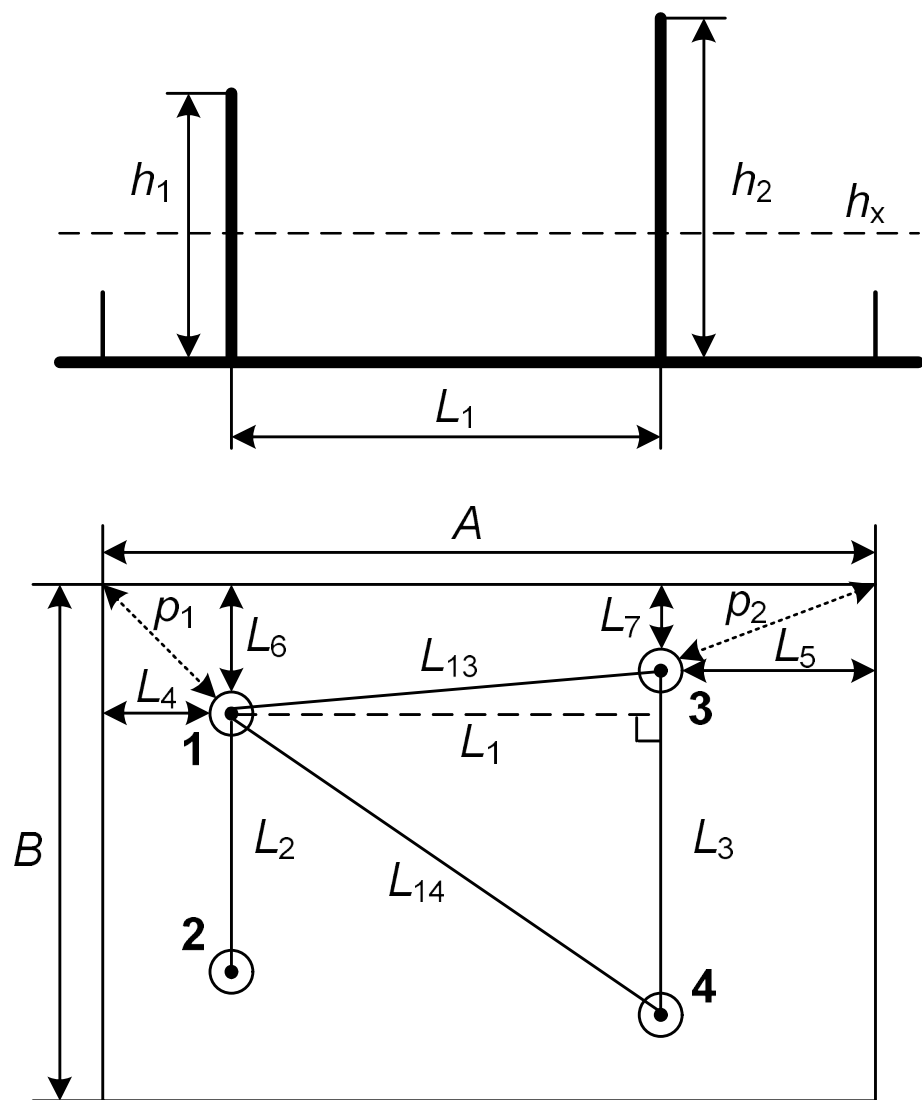


Рис.1.4 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

Таблиця 1.10– Розрахункові параметри

А, м	В, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
37	42	22	15	15	3	5	6

1. Визначаємо відстані L_6 та L_7 :

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{42 - 15}{2} = 13,5;$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{42 - 5}{2} = 13,5.$$

2. Визначаємо відстані p_1 та p_2 :

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{3^2 + 13,5^2} = 13,8;$$

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{5^2 + 13,5^2} = 14,4.$$

3. Зона захисту подвійного стрижневого блискавковідводу складається з зовнішніх областей зони захисту (напівконусів з габаритами h_0 , r_0), що виконуються за формулами для одиничних стрижневих блискавковідводів. Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_0 і h_c , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, а другий – мінімальну висоту зони посередині між блискавковідводами.

Зона захисту одиничного стрижневого блискавковідводу висотою $h \leq 30$ м при надійності захисту $P_\zeta = 0.999$, визначається рівняннями [18]:

$$\begin{cases} h_{0n} = 0,7h_n \\ r_{xn} = \frac{r_{0n} \cdot (h_{0n} - h_x)}{h_{0n}} \\ r_{0n} = 0,6 \cdot h_n \end{cases} \quad (1.49)$$

Розраховуємо висоти блискавковідводів 1 та 2 виходячи з умови створення ними зони захисту на висоті h_x до кутів ВРП:

$$\begin{cases} h_{01} = 0,7h_1 \\ r_{x1} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}}, \text{ при } r_{x1} = p_1; \\ r_{01} = 0,6 \cdot h_1 \end{cases} \quad (1.50)$$

					MP.3.8.14.1344ПЗ	Арк.
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Шляхом математичних перетворень отримаємо рівняння відносно шуканої величини h_1 :

$$p_1 = \frac{0,6h_1 \cdot (0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1}; \quad (1.51)$$

$$0,42h_1^2 - (0,7p_1 + 0,6h_x)h_1 = 0; \quad (1.52)$$

$$h_1 = 22,9 \text{ м.}$$

Остаточно приймаємо блискавковідводи 1 та 2 висотою $h_1 = h_2 = 22,9$ м, так як вона задовольняє умові застосування рівнянь при $h \leq 30$ м.

Розраховуємо висоти блискавковідводів 3 та 4 виходячи з умови створення ними зони захисту на висоті h_x до кутів ВРП:

$$\begin{cases} h_{03} = 0,7h_3 \\ r_{x3} = \frac{r_{03} \cdot (h_{03} - h_x)}{h_{03}}, \text{ при } r_{x3} = p_2; \\ r_{03} = 0,6 \cdot h_3 \end{cases} \quad (1.53)$$

Шляхом математичних перетворень отримаємо рівняння відносно шуканої величини h_3 :

$$p_2 = \frac{0,6h_3 \cdot (0,7h_3 - h_x)}{0,7h_3}; \quad (1.54)$$

$$0,42h_3^2 - (0,7p_2 + 0,6h_x)h_3 = 0; \quad (1.55)$$

$$h_3 = 0; \quad h_3 = 25,3 \text{ м.}$$

Остаточно приймаємо блискавковідводи 3 та 4 висотою $h_3 = h_4 = 25,3$ м, так як вона задовольняє умові застосування рівнянь при $h \leq 30$ м.

Отже, відразу потрібно стверджувати, що вони будуть замінені на більш високі та сучасні аналоги.

4) Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів , 2:

$$L_{12} = L_2 = 15 \text{ м;}$$

					<i>MP.3.8.14.1344ПЗ</i>	Арк.
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 22,9 = 13,7 \text{ м};$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 22,9 = 16 \text{ м};$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{13,7 \cdot (15 - 6)}{15} = 8,2 \text{ м};$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot h_1 = 2,25 \cdot 22,9 = 51,5 \text{ м};$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot h_1 = 4,25 \cdot 22,9 = 97,3 \text{ м};$$

$$\begin{cases} h_{c12} = h_{01} = 16 \text{ м}, & L_{12} \leq L_{c12} \\ r_{cx12} = \frac{r_{01} (h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{13,7 \cdot (16 - 6)}{16} = 8,5 \text{ м}, & h_x < h_{c12} \end{cases}$$

5) Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 15 \text{ м};$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 0,6 \cdot 25,3 = 15,18 \text{ м};$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 0,7 \cdot 25,3 = 17,72 \text{ м};$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03} \cdot (h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{15,18 \cdot (17,72 - 6)}{17,72} = 10,05 \text{ м};$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot h_3 = 2,25 \cdot 25,3 = 56,97 \text{ м};$$

$$L_{\max 34} = 4,25 \cdot h_3 = 4,25 \cdot 25,3 = 107,61 \text{ м};$$

$$\begin{cases} h_{c34} = h_{03} = 17,72 \text{ м}, & L_{34} < L_{c34} \\ r_{cx34} = \frac{r_{03} (h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{15,18 \cdot (17,72 - 6)}{17,72} = 10,05 \text{ м}, & h_x < h_{c34} \end{cases}$$

б) Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 3 (2 та 4):

$$L_{13} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{(22)^2 + \left(\frac{15 - 15}{2}\right)^2} = 22 \text{ м};$$

6.1 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту $h_1 = 22,9 \text{ м}$

					MP.3.8.14.1344ПЗ	Арк.
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L_{c13} = 2,25 \cdot h_1 = 51,5 \text{ м};$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot h_1 = 97,3 \text{ м};$$

$$h_{c13} = h_{01} = 22 \text{ м}, \quad L_{13} \leq L_{c13}$$

6.2 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту $h_3 = 25,3 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 56,9 \text{ м};$$

$$L_{\max 31} = 4,25 \cdot h_3 = 107,5 \text{ м};$$

$$h_{c31} = h_{03} = 56,9 \text{ м}, \quad L_{13} \leq L_{c31}$$

7) Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 4 (2 та 3):

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{(15)^2 + \left(26 + \frac{15 - 15}{2}\right)^2} = 15 \text{ м};$$

7.1 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту $h_1 = 22,9 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25 \cdot h_1 = 51,5 \text{ м};$$

$$L_{\max 14} = 4,25 \cdot h_1 = 97,3 \text{ м};$$

$$h_{c14} = h_{01} = 22 \text{ м}, \quad L_{14} \leq L_{c14}$$

7.2 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту $h_4 = 25,3 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 56,9 \text{ м};$$

$$L_{\max 41} = 4,25 \cdot h_4 = 107,5 \text{ м};$$

$$h_{c41} = h_{04} = 17,72 \text{ м}, \quad L_{14} \leq L_{c41}$$

$$\begin{cases} h_{c\min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 19,6 \text{ м}, \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 14,75 \text{ м}, \\ r_{cx14} = \frac{r_{c014} (h_{c\min 14} - h_x)}{h_{c\min 14}} = 13,6 \text{ м}. \end{cases}$$

Оскільки за довготривалий час роботи підстанції існуючих блискавкозахист піддався корозії та частково втратив свої властивості, в даному розділі розраховано висоту нових та сучасних блискавковідводів на ПС Юрівка, а також

					MP.3.8.14.1344ПЗ	Арк.
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

розраховано зона їх захисту та наведено горизонтальний перетин зони захисту билскавковідводів. Як результат було створено план захисту підстанції, що дає змогу стверджувати, що замінивши існуючі блискавковідводи на розраховані стрижневі вдасться захистити ПС та персонал.

Вертикальний та горизонтальний переріз зони захисту (рис. 1.5)

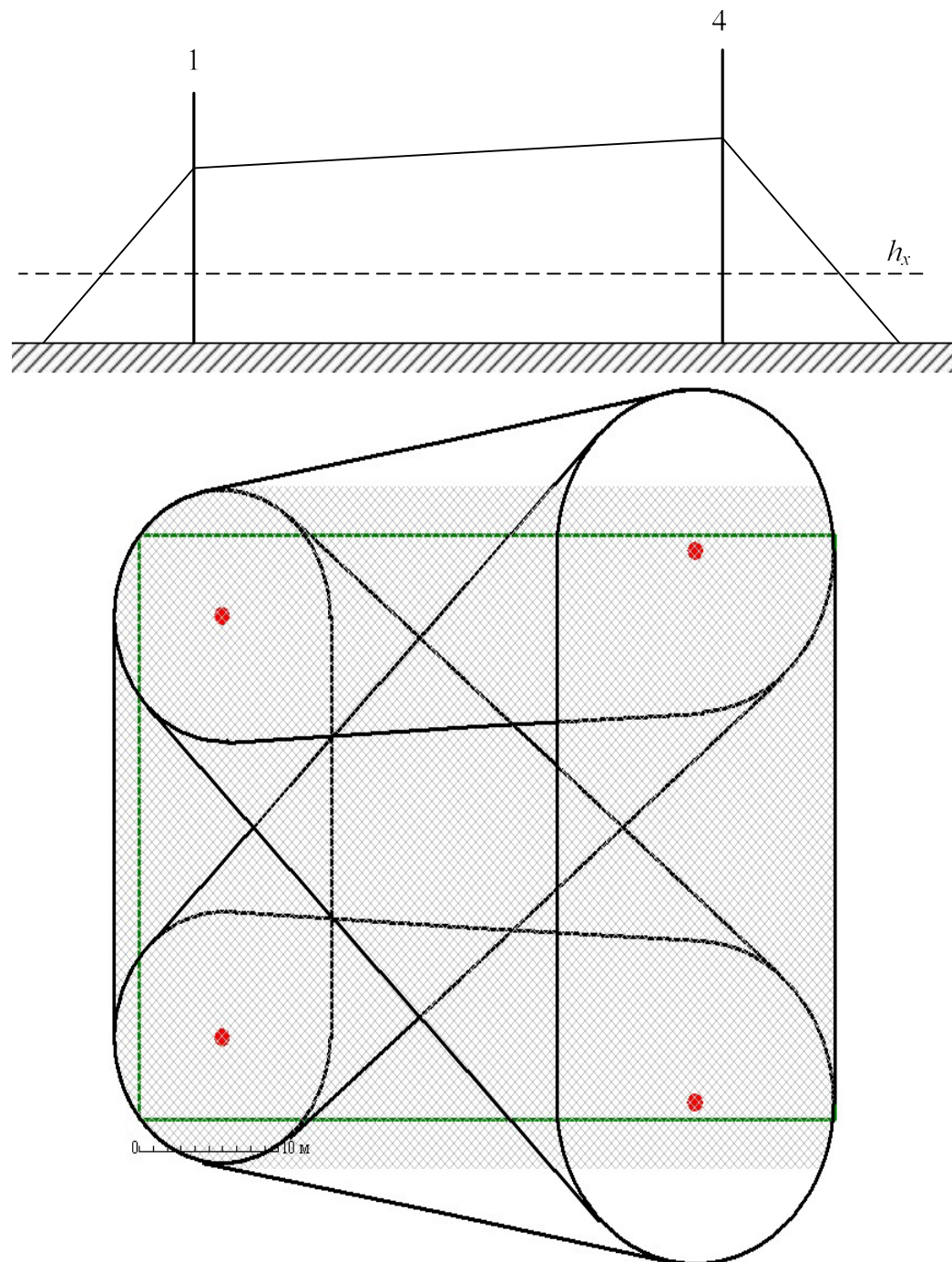


Рис.1.5 – Горизонтальний переріз зони захисту блискавковідводів ВРП
Масштаб 1 мм = 0,35 м.

