

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

" ____ " _____ 2020 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТМ-91 _____ А. С. Мироненко

Керівник, к.ф.-м.н, доцент _____ М. В. Петровський

Консультант

з економічної частини, к.е.н., доцент _____ О. М. Маценко

Нормоконтроль _____ М. А. Никифоров

Суми – 2020

РЕФЕРАТ

с. 112, рис. 28, табл. 115, додатків 2, джерел 32.

Бібліографічний опис: Мироненко А.С. Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова» [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.С. Мироненко; наук. керівник М. В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2020. – 112 с.

Ключові слова: мікропроцесорний релейний захист, диференційний захист силового трансформатора, максимальний струмовий захист, струмова відсічка, диференційна відсічка, вторинні струмові кола, модернізація релейного захисту, трансформатор струму, коротке замикання, заземлюючий пристрій, фрактал, пробій діелектрика;

микропроцессорная релейная защита, дифференциальная защита силового трансформатора, максимальная токовая защита, токовая отсечка, дифференциальная отсечка, вторичные токовые цепи, модернизация релейной защиты, трансформатор тока, короткое замыкание, заземляющее устройство, фрактал, пробой диэлектрика;

microprocessor relay protection, power transformer differential protection, overcurrent protection, current cutoff, differential cutoff, secondary current circuits, modernization of relay protection, current transformer, short circuit, grounding device, fractal, dielectric breakdown.

Короткий огляд: Проведено аналіз стану електричного устаткування та релейного захисту і автоматики підстанції. Розраховані струми короткого замикання, вибрані вимірювальні трансформатори струму та напруги. Вибрано новий мікропроцесорний пристрій релейного захисту силових трансформаторів та приєднань, розглянуто особливості його приєднання до трансформаторів струму та вибору уставок. Розраховано уставки захистів силових трансформаторів від коротких замикань та перевантажень. Розраховано заземлюючий пристрій підстанції.

У науковій частині проведено комп'ютерне моделювання пробую діелектрика за допомогою фрактальної моделі.

У економічній частині розглянуто структуру кошторису модернізації релейного захисту та автоматики, розраховано економічний ефект від впровадження мікропроцесорного релейного захисту.

У розділі охорони праці та пожежної безпеки розглянута інструкція з охорони праці для працівника служби релейного захисту та автоматики, розраховане освітлення приміщення ЩР, у якому розміщені пристрої РЗА.

Перелік умовних скорочень

- АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;
- АСУ – автоматична система управління;
- ВВ – вакуумний вимикач;
- ВД – відокремлювач;
- ВН – вища напруга;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ГЗ – газовий захист;
- ДВ – диференційна відсічка;
- ДЗЛ – диференціальний захист ліній;
- ДЗТ – диференційний захист трансформатора;
- ДФЗ – диференціально-фазний захист;
- ЕБ – електробезпека;
- ЕВ – елегазовий вимикач;
- ЗРУ – закрита розподільна установка;
- КЗ – коротке замикання, короткозамикач;
- ККД – коефіцієнт корисної дії;
- КСС – крива сили світла;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- МВ – масляний вимикач;
- МПП – мікропроцесорний пристрій;
- МСЗ – максимальний струмовий захист;
- НН – нижча напруга;
- ПРА – пускорегулююча апаратура;
- ПРВВВ – пристрій резервування відмови вимикача;
- ПС – підстанція;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РЗА – релейний захист та автоматика;
- РПН – регулювання під навантаженням;

РУ – розподільна установка;

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму;

ХХ – холостий хід;

ЩР – щит реле.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ	11
2 РОЗРАХУНОК ВЕЛИЧИН, НЕОБХІДНИХ ДЛЯ ВИБОРУ СИЛОВОГО УСТАТКУВАННЯ ТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	13
2.1 Розрахунок номінальних струмів силових трансформаторів	13
2.2 Спрощений розрахунок струмів КЗ.....	14
2.3 Уточнений розрахунок струмів КЗ	17
3 ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ 20	
3.1 Вибір трансформаторів струму	20
3.2 Перевірка трансформаторів струму за граничною кратністю струму	24
3.3 Вибір трансформаторів напруги	24
4 ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ПРИСТРОЮ РЗА ДЛЯ ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПС.....	26
4.1 Вибір необхідних захистів силових трансформаторів.....	26
4.2 Мікропроцесорні пристрої РЗА. Їх особливості, переваги й недоліки.....	27
4.3 Характеристика вибраного пристрою РЗА	29
5 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ 33	
5.1 Вихідні дані до розрахунку уставок захистів	34
5.2 Вибір схеми підключення ТС.....	34

					МР 3.8.141.213 ПЗ								
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»								
Розроб.		Мироненко А.С.								літ.	арк.	аркушів	
Керівник		Петровський М.В.								6	112		
Консульт.										СумДУ, ЕТ.м-91			
Н. Контр.		Никофоров М.А.											
Зав. каф.		Лебединський І.Л.											