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

MP.3.8.141344ПЗ

Арк.
54

РОЗДІЛ 2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Аналіз обліку електроенергії та вимірювання електричних параметрів в електроустановці.

Комерційний облік зазвичай встановлюють на межі розділу балансової власності споживача та керуючої організації. Кількість точок обліку визначається кількістю введів електроенергії в будівлю. Кількість вимірювальних параметрів у точці, що підлягає контролю обмежується параметрами по договору між організацією, що уклала договір та споживачем.. Договір є обов'язковим згідно із законом України. Система комерційного обліку повинна включатись до «Державного реєстру засобів вимірювань», що забезпечується засобами захисту інформації від несанкціонованого втручання у її роботу, такими засобами є пломби на лічильниках електричної енергії та в деяких місцях залізні ящики з замком.

Технічний облік не є обов'язковим згідно із законом, він призначений для обліку, контролю та управління енергоспоживанням по всьому підприємству: корпус, цех, ділянка, трансформатори та інше обладнання. Кількість точок обліку залежить від структури підприємства, його енергоприймачів та визначається наведеною вартістю однієї точки контролю. До технічного обліку пред'являються знижені вимоги точності вимірів.

У період існування дешевих енергоносіїв приладовий облік енергоресурсів був обмежений та відносний, оскільки витрати на його організацію не виправдовував того ефекту, який можна було вазяти від його впровадження. Економічні умови вчорашнього дня зумовлювали приблизний, неточний та умовний енергооблік, який грубо відбивав реальні процеси енергоспоживання.

					<i>МР.З.В.14.1344ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Іванова В.О.</i>			<i>Модернізація електричної частини підстанції 110/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В.</i>					55	78
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Лебединський І. О.</i>						

Також потрібно відмітити, що в часи без обліку було багато крадіжок електричної енергії з боку споживачів та підприємств, та було важко контролювати потік електроенергії, її розмір по енергосистемі України.

На початку 70-х років у зв'язку з енергетичною кризою, подорожчанням та лімітуванням енергоресурсів виникла потреба збільшення тарифів. У зв'язку з цими для великих споживачів із навантаженням понад 750 кВА було запроваджено двоставковий тариф за спожиту електроенергію та заявлену потужність у години коли навантаження в країні досягає максимального значення, так звані години – пік. Підприємства оснащувалися пристроєм, який фіксував максимум. Загалом такий облік характеризувався низькою точністю через візуальне знімання показань та неодноразове знімання показань.

Такий вид обліку не може задовольнити як промислове підприємство, так і організацію енергопостачання через подорожчання енергоресурсів і переходу від планової економіки до ринкової, коли є безліч продавців електричної енергії. В умовах ринку необхідний високоточний облік, що зводить до мінімуму участь людини на етапах виміру, збору та обробки даних. Облік, що адаптується до різних тарифазних систем як з боку постачальника енергоресурсів, так і з боку споживача. З цією метою створили на своїх об'єктах автоматизовані системи контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ). За наявності АСКОЕ промислове підприємство повністю або частково контролює процес енергоспоживання та має можливість за погодженням із постачальником енергоресурсів гнучко переходити до різних тарифних систем (зонних тарифів). Зонні тарифи дозволяють через економічні важелі впливати на графік навантаження та знижувати сумарні енерговитрати енергосистеми та споживача, що в свою чергу дає певний баланс та розуміння споживання електроенергії.

Кожна країна в перспективі буде прагнути досягти ідеального балансу в енергетиці, тому будуть встановлюватися нові тарифи. Також і подорожчання енергоресурсів, що зумовлює необхідність жорсткого контролю, обмеження та зниження енерговитрат у собівартості продукції. Це можна виконати тільки із

					<i>MP.3.8.141.344ПЗ</i>	Арк.
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

застосуванням сучасних систем АСКОЕ. Використання АСКОЕ дозволяє вирішувати такі завдання [14]:

1. Зниження рівня аварійності, зменшення збитків від аварій і скорочення термінів їх ліквідації;

2. Фіксація відхилень контрольованих параметрів енергообліку та їх оцінка в абсолютних та відносних одиницях з метою полегшення аналізу енергоспоживання;

3. Підвищення надійності та безпечності функціонування, покращення експлуатаційного обслуговування основного і допоміжного технологічного обладнання;

4. Автоматичне управління енергоспоживанням на основі заданих критеріїв та пріоритетні схеми включення-відключення споживачів;

5. Створення інформаційної основи для побудови інтегрованої, багаторівневої системи технологічного управління (зокрема формування необхідної звітності, надання даних до кол-центру для роботи з абонентами тощо);

6. Зменшення випадків відмов основного і допоміжного обладнання підстанцій за рахунок раннього діагностування та моніторингу за станом обладнання;

Якщо підсумувати вище сказане то можна стверджувати, що завдання створення АСКОЕ на всіх підстанціях повинно бути, в тому числі на ПС Сумської обл. (див. додаток 1), а тому наукові дослідження та технічні впровадження на цей рахунок потрібно проводити та вводи в роботу.

2.2. Дослідження структур АСКОЕ

Система АСКОЕ за структурою як комерційного, так і технічного обліку можуть бути три- та дворівневими, централізованого та децентралізованого виконання. Узагальнена структура АСКОЕ містить 3 рівні: – нижній – первинний вимірювальні перетворювачі (ПВП) з телеметричним виходом, здійснюють безперервно або з мінімальним інтервалом усереднення

					<i>MP.3.8.141344ПЗ</i>	Арк.
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

На сьогоднішній день відома велика кількість систем енергообліку українських виробників, такі як: СІНЕТ-1; АСКОЕ на базі лічильників Євроальфа; АТdata – вимірювально – обчислювальний комплекс комерційного обліку на базі лічильників LZQM; на базі лічильників ЛО-3Т; АСКОЕ на базі пристрою ІТЕК-210 і лічильників з імпульсним виходом; АСКОЕ на базі мікросервера ІТЕК-WEB та інші.

Оскільки модернізація ПС є важливим етапом в розвитку енергетики слід приймати системи на базі мікросервера ІТЕК-WEB.

Системи на базі мікросервера ІТЕК-WEB призначені для зчитування інформації в цифровому вигляді від одного або групи лічильників електроенергії по каналу інтерфейсу RS-485, обробки, зберігання й передачі в зовнішні інформаційні мережі (у тому числі локальну мережу ETHERNET) на верхній рівень АСКОЕ.

ІТЕК-WEB забезпечує:

1. Контроль стану каналів зв'язку з, обмін інформацією, узгодження швидкості передачі даних і каналу зв'язку, забезпечення вірогідності передачі даних по каналу зв'язку та самодіагностику;
2. Прохідний канал доступу зовнішнього ПК до кожного багатофункціонального лічильника (при наявності санкції);
3. Ведення інформаційної бази даних збільшень електричної енергії за різні інтервали часу.
4. Функції WEB-Сервера (у рамках реалізації доступу зовнішніх ПК до інформації ІТЕК-WEB), у тому числі: прийом/трансляцію TCP/IP 69 запитів; формування HTML - документів (вбудований сайт); виконувати функції FTR сервера (пересилання файлів); виконувати функції PING сервера;
5. Ведення таймера (годинники, хвилини, секунди) і дати (рік, місяць, день);

						MP.3.8.14.1344ПЗ	Арк.
							59
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			

6. Корекцію часу багатфункціональних ЛЧ при надходженні зовнішнього імпульсного сигналу корекції часу;
7. Можливість використання ліній дискретного введення - виведення для організації збору інформації з імпульсних виходів лічильників електричної енергії (до 16 каналів обліку, при підключенні за матричною схемою) і для керування зовнішніми засобами комутації каналів з метою збільшення кількості зовнішніх пристроїв інтерфейсів, що підключаються до каналів, RS-485/RS-232 і RS-232 [10];

Структурна схема АСКОЕ приведена на рисунку 1.6. До складу системи входять 7 лічильників SL-7000 і АСЕ -6000, які встановлені на ТП1- ТП5,ТП7 і КТП 0,4 кВ. Інформаційні виходи цих лічильників об'єднані по інтерфейсу CRS 485 і підключені до ІТЕК-WEB КТЗ нижнього рівня). На верхньому рівні встановлено 2 GSM/GPRS – модеми, які зв'язані із сервером, до якого по локальній мережі можуть бути підключені автоматизовані робочі місця (АРМ).

АСКОЕ побудована з урахуванням вимог, що висуваються до відкритих систем, має стандартні, документовані інтерфейси і забезпечує можливість інформаційного обміну з іншими автоматизованими системами, що відповідають вимогам, що висуваються до відкритих систем.

Взаємозв'язок із суміжними автоматизованими системами забезпечується на основі архітектури "клієнт-сервер" з використанням протоколів TCP/IP і стандарту структурної мови запитів до бази даних. Передача інформації енергопостачальній організації здійснюється за допомогою експорту файлів; регламентованого доступу до бази даних АСОЕ та за допомогою доступу до лічильників електроенергії; Експорт файлів може здійснюється по електронній пошті в автоматичному режимі та/або з ініціативи оператора (налагоджується для конкретного користувача). Доступ до лічильників електроенергії на рівні підстанції здійснюється через перетворювач RS 232. Перетворювач RS 232 забезпечує канал доступу до лічильників електроенергії.

					<i>MP.3.8.141.344ПЗ</i>	Арк. 60
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

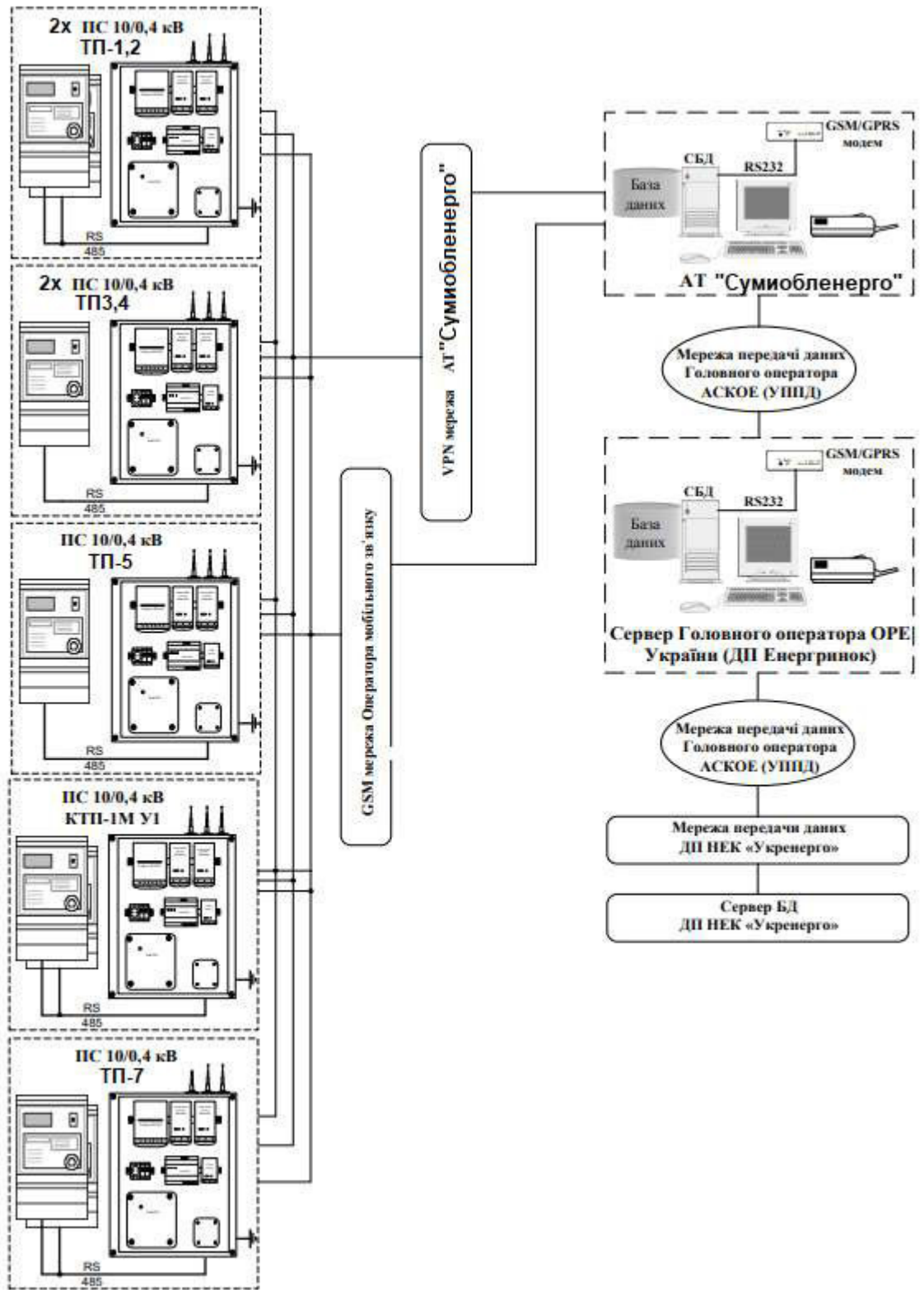


Рис.1.6 – Структурна схема АСКОЕ ПС110/10 кВ «Юрівка»

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

MP.3.8.14.1344ПЗ

Арк.

61

РОЗДІЛ 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Оцінка економічної ефективності заміни відокремлювачів з короткозамикачами на вакуумні вимикачі 110кВ.

Вакуумний вимикач - високовольтний вимикач, в якому середовищем для гасіння електричної дуги є вакуум. Вакуумний вимикач призначений для комутацій (операцій включення-відключення) електричного струму (номінального і струмів короткого замикання) в електроустановках [10].

Сьогодні існує безліч сучасних і технологічних альтернатив даному обладнанню, які дозволяють знизити експлуатаційні витрати, автоматизувати процес передачі та розподілу електроенергії, мають більш високу надійність, кращі комутаційні та механічні ресурси, більш тривалі терміни служби, пожежо- та вибухобезпечні. ВРС-110 має безліч переваг над масляним, це і нижчий час відключення, і менше витрат на ремонти та інші. Тому розрахунок наведений нижче є актуальним.

Головним економічним показником заміни амортизованих, фізично зношених ОД та КЗ-110 кВ на елегазові є економічний ефект, отриманий від зменшення витрат на експлуатаційне обслуговування, виконання ремонтів, заміна зношених та дефектних вузлів та деталей[19].