5.3	Розрахунок вторинних номінальних струмів	36
5.4	Вибір загальних уставок функції диференційного захисту	37
5.5	Диференційний захист трансформатора	40
5.5.1	Принципи побудови дифзахисту в терміналі RET 670	40
5.5.2	Методика вибору уставок, що визначають гальмівну характеристику диференційного захисту	45
5.5.3	Розрахунок уставок диференційної відсічки.....	47
5.5.4	Перевірка чутливості диференційного захисту	49
5.6	Розрахунок МСЗ	50
5.7	Вибір витримки часу МСЗ.....	53
5.8	Вибір уставок ПРВВ.....	53
5.9	Розрахунок захисту від перевантаження.....	54
5.10	Розрахунок блокування РПН.....	55
5.11	Газовий захист	55
5.12	Розрахунок уставки пуску обдуву силового трансформатора.....	56
6	РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮЮЧОГО КОНТУРУ ТА БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЙ.....	58
7	НАУКОВА ЧАСТИНА. ФРАКТАЛЬНА МОДЕЛЬ ПРОБОЮ ДІЕЛЕКТРИКА	
	62	
7.1	Аналітичний огляд.....	62
7.1.1	Основні поняття і кількісні характеристики	63
7.1.2	Розвиток розряду в діелектриках.....	63
7.1.3	Основи фрактального підходу	65
7.2	Результати моделювання	71
7.2.1	Реалізація методики розрахунку в програмі Microsoft Excel.	71

7.2.2	Реалізація методики розрахунку за допомогою мови програмування C++	76
7.3	Висновки.....	77
8	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	79
8.1	Визначення кошторисної вартості модернізації релейного захисту	79
8.2	Оцінка економічного ефекту від впровадження мікропроцесорного релейного захисту	81
9	ОХОРОНА ПРАЦІ	85
9.1	Інструкція при технічному обслуговуванні, монтажі і налагодженні пристроїв і кіл релейного захисту, автоматики, управління та сигналізації	85
9.2	Причини виникнення пожеж та заходи запобігання пожежонебезпечних ситуацій на підстанціях	95
9.3	Розрахунок освітлення приміщення, у якому розміщені пристрої РЗА	97
	ВИСНОВКИ.....	105
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	107
	ДОДАТОК А – ПАРАМЕТРИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	110
	ДОДАТОК Б – СХЕМА ЖИВЛЕННЯ ПС-110 КВ «ВУЗЛОВА».....	112

ВСТУП

Електрична енергія широко застосовується у всіх областях народного господарства та в побуті. Цьому сприяє універсальність і простота її використання, можливість виробництва у великих кількостях промисловим способом і передачі на великі відстані. При передачі електроенергії виникає імовірність виникнення різних аварійних ситуацій, які можуть загрожувати життю людей або призвести до значних матеріальних втрат.

Для попередження або обмеження аварій у електричних мережах використовується комплекс пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), які здійснюють постійний контроль за роботою систем електропостачання, виявлення пошкоджених ділянок і їх швидке відключення, або інформування персоналу про пошкодження або відхилення від нормального режиму роботи.

Більша частина пристроїв РЗА в електропостачальній системі України фізично і морально застаріли. Більше половини фідерів 6-10 кВ оснащені захистами з реле прямої дії типу РТВ чи РТМ. Такі захисти неможливо узгодити за селективністю, внаслідок чого в мережах 6-10-35 кВ дуже високий відсоток неселективних відключень, що призводить до надмірного відключення споживачів в аварійних режимах.

Тому назріла необхідність заміни їх на нові. На даний час пристрої РЗА на електромеханічній базі практично не випускаються промисловістю, а на заміну їм прийшли пристрої на мікроелектронній та мікропроцесорній базі, які мають цілий ряд суттєвих переваг над електромеханічними, основними з яких є:

- значно менші габарити, що дозволяє економити корисний простір на підстанції;
- дуже низьке власне енергоспоживання;

					МР 3.8.141.213 ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»		
Керівник		Петровський М.В.					
Консульт.							
Н. Контр.		Никофоров М.А.					
Зав. каф.		Лебединський І.Л.					
					літ.	арк.	аркушів
						9	112
					СумДУ, ЕТ.м-91		

- значно менша загрузка вторинних кіл вимірювальних трансформаторів, що дає змогу трансформаторам працювати в своєму класі точності навіть при значних кратностях струмів КЗ;

- можливість реалізувати уставки з точністю до 1% замість 5% в електромеханічних пристроях РЗА;

- висока швидкість спрацьовування, що забезпечує мінімальний вплив аварійного процесу на режим та стан обладнання електричної мережі;

- можливість запису аварійного процесу. Це дає змогу аналізувати аварійний процес та виявляти неправильну дію окремих пристроїв РЗА.

Усе це веде до економії коштів на експлуатацію електромереж і витрат часу на обслуговування.

У даному дипломному проекті виконується проектування релейного захисту та автоматики двохобмоткових силових трансформаторів потужністю 16 МВА кожний понижувальної підстанції (ПС) 110/6 кВ «Вузлова» (м. Суми). Модернізація проводиться в зв'язку з фізичним і моральним зносом обладнання. При проведенні модернізації будемо застосовувати новітнє обладнання з використанням мікропроцесорних пристроїв.

У розділі охорони праці і безпеки життєдіяльності розглянуті питання пов'язані з захистом персоналу підстанції від небезпечних і шкідливих факторів.

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ

ПС 110/6 кВ «Вузлова» – діюча, рік вводу в експлуатацію – 1985.

На даний час встановлено два силових трансформатори: 1Т типу ТДН-16000/110/6 з пристроями РПН, 1978 року виготовлення, 2Т типу ТДН-16000/110/6 з пристроями РПН, 1979 року виготовлення. Трансформатори маслонаповнені, трифазні, двохобмоткові, з природною циркуляцією масла і примусовим дуттям повітря. Стан силових трансформаторів 1Т і 2Т задовільний.

Межі регулювання напруги під навантаженням – $\pm 9 \times 1,78\%$ на стороні ВН.

Для забезпечення власних електроприймачів ПС електроенергією використовуються трансформатори власних потреб (ТВП):

- ТВП-1 – тип ТМ-400/6/0,23;
- ТВП-2 – аналогічного типу.