Початкові дані: Технічні характеристики відокремлювачів та короткозамикачів наведені в табл. 1.11 та 1.12.

Враховуючи експлуатаційні витрати, за основу приймаємо їх заводські технічні характеристики та вимоги технічного обладнання і його фактичні витрати з розрахунку на 1 рік[19].

					<i>MP.3.8.14.1344ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Іванова В.О.</i>			<i>Модернізація електричної частини підстанції 110/10 кВ</i>	<i>Лист.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В.</i>					62	78
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Лебединський І.О.</i>						

Таблиця 1.11 Відокремлювач

Характеристика	Значення: ОДЗ-110 М
Номинальний струм	1000
Повний час відключення, с	
Без ожеледі	0,38
Ожеледь 15 мм	0,45
Ожелед. 20 мм	0,52
Допустимий натяг проводу, Н	490
Довжина шляху витоків, см	190
Опір мереж, МОм	120
Габарити (без привода), м:	
Довжина (вздовж полюча	1,66
Ширина не менше	1,8
висота	1,48
Маса полюса без привода, кг	290

Таблиця 1.12 Короткозамикач КЗ-110

Характеристика	Значення: КЗ-110
Амплітуда граничного наскрізного струму, кА	51
Струм термічної стійкості, кА	20
Час відключення (до дотику контакту), с:	
Без ожеледі	0,14
З ожеледдю до 20 мм	0,2
Кут відключення ножа, град	73
Допустимий натяг проводу, Н	784
Довжина шляху витоків, см	190
Габарити (без привода), м:	
висота	1,43
шлибина (вздоовж ножа	1,25
ширина	0,3
Маса полюса без привода, кг	150

Експлуатаційні витрати при обслуговуванні ОД/КЗ та вакуумного вимикача наведено в табл.1.13.

					MP.3.8.14.1344ПЗ	Арк.
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.13 Експлуатаційні витрати при обслуговуванні ОД/КЗ та вакуумного вимикача

Назва	Показники од.вимір.	ОД,КЗ	ВРС-110
Вартість капремонту (без заміни деталей(на 1 рік (періодичність ВВ-6 років, ОД, КЗ- 1 рік)	т.грн	1,6	0,25
Неплановий капремонт по КЗ	Кіль-ть к.з. т.грн.	0,8	0,05
Вартість основних деталей і вузлів, які міняються при капремонті на 1 рік	т.грн.	2,4	0,1
Огляд, щорічно	т.грн.	-	0,5
Лабораторні випробування, перевірка РЗА (1раз в 4 роки)	т.грн.	0,2	-
Витрата електричної енергії на підігрів у зимовий період 5міс	т.грн.	0,5	0,05
Всього затрат на експлуатацію за 1 рік	т.грн.	7,5	1,65
Економія на експлуатаційних витратах на рік	т.грн.	6,85	-
Дохід від демонтажа	т.грн.	7,5	-

Річний дохід від економії при експлуатації вакуумного вимикача порівняно з віддільником та короткозамикачем з урахуванням вигоди від демонтажу старого обладнання складе:

$$\Delta E = \Delta E_{\text{експл}} + \Delta E_{\text{дем}} = 6,85 + 7,5 = 14,35 \left(\frac{\text{тис. грн}}{\text{рік}} \right)$$

Річний економічний ефект від заміни відокремлювача з короткозамикачем на елегазовий вимикач складе:

$$E_{\text{рік}} = \Delta E - \frac{\Delta K}{T_{\text{термін}}} = 14,35 - \frac{460}{35} = 1,21 \frac{\text{тис. грн}}{\text{рік}}$$

При витратах на придбання вакуумного вимикача ВРС-110 у вигляді С=460 тис. грн термін окупності становить:

$$T = \frac{C}{\Delta E} = \frac{460}{14.35} = 32 \frac{\text{тис. грн}}{\text{рік}}$$

З урахуванням терміну служби даного вакуумного вимикача Тсрок=40років можна зробити висновок, що термін його окупності є прийнятним. Цей вимикач надійний, довговічний, простий в обслуговуванні, тому рекомендується до встановлення як відмінна заміна застарілому обладнанню[19].

Також слід вказати, що даний вимикач має переваги не тільки перед відділювачем короткозамикачем, а і перед масляними та елегазовими вимикачами. Стабільний стан контактної групи ВРС-110 зберігається протягом усього терміну експлуатації, а діелектричні властивості елегазу знижуються (через накопичення продуктів розкладання в комутаційній камері при наростанні числа комутацій). Комутаційний ресурс ВРС-110 - 10 000 циклів, що у 2 рази перевищує ресурс елегазових апаратів та в 3 рази масляних.

ВРС-110 не потребує технічного обслуговування до закінчення 10 000 комутаційних циклів. Мінімальні терміни монтажу (6-8 годин) та мінімальні витрати на монтаж. ВРС-110 екологічно чистий і не потребує додаткових витрат на утилізацію, на відміну від елегазових вимикачів. Надійність вимикача ВРС-110 вище, ніж у елегазового (дугогасна частина ВРС-110 містить менше рухомих деталей). Можливість експлуатації за умов низьких температур (до - 60° С) без додаткового обігріву.

Отже, можна зробити висновок, що встановлення даного вакуумного вимикача економічно та технічно обґрунтовано.

					<i>MP.3.8.141.344ПЗ</i>	Арк.
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4: ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підстанції

У даному розділі мною проводиться оцінка та аналіз небезпечних і шкідливих факторів, що впливають на персонал, який обслуговує ПС 110/10 кВ «Юрівка», і заходи щодо запобігання та зменшення впливу цих факторів. При експлуатації підстанції 110/10 кВ можливі такі небезпечні фактори[21]:

1. Ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин;
2. Ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин, що в нормальному режимі не знаходяться під напругою;
3. Вплив електромагнітного поля на організм;
4. Ураження електричним струмом при роботі з несправним інструментом та засобів індивідуального та колективного захисту;
5. Ураження обслуговуючою персоналу, що знаходиться в зоні розтікання електричного потенціалу при замиканні на землю;
6. Можливість падіння персоналу з висоти при ремонті;
7. Можливість ураження персоналу під час проведення комутаційних операцій.

Для запобігання впливу небезпечних факторів на персонал потрібно передбачити наступні заходи:

1. Під час роботи в електроустановках діяти згідно з «Правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок» (ПТБ). Проводити щорічну перевірку знань, інструктаж працівників з техніки безпеки;

					<i>МР.З.В.14.1344ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ док.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Іванова В.О.</i>			<i>Модернізація електричної частини підстанції 110/10 кВ</i>	<i>Літ.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Волохін В.В.</i>					66	78
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров М.А.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Лебединський І.О.</i>						

2. При неможливості обмеження часу перебування персоналу під впливом електричного поля передбачити екранування робочих місць: екрани над переходами, екрануючі козирки та навіси над шафами управління, знімні екрани при ремонтних роботах;
3. Встановлення заземлювального контуру, заземлення та занулення обладнання;
4. Дотримання відстаней до струмовідних частин;
5. Виконання організаційно-технічних заходів для безпечного проведення робіт.

4.2 Пожежобезпека та вибухобезпека

Електроустановки високої напруги вимагають до себе постійної уваги з точки зору підвищеної пожежної безпеки. Необхідні неухильне дотримання всіма працівниками підстанції правил безпеки та проведення заходів спрямованих на підвищення пожежної безпеки:

1. Регулярне проведення занять з уміння користуватися засобами пожежогасіння та надання першої медичної допомоги;
2. Перевірка наявності та справності засобів індивідуального захисту;
3. Вживання суворих заходів до порушників техніки пожежної безпеки.

У всіх приміщеннях підстанції потрібно встановлюваим ємності із сухим піском, наявність якого необхідно контролювати. На силових трансформаторах передбачені теплові датчики, які видають сигнал на попередження або відключення трансформатора при підвищенні температури масла вище допустимої. Обов'язково передбачаються засоби сигналізації та оповіщення персоналу у разі виникнення пожежі.

4.3 Дотримання природоохоронних вимог

При роботі електроустановки повинні вживатися заходи для попередження або обмеження прямого і непрямого впливу на навколишнє середовище викидів забруднюючих речовин в атмосферу і в водойми,

					MP.3.8.141.344ПЗ	Арк. 67
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

4.4 Підвищена напруженість електромагнітних полів

В ВРУ і поблизу ліній електропередачі, особливо 110 кВ і вище, струмоведучими частинами створюється змінне електромагнітне поле. Воно характеризується в основному напруженістю електричної складової поля E , В / м, яка в РУ напругою 10 кВ на висоті росту людини може досягти досить великих значень. Напруженість магнітної складової нуля H незначна - 10-20 А/м, тому її впливом нехтують при розрахунках[20].

Електричне поле несприятливо впливає центральну нервову систему людини, викликає прискорене серцебиття, підвищений кров'яний тиск і температуру тіла. Працездатність людини падає. Він швидко втомлюється. Вплив на людину електричного поля залежить від його напруженості та тривалості перебування у зоні впливу[20].

Норми для електричної напруженості (без застосування захисних засобів), згідно з ГОСТ 12.1.002-84 «Електричні поля промислової частоти. Припустимі рівні напруженості й вимоги до проведення контролю на робочих місцях». Допустимі рівні напруженості та вимоги до проведення контролю на робочих місцях», наведено в таблиці 1.14 [20].

Таблиця 1.14 Допустимі часи перебування в електромагнітному полі

Напруженість поля E , кВ/м	5	10	15	20	25
Допустимий час перебування в електричному полі	8 год	3 год	1 год. 20 мин	30 мин	5 мин

4.5 Підвищений рівень шуму та вібрації

В результаті гігієнічних досліджень встановлено, що шум і вібрація погіршують умови праці, надаючи шкідливий вплив на організм людини. При тривалому впливі шуму на організм людини відбуваються небажані явища: знижується гострота зору та слуху, підвищується кров'яний тиск, знижується увага. Сильний тривалий шум може бути причиною функціональних змін серцево-судинної та нервової систем людини.

									Арк.
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

MP.3.8.141344ПЗ

Вібрації також несприятливо впливають на організм, вони можуть бути причиною функціональних розладів нервової та серцево-судинної систем, а також опорно-рухового апарату. Ці захворювання супроводжуються головними болями, запамороченням, підвищеною стомлюваністю. Тривале вплив вібрації призводить до розвитку всбраційної хвороби, успішне лікування якої можливе тільки на ранній стадії її розвитку.

Ефект впливу вібрацій на людину залежить від їх характеристик (амплітуда, частота, період). Загальні впливи пов'язані з резонансними коливаннями окремих частин тіла та внутрішніх органів. Наприклад, резонансна частота окремих частин тіла і внутрішніх органів (шлунок, органи черевної порожнини) дорівнює 7-8 Гц, резонансна частота очного яблука - 80 Гц. Коливання із зазначеними частотами на робочих місцях дуже небезпечні, оскільки можуть спричинити розриви та ушкодження органів людини[21].

При вібраціях малої частоти і змінного періоду, які відчуються як тряска чи поштовхи, можуть бути небезпечні переміщення тіла, удари. Виконання робочих рухів утруднено. Плавні низькочастотні коливання відчуються як качка. Захитування ("морська хвороба") виникає, як правило, при підвищеній чутливості рецепторів вестибулярного апарату і внутрішніх органів.

Таблиця 1.15 Допустимі часи перебування в електромагнітному полі

Рівень звукового тиску, дБ	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Октави з середньгеометричними частотами, Гц	95	87	82	78	75	73	71	69
Рівень звуку, дБА	Не більше 80							

Допустимі рівні звукового тиску та рівні звуку для виконання всіх видів робіт на постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємств зазначені в таблиці 1.15 [21].

Згідно ДБН В.1.1-31:2013. «Загальні вимоги», встановлені гранично допустимі параметри вібрації, зазначені в таблиці 1.16 [23].

Висновок

Результатом виконання магістерської роботи є модернізація підстанції 35/10 кВ "Юрівка" у зв'язку з застарілим обладнанням, що вже відпрацювало свій термін та потребує заміни.

Розраховано навантаження та вибрано основне високовольтне обладнання ПС за нормальними та аварійними умовами роботи, для чого розраховано струми короткого замикання, а також проведений розрахунок заземлення та блискавкозахисту. Розрахунки проводились з допомогою програм :MatLab, Mathcad 14 , Microsoft Office Excel. Креслення за допомогою Brics CAD V15.

В магістерській роботі наведений аналіз обліку електроенергії та вимірювання електричних параметрів в електроустановці. Розроблено структурну схему АСКОВЕ ПС110/10 кВ «Юрівка» на базі мікросервера ІТЕК-WEB.

Розраховано питання з економічної частини, а саме, оцінка економічної ефективності заміни відокремлювачів з короткозамикачами на вакуумні вимикачі 110кВ. Слід вказати, що дана модернізація доцільна з економічної точки зору. Зменшаться міжремонтні терміни проведення капітальних ремонтів, зменшиться число позапланових відключень обладнання і, як наслідок, скоротиться недо-відпуск електроенергії кінцевому споживачу.

Розглянуто питання з охорони праці, а саме, аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підстанції, пожежобезпека та вибухобезпека, дотримання природоохоронних вимог, підвищена напруженість електромагнітних полів, підвищений рівень шуму та вібрації.

					<i>MP.3.8.141344ПЗ</i>	Арк.
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

13. ГОСТ 13109-97: «Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітних. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення».

14. Офіційний сайт АТ «Сумиобленерго» [Електронний ресурс]. – електронний. – Режим доступу: <https://www.soe.com.ua/>

15. Офіційний сайт Українського гідрометеорологічного центру [Електронний ресурс]. – електронний. – Режим доступу: <https://meteo.gov.ua/>

16. Стаття з сайту «Учбові Матеріали для студентів і школярів України» [Електронний ресурс]. – електронний. Журн. – Режим доступу: <http://um.co.ua/8/8-9/8-99766.html>.

17. Стаття з сайту «Учбові Матеріали для студентів і школярів України» [Електронний ресурс]. – електронний. Журн. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1177-03#Text>.

18. Петровський М.В. Методичні вказівки і завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу: «Грозозахист і перенапряга в електричних мережах». – Суми: СумДУ. – 2019.

19. Маценко О.М., Сотник І.М., Соляник О.М. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломних проектів – Суми.