Живлення ТВП здійснюється від шин закритого розподільчого пристрою (ЗРП) 6 кВ. Трансформатори маслонаповнені, з природним охолодженням, номінальна напруга обмоток: 6/0,23 кВ. Стан ТСН № 1, № 2 – задовільний.

Схеми електричних з'єднань існуючих розподільчих пристроїв такі:

- на напрузі 110 кВ – «дві робочі та обхідна система шин».
- на напрузі 6 кВ – «дві секціоновані вимикачем системи шин».

Існуючі комірки 6 кВ розташовані в закритій розподільній установці (ЗРУ-6 кВ). Силові та контрольні кабелі територією ПС прокладені в кабельних лотках. Освітлення території виконується прожекторами, що встановлені на будівлі ЗРУ-6 кВ і порталах ВРУ-110 кВ. Блискавкозахист підстанції виконано блискавковідводами, встановленими на порталах.

На даний час живлення підстанції виконано двома двоколовими ПЛ-110 кВ: «Суми Північна-Вузлова» – проводом АС-150 довжиною 3,2 км та «Суми-Вузлова»

					МР 3.8.141.213 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релеїного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»	літ.	арк.	аркушів
Керівник		Петровський М.В.					11	112
Консульт.								
Н. Контр.		Никофоров М.А.						
Зав. каф.		Лебединський І.Л.						
						СумДУ, ЕТ.м-91		

– проводом АС-150 довжиною 7,54 км.

Струми КЗ на стороні 110 кВ ПС «Вузлова» становлять:

- $I_{\max BH}^{(3)} = 18304 \text{ А};$

- $I_{\min BH}^{(3)} = 4438 \text{ А};$

- $I_{\max BH}^{(1)} = 19116 \text{ А};$

- $I_{\min BH}^{(1)} = 5211 \text{ А}.$

ПС 110/6 кВ "Вузлова" розміщена в районі, що відповідає II ступеню забрудненості навколишнього середовища.

Відповідно до ПУЕ (2017 рік) [1], табл. 1.9.1, для підстанційної ізоляції в проекті приймається питома ефективна довжина шляху витоку 2,0 см/кВ.

Аналіз схеми силових кіл і використовуваного обладнання на ПС показав, що релейний захист трансформатора, а також більша частина обладнання ВРП ВН в експлуатації вже дуже давно (з середини 80-х років минулого століття) і морально та фізично застаріла – тому доцільно розробити план з його модернізації.

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ВЕЛИЧИН, НЕОБХІДНИХ ДЛЯ ВИБОРУ СИЛОВОГО УСТАТКУВАННЯ ТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Для вибору електричного устаткування та розрахунку уставок релейного захисту ПС необхідно знати значення робочих та аварійних струмів на сторонах ВН та НН:

- робочого (номінального) струму силових трансформаторів;
- періодичної складової струму трифазного КЗ у максимальному режимі роботи енергосистеми на сторонах ВН та НН;
- ударного струму трифазного КЗ у максимальному режимі роботи енергосистеми на сторонах ВН та НН;
- інтегралу Джоуля на сторонах ВН та НН;
- мінімального однофазного або двофазного (залежно від схем з'єднань обмоток силових трансформаторів) струму КЗ на шинах НН ПС.

2.1 Розрахунок номінальних струмів силових трансформаторів

Значення номінальних струмів силових трансформаторів необхідні для вибору ТС, їх коефіцієнтів трансформації, а також для розрахунок уставок релейних захистів.

При відсутності даних про навантаження ПС, номінальні струми знаходять за номінальною потужністю силових трансформаторів, за формулою:

$$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}},$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$U_{\text{ном.стор}}$ – номінальна напруга сторони в середньому положенні РПН, кВ.

					МР 3.8.141.213 ПЗ					
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»					
Розроб.		Мироненко А.С.						літ.	арк.	аркушів
Керівник		Петровський М.В.						13	112	
Консульт.								СумДУ, ЕТ.м-91		
Н. Контр.		Никофоров М.А.								
Зав. каф.		Лебединський І.Л.								

Знаходимо номінальні струми сторін ВН та НН:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,5} = 1421 \text{ А}.$$

2.2 Спрощений розрахунок струмів КЗ

Для розрахунку уставок релейного захисту та вибору електричного устаткування ПС необхідно знати значення періодичної складової струму КЗ у максимальному та мінімальному режимах енергосистеми, значення ударного струму КЗ у максимальному режимі енергосистеми та інтеграл Джоуля у т. К₁, К₂ та К₃ (рис. 2.1).

Для розрахунку вищеперелічених величин необхідно скласти спрощену схему ПС, нанісни на неї основні величини: номінальні напруги сторін ВН та НН, коефіцієнти трансформації ТС, потужність та тип силового трансформатора, межі регулювання РПН, розміщення розрахункових точок (рис. 2.1).

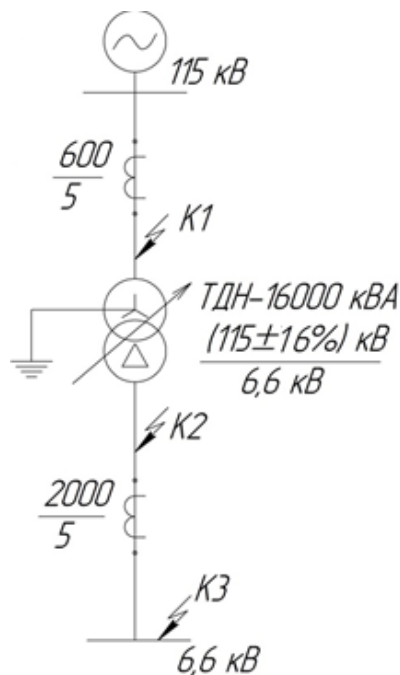


Рисунок 2.1 – Спрощена схема силових кіл ПС

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 13,462 = 30,65 \text{ кА.}$$

Допустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому через час, який дорівнює часу відключення у точці K_1 :

$$I_{IT1} = I_{K1} = 18,304 \text{ кА.}$$

У точці K_2 :

$$I_{IT2} = I_{K2} = 13,462 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму КЗ до моменту розходження контактів вимикача:

$$i_{A1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_A}} = \sqrt{2} \cdot 18,304 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 2,348 \text{ кА};$$

$$i_{A2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_A}} = \sqrt{2} \cdot 13,462 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 2,577 \text{ кА};$$

де постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 $T_A = 0,025$ с, для K_2 $T_A = 0,05$ с.

Інтеграл Джоуля у точці K_1 :

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_A) = 18,304^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 28,48 \text{ кА}^2\text{с.}$$

У точці K_2 :

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_A) = 13,462^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 27,18 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Отримані значення зводимо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	Струм КЗ у початковий момент часу, кА	Ударний струм КЗ i_y , кА	Струм КЗ у момент відключення, кА	Аперіодична складова струму КЗ i_A , кА	Інтеграл Джоуля B_K , кА ² с
Шини 110 кВ (т. K_1)	18,304	41,68	18,304	2,348	28,48
Шини 6 кВ (т. K_2)	13,462	30,65	13,462	2,577	27,18

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР 3.8.14.1.213 ПЗ

Аркуш

16

2.3 Уточнений розрахунок струмів КЗ

Для розрахунку уставок РЗА, окрім знайдених у попередньому підрозділі величин, необхідно розрахувати максимальні та мінімальні струми КЗ на стороні НН, врахувавши зміну опору силового трансформатора при переключенні відгалужень РПН.

За вихідними даними, мінімальний струм КЗ на стороні ВН дорівнює:

$$I_{\min}^{(3)} = 4438 \text{ А.}$$

Розрахуємо струми КЗ на стороні НН із урахуванням положення РПН за методикою, викладеною в методичних вказівках НТЦ «Механотроніка» [3].

1 У якості базисної приймемо сторону, на якій розраховуємо струми КЗ – сторону НН трансформатора.

2 Опір системи, в максимальному і мініальному режимах розрахуємо за формулами:

$$X_{c.\min} = \frac{U_{c.\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{k.\max}^{(3)}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 18304} = 3,63 \text{ Ом;}$$

$$X_{c.\max} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}I_{k.\min}^{(3)}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4438} = 14,96 \text{ Ом.}$$

3 Розраховуємо максимальну напругу сторони ВН трансформатора:

$$U_{\max.\text{тр}}^{ВН} = U_{\text{ном.тр}}^{ВН} \left(1 + \frac{n-1}{2} \Delta U \right) = 115 \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 133,4 \text{ кВ,}$$

де $n = 19$ – кількість ступенів регулювання напруги (2×9 плюс нульовий);

$\Delta U = 1,78\%$ – крок регулювання напруги пристрою РПН.

У ГОСТ 721-77 зазначено, що для мереж класу напруги 110 кВ максимальна напруга не перевищує 126 кВ, тому приймаємо $U_{\max.\text{тр}}^{ВН} = 126 \text{ кВ.}$

Розраховуємо мінімальну напругу сторони ВН трансформатора:

$$U_{\max.\text{тр}}^{ВН} = U_{\text{ном.тр}}^{ВН} \left(1 - \frac{n-1}{2} \Delta U \right) = 115 \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 96,6 \text{ кВ.}$$

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

4 Опір системи, приведений до сторони НН, в максимальному режимі розраховуємо за формулою:

$$X_{c.min.прив} = X_{c.min} \left(\frac{U_{ном.тр}^{НН}}{U_{мін.тр}^{ВН}} \right)^2 = 3,63 \left(\frac{6,5}{96,6} \right)^2 = 0,016 \text{ Ом.}$$

Опір системи, приведений до сторони НН, в мінімальному режимі розраховуємо за формулою:

$$X_{c.max.прив} = X_{c.min} \left(\frac{U_{ном.тр}^{НН}}{U_{макс.тр}^{ВН}} \right)^2 = 14,96 \cdot \left(\frac{6,5}{126} \right)^2 = 0,04 \text{ Ом.}$$

5 Опір трансформатора, приведений до сторони НН, на максимальному відгалуженні визначаємо за формулою:

$$X_{тр.max.прив} = \frac{U_{к.макс}}{100} \frac{(U_{ном.тр}^{НН})^2}{S_{ном.тр}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{6,5^2}{16} = 0,29 \text{ Ом.}$$

Опір трансформатора, приведений до сторони НН, на мінімальному відгалуженні:

$$X_{тр.min.прив} = \frac{U_{к.макс}}{100} \frac{(U_{ном.тр}^{НН})^2}{S_{ном.тр}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{6,5^2}{16} = 0,264 \text{ Ом.}$$

6 Приведену напругу в максимальному режимі роботи розраховуємо за формулою:

$$U_{с.ном.прив} = U_{с.ном} \frac{U_{ном.тр}^{НН}}{U_{мін.тр}^{ВН}} = 115 \cdot \frac{6,5}{96,6} = 7,74 \text{ кВ.}$$

Приведену напругу в мінімальному режимі роботи розраховуємо за формулою:

$$U_{макс.тр.прив} = U_{макс.тр}^{ВН} \frac{U_{ном.тр}^{НН}}{U_{макс.тр}^{ВН}} = 126 \cdot \frac{6,5}{126} = 6,5 \text{ кВ.}$$