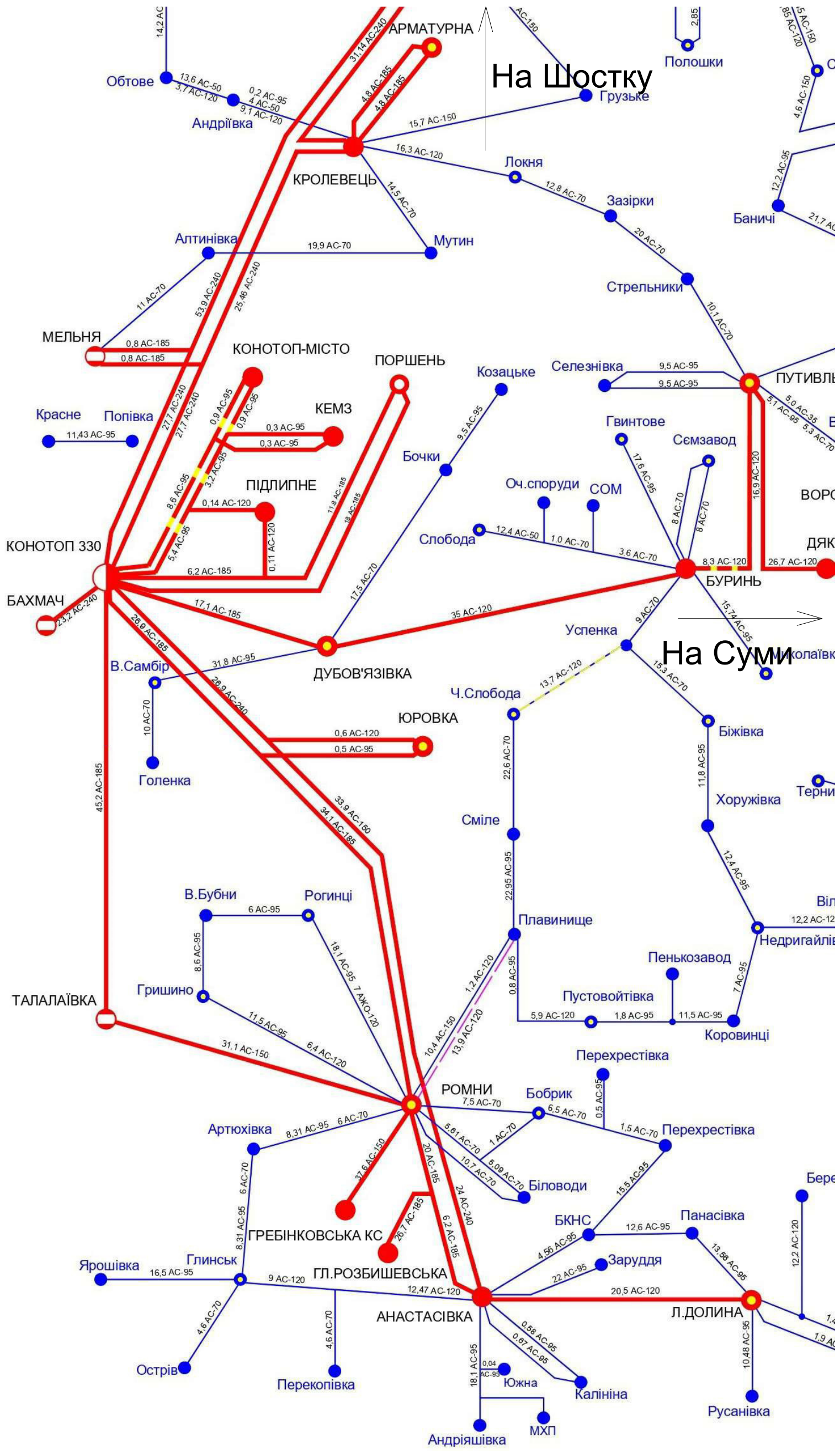
20. ГОСТ 12.1.002-84 «Електричні поля промислової частоти. Припустимі рівні напруженості й вимоги до проведення контролю на робочих місцях».

21. Русаловський А.В. Правові та організаційні питання охорони праці: Навч. посіб. -2-ге вид., допов. і перероб.–К.: Університет «Україна», 2007. -249с.

22. ДСТУ ISO 2631-1:2004. Вібрація та удар механічні. Оцінка впливу загальної вібрації на людину. Частина 1. Загальні вимоги.

23. ДБН В.1.1-31:2013 Захист територій, будинків і споруд від шуму

					<i>MP.3.8.141344ПЗ</i>	Арк.
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



Інв. № підл.
Зам. інв. №
Інв. № підл.
Підпис і дата
Підпис і дата

MP.3.8.141.344.ГЧ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Креслив	Іванова В.О			
Перевірів	Волохін В.В			
Н. Контр.	Нижифоров М.А			
Зав. каф.	Лебединський І.Л			
Схема живлення підстанції «Юрівка»			Літера	Масштаб
				1:1
			Лист	Масштаб
			75	78
			СумДУ ЕТ.м-01	

Перв. прим.