7 Струм трифазного КЗ на стороні НН в максимальному режимі системи розраховуємо за формулою:

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

$$I_{к.маx}^{НН(3)} = \frac{U_{с.ном.прив}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.мин.прив} + X_{тр.мин.прив})} = \frac{7,74}{\sqrt{3} \cdot (0,016 + 0,264)} = 15,93 \text{ кА}$$

Струм трифазного КЗ на стороні НН в мінімальному режимі системи розраховуємо за формулою:

$$I_{к.мин}^{НН(3)} = \frac{U_{маx.тр.прив}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.маx.прив} + X_{тр.маx.прив})} = \frac{6,5}{\sqrt{3} \cdot (0,04 + 0,29)} = 11,36 \text{ кА}$$

Знаходимо струми двофазного КЗ у т. К₁ та К₂ у мінімальному та максимальному режимах системи за відомими формулами:

$$I_{к.маx}^{НН(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к.маx}^{НН(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,93 = 13,79 \text{ кА} ;$$

$$I_{к.мин}^{НН(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к.мин}^{НН(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,36 = 9,84 \text{ кА} ;$$

$$I_{к.маx}^{ВН(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к.маx}^{ВН(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,304 = 15,85 \text{ кА} ;$$

$$I_{к.мин}^{ВН(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к.мин}^{ВН(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,438 = 3,843 \text{ кА} .$$

Результати розрахунків заносимо в (табл. 2.1)

Таблиця 2.1 – Уточнені струми короткого замикання

Місце пошкодження	Вид короткого замикання			
	Двофазне КЗ, кА		Трифазне КЗ, кА	
	Мін.	Макс.	Мін.	Макс.
К1	3,843	15,85	4,438	18,304
К2	9,84	13,79	11,36	15,93

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

3 ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. Трансформатор струму (ТС) призначений для зменшення первинного струму до величин, безпечних для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл високої напруги.

Вимірювальні трансформатори напруги (ТН) призначені для перетворення напруги до значення, зручного для вимірювання. Трансформатори, призначені для приєднання лічильників, повинні відповідати класу точності 0,5. Для приєднання щитових вимірювальних приладів використовують трансформатори класів точності 1,0 і 3,0; для релейного захисту – 5 і 10.

3.1 Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму проводять за номінальною напругою; первинним струмом; навантаженням вторинного кола, яке забезпечує похибку в межах паспортного класу точності; за способом установки; конструкцією; класом точності. Після вибору виконується перевірка трансформаторів за вторинним навантаженням. Також їх перевіряють на термічну і електродинамічну стійкість при КЗ.

До ТС у колі силового трансформатора зі сторони низької напруги приєднуються:

- мікропроцесорний пристрій ДЗТ (RET-670);
- мікропроцесорний пристрій захисту, автоматики, контролю та управління

					МР 3.8.141.213 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»	літ.	арк.	аркушів
Керівник		Петровський М.В.					20	112
Консульт.						СумДУ, ЕТ.м-91		
Н. Контр.		Никофоров М.А.						
Зав. каф.		Лебединський І.Л.						

МРЗС-05-01;

- вимірювальні прилади та лічильники (амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії);

До ТС у колі силового трансформатора зі сторони високої напруги приєднуються:

- мікропроцесорний пристрій ДЗТ (RET-670);
- ДФЗ ПЛ;
- ДЗЛ ПЛ;
- вимірювальні прилади та лічильники.

За величинами, розрахованими у попередньому розділі, попередньо вибрано ТС типу ТОГ 123–II–II У1 виробництва «Запорізького заводу високовольтної апаратури». Умови вибору ТС, розрахункові величини та каталожні параметри вибраного ТС зведені у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір ТС у колі силового трансформатора на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	80,33 А	300 А
$i_y \leq i_{y.доп}$	41,68 кА	100 кА
$B_R \leq (I_{ном.терм.ст})^2 t_R$	28,48 кА ² с	$30^2 \cdot 3 = 2700$ кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,46 Ом	0,8 Ом

Вибраний ТС на стороні ВН має 3 обмотки для захистів та одну – для вимірювання та обліку. Оскільки у даному проекті не розглядаються усі захисти приєднань 110 кВ, перевіримо вибраний ТС за вторинним навантаженням обмотки обліку.

Розрахунок вторинного навантаження ТС у колі силового трансформатора зведений у табл. 3.1 [2].

Таблиця 3.1 – Вторинне навантаження трансформатора струму на стороні НН

Прилад	Тип	Класи точності	Навантаження по фазах, ВА		
			А	В	С
Лічильник електроенергії	Actaris SL7000	0,2s, 0,5s, 1,0 2,0	0,01	0,01	0,01
Цифровий багатофункціональний вимірювальний пристрій	ИРИС-МИ-96-100V-5A-220V-RS-11	0,2	0,01	0,01	0,01
Пристрій захисту приєднань 6 – 35 кВ	MP3C-05-01	10	0,5	0,5	0,5
Термінал ДЗТ	RET670	10	0,15	0,15	0,15
Сумарне навантаження другої обмотки ТС на стороні НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження вимірювальної обмотки ТС на стороні ВН			0,02	0,02	0,02

Для перевірки за вторинним навантаженням ТС на стороні ВН визначаємо опір приладів:

$$Z_{ПРИЛ} = \frac{S_{ПРИЛ}}{I_{2НОМ}^2} = \frac{3 \cdot 0,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом},$$

де $S_{ПРИЛ}$ – повна фазна потужність навантаження (табл. 3.1);

$I_{2НОМ}$ – номінальний вторинний струм ТС.

Номінальний опір навантаження:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{I_{2НОМ}^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом},$$

де $S_{НОМ}$ – повна номінальна потужність вторинної обмотки ТС.

Опір з'єднувальних проводів:

$$Z_{ПР} \leq Z_{2НОМ} - Z_{ПРИЛ} - Z_K = 0,8 - 0,06 - 0,05 = 0,69 \text{ Ом},$$

де $Z_{ПРИЛ}$ – опір приладів;

$Z_K = 0,05$ Ом – опір контактів.

Перетин з'єднувальних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Мінімальний переріз з'єднувальних проводів при їх довжині $l = 50$ м:

$$q_{\min} = \frac{\rho_{Cu} l}{Z_{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{0,69} = 1,27 \text{ мм}^2,$$

де $\rho_{Cu} = 0,0175$ Ом·мм/м – питомий опір міді.

Приймаємо перетин жил $q = 2,5 \text{ мм}^2$. Опір з'єднувальних проводів:

$$Z_{ПР} = \rho_{Cu} \frac{l}{q} = 0,0175 \cdot \frac{50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмових кіл:

$$Z_H = Z_{ПРИЛ} + Z_K + Z_{ПР} = 0,06 + 0,05 + 0,35 = 0,46 \text{ Ом},$$

що менше $0,8$ Ом, допустимих при роботі трансформатора в заданому класі точності.

Отже, трансформатор струму ТОГ 123–II–II У1 відповідає умовам вибору. Перевірка ТС за навантаженнями решти обмоток проводиться аналогічним чином.

На стороні НН ТС має дві обмотки для захистів та одну для вимірювання: перша обмотка для захистів використовується для підключення терміналу RET670, друга – пристрою МРЗС-05-01. До окремої вимірювальної обмотки підключаються вимірювальні прилади та лічильники.

У колі силового трансформатора на стороні 6 кВ вибираємо ТС типу ТОЛ-СЕЦ-10-2000/5. Вибраний ТС перевіряється за навантаженням найбільш завантаженої обмотки – другої, до якої приєднано пристрій МРЗС-05-01.

Розрахунок проводиться аналогічним чином. Результати розрахунку наведені у табл. 3.3.

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

Таблиця 3.3 – Вибір ТС у колі силового трансформатора на стороні 6 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1421 А	1500 А
$i_y \leq I_{дин}$	30,65 кА	100 кА
$B_R \leq I_R^2 t_R$	27,18 кА ² с	$40^2 \cdot 1 = 1600$ кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,285 Ом	0,8 Ом

3.2 Перевірка трансформаторів струму за граничною кратністю струму

Як відомо, повна похибка ТС ε в сталому режимі не повинна перевищувати 10% при максимальному струмі зовнішнього КЗ (тобто, при максимальному наскрізному струмі). У перехідних режимах КЗ часто відбувається насичення ТС, яке призводить до збільшення їх похибок і спотворення форми кривої вторинного струму. Зростання похибок ТС призводить до появи значних струмів небалансу диференційного захисту.

Вибір ТС виконується за граничною кратністю. Для сторони ВН за номінальним рядом найближчий первинний струм ТС – 300 А. Проводимо перевірку:

$$k_{10} = \frac{I_{ном.ВН}}{I_{ном.ТС}} = \frac{18304}{300} = 61.$$

Не підходить, так як гранична кратність вибраного ТС = 30. Далі вибираємо по ряду номіналів найближчий, що підходить – 600/5.

Так само проводиться розрахунок для вибору на низькій стороні. Отримані результати зведені в табл. 5.1.

3.3 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибирають [4]:

					МР 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

1) за напругою:

$$U_{уст} \leq U_n;$$

2) за конструкцією і схемою з'єднання обмоток;

3) за класом точності;

4) за вторинним навантаженням:

$$S_{2\Sigma} \leq S_n,$$

де S_n – номінальна потужність у вибраному класі точності;

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{np} \cdot \cos \phi_{np}\right)^2 + \left(\sum S_{np} \cdot \sin \phi_{np}\right)^2} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}.$$

Для ЗРУ-6 кВ вибираємо трансформатор напруги типу **GE 12 S**. Граничне навантаження основної обмотки даного ТН – 600 ВА, додаткової – 100 ВА. Розрахунок навантаження ТН зводимо в табл. 3.3.1.

Таблиця 3.4 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	Клас	Навантаження, ВА
Лічильники електроенергії	Actaris SL7000	0,2s, 0,5s, 1,0 2,0	1,9
Пристрій захисту приєднань 6 – 35 кВ	MP3C-05-01	10	0,01
Термінал ДЗТ	RET670	10	0,02
Цифровий багатофункціональний вимірювальний пристрій	ИРИС-МИ-96-100V-5A-220V-RS-11	0,2	0,01

Бачимо, що вибраний ТН із великим запасом забезпечує живлення навантаження. Отже, він буде працювати у своєму класі точності.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

4 ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ПРИСТРОЮ РЗА ДЛЯ ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПС

4.1 Вибір необхідних захистів силових трансформаторів

У обмотках трансформаторів можуть виникати КЗ між фазами, однією або двома фаз на землю, між витками однієї фази і замикання між обмотками різних напруг. На вводах трансформаторів і автотрансформаторів, ошиновці і в кабелях можуть також виникати короткі замикання між фазами і на землю. В експлуатації можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи трансформаторів, до яких відносяться: проходження через трансформатор або автотрансформатор надструмів при пошкодженні інших пов'язаних з ними елементів, перевантаження, виділення з масла горючих газів, зниження (підвищення) рівня масла, підвищення його температури. Залежно від небезпеки порушення нормального режиму для трансформатора захист, який фіксує порушення, діє на сигнал, розвантаження або відключення трансформатора.