Справ. №

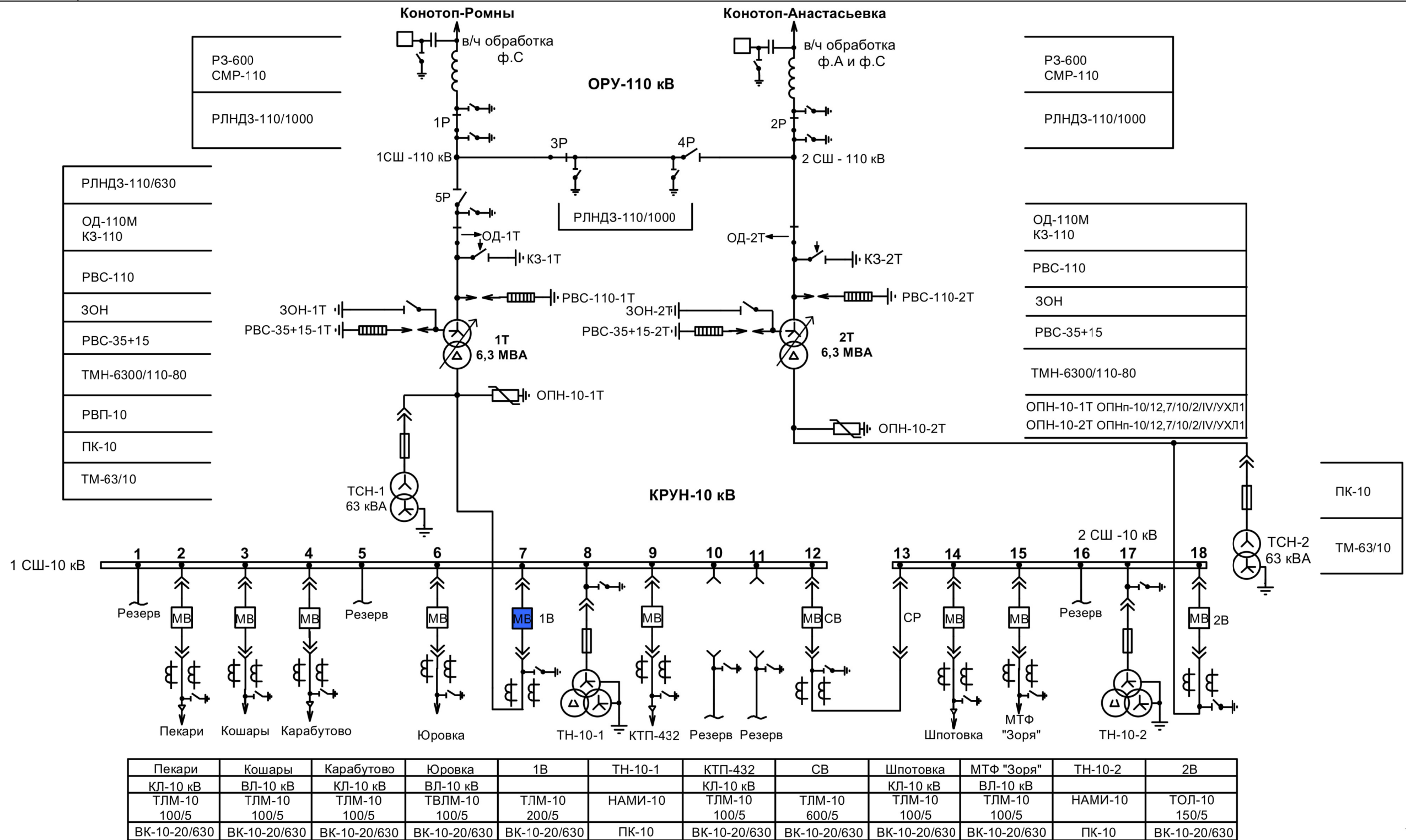
Підпис і дата

Інв. № підл.

Зам. інв. №

Підпис і дата

Інв. № підл.



Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Схема електрична принципова ПС 110/10 кВ "Юровка" до реконструкції	Літера	Масштаб
Креслив	Іванова В.О						1:1
Перевірив	Волохін В.В					Лист	76
						Листів	78
Н. Контр.	Никифоров М.А				СумДУ		
Зав. каф.	Лебединський І.Л				ЕТ.М-01		

MP.3.8.141.344.ГЧ

Перв. прим.

Справ. №

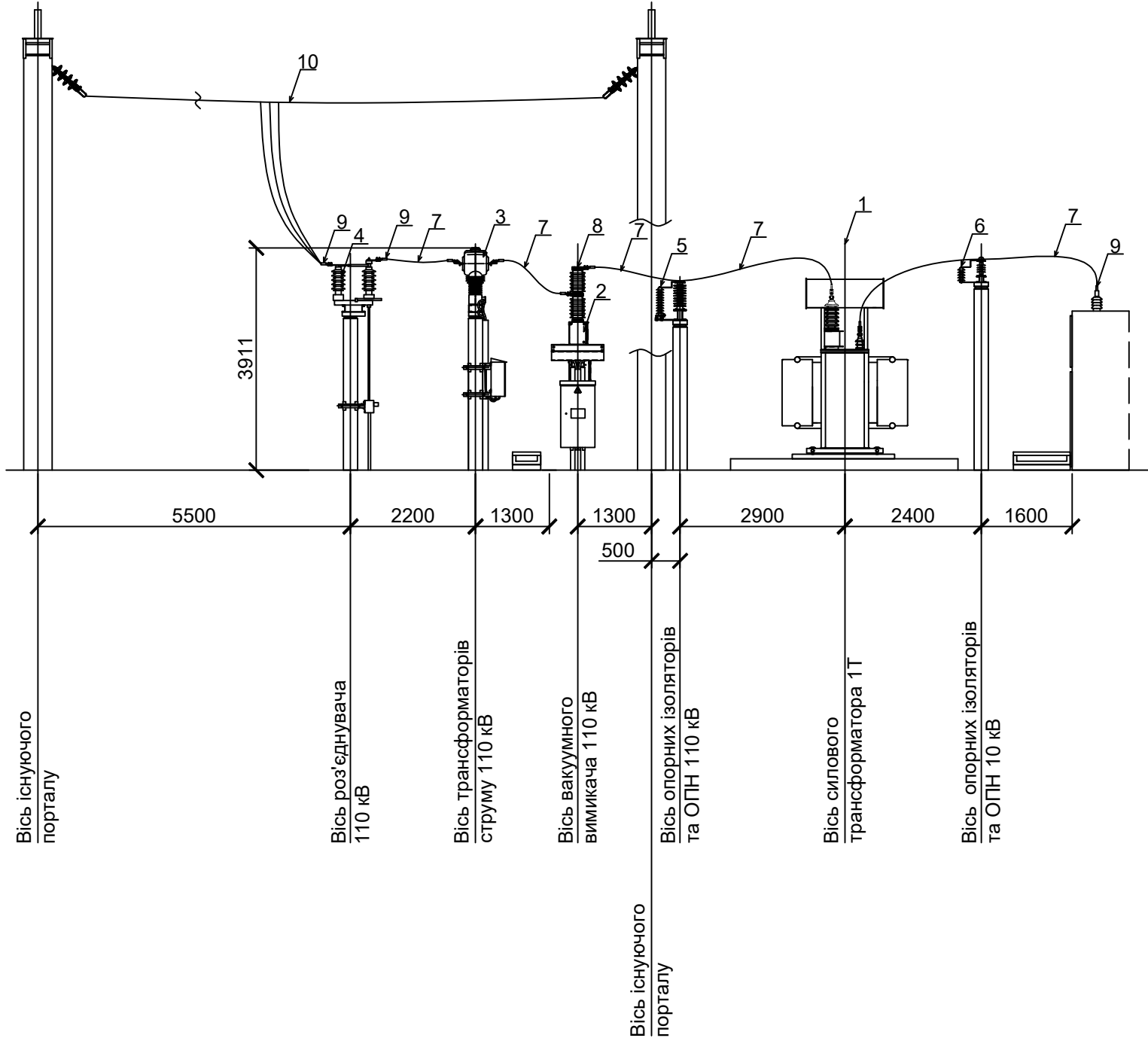
Підпис і дата

Інв. № підл.

Зам. інв. №

Підпис і дата

Інв. № підл.



Марка поз.	Позначення	Найменування	К-сть	Маса од.кг.	Примітка
1		Трансформатор силовий трьохфазний ТМН-6300/110 У1	1		
2		Вакуумний вимикач ВРС-110	1		
3		Трансформатори струму ТОГФ-110	1		компл.
4		Роз'єднувач триполюсний РДЗ-110/1000 УХЛ-1	1		
5		Опорні ізолятори ОСК 10-110-Б-2 з ОПН МВК-41	1		компл.
6		Опорні ізолятори ИОСК 10-20-280-2 з ОПН МВК-12	1		компл.
7	ГОСТ 839-80	Провід сталевалюмінієвий АС-95/16	60		м
8	ТУ 3449-016-52819896-05	Затискач апаратний А4А-95Г-1	12		шт
9	ТУ 3449-016-52819896-05	Затискач апаратний А2А-95Г-1	15		шт
10	ТУ 3449-016-52819896-05	Затискач відгалужувальний РОА-95-1	3		шт

					MP.3.8.141.344.ГЧ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розріз відпритого розподільчого пристрою ПС трансформатора 1Т після реконструкції	Літера	Масса	Масштаб
Креслив	Іванова В.О							1:1
Перевірив	Волохін В.В					Лист	78	Листів
Н. Контр.	Никифоров М.А				СумДУ ЕТ.М-01			
Зав. каф.	Лебединський І.Л							