Згідно ПУЕ [1], необхідно встановити наступні захисти трансформатора:

- захист від внутрішніх пошкоджень. Для трансформаторів потужністю менше 4 МВА – максимальний струмовий захист (МСЗ) і струмову відсічку (СВ), для трансформаторів більшої потужності – диференційний захист;
- захист від пошкодження всередині бака трансформатора або РПН – газовий захист (ГЗ) трансформатора та пристрою РПН з дією на сигнал і відключення;
- захист від зовнішніх коротких замикань – МСЗ з блокуванням по напрузі або без нього. Він же використовується як резервний захист трансформатора від внутрішніх пошкоджень;
- захист від однофазних КЗ на сторонах трансформатора з глухозаземленою

					МР 3.8.141.213 ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релеїного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»		
Керівник		Петровський М.В.					
Консульт.							
Н. Контр.		Никофоров М.А.					
Зав. каф.		Лебединський І.Л.					
					літ.	арк.	аркушів
						26	112
					СумДУ, ЕТ.м-91		

нейтраллю;

- захист від перевантаження з дією на сигнал. У ряді випадків, на підстанціях без обслуговуючого персоналу, захист від перевантаження виконується з дією на розвантаження або відключення.

4.2 Мікропроцесорні пристрої РЗА. Їх особливості, переваги й недоліки

Мікропроцесорні пристрої (МПП) РЗА почали застосовуватися в світовій практиці більше трьох десятиліть тому, поступово витісняючи не тільки електромеханічні пристрої, але і електронну аналогову техніку. Перехід на цифрові принципи обробки інформації в РЗА не привів до появи нових принципів побудови захистів, але визначив оптимальну структуру побудови апаратної частини сучасних цифрових пристроїв і істотно поліпшив експлуатаційні якості пристроїв РЗА. Інтенсивний розвиток цифрової техніки зумовив широке проникнення її на усіх рівнях автоматизації енергооб'єктів як в енергетиці, так і в усіх інших галузях промисловості. Упевнено доведені наступні переваги мікропроцесорних пристроїв РЗА перед електромеханічними та електронними пристроями РЗА, побудованими на аналогових принципах:

- скорочення експлуатаційних витрат за рахунок самодіагностики, автоматичної реєстрації режимів і подій;
- реалізація повноцінної сучасної автоматичної системи управління (АСУ) ТП на базі пристроїв РЗА з виконанням різних функцій;
- скорочення витрат на будівництво, монтаж, зменшення габаритів, економія кабелів, зменшення витрат на апаратну частину;
- прискорення відключення короткого замикання за рахунок зменшення ступенів селективності, що знижує обсяги пошкоджень електрообладнання та вартість відновлювальних робіт;
- поліпшення контролю за станом обладнання і роботою пристроїв РЗА;

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

- уніфікація технічних рішень, застосування стандартних модулів, зменшення потреб в запчастинах, повна заводська готовність;
- зниження споживання по ланцюгах оперативного постійного струму і напруги;
- можливість діагностики не тільки пристроїв РЗА, але і первинного обладнання;
- зменшення часу на з'ясування причин аварій за рахунок реєстрації і запису аварійних процесів;
- можливість реалізації нових функцій (наявність вільних логічних елементів);
- легке налагодження за допомогою спеціальних розроблених засобів;
- спрощення розрахунку уставок пристроїв РЗА і збільшення їх точності.

У свою чергу, МПУ РЗА мають і деякі недоліки:

- більша вартість у порівнянні з електромеханікою;
- перехід на МПУ РЗА вимагає перенавчання персоналу;
- суттєва перевага електромеханіки: при включенні живлення (наприклад, після перерви в електропостачанні) вона починає функціонувати відразу, а системі на МПУ необхідний час на перезавантаження. Безумовно, він невеликий, але в деяких ситуаціях це є небажаним. Застосування джерел безперебійного живлення, проте, легко вирішує цю проблему, при цьому незначно збільшуючи вартість системи РЗА;

- експлуатаційники найчастіше досить обережно говорять про необхідність заміни електромеханічних пристроїв РЗА на мікропроцесорні. Наприклад, вони вважають, що одним махом міняти обладнання на нове не можна. По деяким причинам. Одна з них – це адаптація цифрової апаратури до суміжних систем на підприємстві.

Застосування МПУ РЗА дає великий економічний ефект в першу чергу за рахунок зниження експлуатаційних витрат і втрат через невідпуск електроенергії. Інтеграція або побудова на їх базі АСУ електростанцій та

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підстанцій дозволяє досягти найбільшого ефекту не тільки в економічному плані, але і з точки зору організації праці персоналу підприємства.

4.3 Характеристика вибраного пристрою РЗА

Термінал ABB RET 670 є повністю цифровим пристроєм. Він забезпечує диференційний захист усіх стандартних типів трифазних трансформаторів без застосування проміжних ТС. Зовнішній вигляд терміналу наведений на рис. 4.1.



Рисунок 4.1 – Зовнішній вигляд терміналу RET 670

Термінал має чотири варіанти заводської конфігурації для схем з одним або декількома вимикачами.

Є можливість використання для захисту силових трансформаторів, автотрансформаторів, шунтуючих реакторів, ошиновок, блоків генератор-трансформатор, а також фазорегуляторів.

Використовується для дво- та триобмоткових трансформаторів, що мають до шести місць (трифазних груп ТС) підключення.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Забезпечує диференційний захист трансформатора з:

- відсотковим гальмуванням при наскрізних КЗ;
- блокуванням за формою кривої і за другою гармонікою при кидку струму намагнічування трансформатора (при підключенні трансформатора до джерела живлення);

- блокуванням за п'ятою гармонікою при перезбудженні;

- високою чутливістю до міжвиткового КЗ.

Диференційний захист нульової послідовності має:

- високу швидкодію;

- високу чутливість;

- високоімпедансний і низькоімпедансний принципи виконання.

Повносхемний дистанційний захист від міжфазних КЗ і КЗ на землю з п'ятьма зонами та відлаштуванням від області навантажувальних режимів.

Направлений максимальний струмовий захист (МСЗ) з чотирма ступенями для кожної обмотки. Кожний ступінь може:

- мати інверсну або незалежну витримку часу;

- бути направленим або ненаправленим.

Функція швидкодіючого захисту від замикань на землю з невеликим розширенням зони дії захисту в перехідному режимі.

Направлений захист від замикань на землю з чотирма ступенями для кожної сторони. Кожний ступінь може:

- бути заданим з інверсною або незалежною витримкою часу;

- бути заданим направленим або ненаправленим;

- блокуватися за другою гармонікою.

Функція контролю синхронізму для схем з одним або декількома вимикачами на приєднання має:

- вибір напрямку подачі напруги;

- дві функції з вбудованим вибором напруги синхронізації.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Можливість вибору (при замовленні) додаткових програмних функцій: пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ), захисту від перезбудження, захисту від теплового перевантаження, управління і моніторингу.

Прийом інформації від газових реле, температурних датчиків і т.д. здійснюється через дискретні входи, стійкі до розрядів конденсатора.

Вимірювання аналогових каналів струмів і напруг за класом точності 1,0.

Універсальний локальний інтерфейс людина-машина з підтримкою російської мови.

Розширена самодіагностика з внутрішнім реєстратором подій.

Шість незалежних груп уставок, що охоплюють увесь діапазон параметрів, що задаються.

Розвинений інструментарій завдання уставок, зчитування і оцінки осцилограм і завдання конфігурації.

Порти зв'язку для підключення до системи моніторингу/контролю (АСУ) по протоколам MEK 60870-5-103, LON і SPA.

Порти зв'язку Ethernet для підключення до системи контролю (АСУ) по протоколу MEK 61850-8-1

Модуль для дистанційної передачі даних по цифровому каналу зв'язку по інтерфейсу C37.94 і G.703.

Також в терміналі RET 670 можливо реалізувати контроль положення РПН і динамічно враховувати його в алгоритмі дифзахисту. Якщо на захист подається інформація про стан перемикача РПН, уставка спрацьовування дифзахисту може адаптивно корегуватися для забезпечення оптимальної селективності дії при внутрішніх пошкодженнях з малими струмами КЗ.

Реалізовано алгоритм стабілізації дії дифзахисту при виникненні струму намагнічування в режимі перезбудження трансформатора. Адаптивна стабілізація також реалізована для кидка струму намагнічування при включенні і для врахування режиму насичення ТС при зовнішніх КЗ. Для миттєвого відключення трансформатора при внутрішніх пошкодженнях з великими значеннями струмів КЗ

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		31

передбачений спеціальний швидкодіючий диференційний захист без гальмування, для якого виставляється велика уставка по диференційному струму.

Більш докладний опис різних функцій захистів RET 670 наведений у наступному розділі при їх розрахунку.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

5 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Захист трансформаторів типу ТДН-16000/110 складається з трьох рівнів: основного, резервного та сигнального.

1. Основні захисти.

Основні захисти реагують на всі види пошкоджень трансформатора та діють на відключення вимикачів з усіх боків без витримки часу. До них належать:

а) поздовжній диференціальний струмовий захист від всіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатofазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю;

б) газовий захист, який спрацьовує від замикань всередині бака трансформатора, що супроводжуються виділенням газу, а також при різкому зниженні рівня масла;

в) диференційний струмовий захист додаткових елементів (додаткових трансформаторів, синхронних компенсаторів, ділянок ошиновки).

2. Резервні захисти.

Резервні захисти резервують основні захисти і реагують на зовнішні КЗ, діючи на відключення з двома витримками часу:

- з першою витримкою часу відключається вимикач однієї зі сторін нижчої напруги (зазвичай тієї, де встановлений захист);

- з другою – всі вимикачі об'єкта.

Для даного трансформатора як резервний захист від міжфазних пошкоджень використовується МСЗ з комбінованим пуском за напругою. Резервні захисти від замикань на землю виконуються у вигляді МСЗ нульової послідовності.

3. Захисти, що діють на сигнал.

					МР 3.8.141.213 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релеїного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»	літ.	арк.	аркушів
Керівник		Петровський М.В.					33	112
Консульт.						СумДУ, ЕТ.м-91		
Н. Контр.		Никофоров М.А.						
Зав. каф.		Лебединський І.Л.						

До цих захистів відносяться:

а) захист напруги нульової послідовності від замикань на землю на стороні нижчої напруги, що працює в режимі з ізольованою нейтраллю.

б) МСЗ від симетричного перевантаження для трансформаторів з одностороннім живленням. Даний захист встановлюється тільки з боку живлення (якщо одна з обмоток має потужність 60%, то захист від перевантаження встановлюється і на цій стороні); захист виконується з струмовим реле в одній фазі і незалежною витримкою часу, що діє на сигнал;

в) газовий захист, що діє на сигнал при повільному виділенні газу.

5.1 Вихідні дані до розрахунку уставок захистів

1. Головна схема електричних з'єднань ПС 110/6 кВ «Вузлова».

2. Схема вторинних кіл релейного захисту.

3. Параметри силового обладнання ПС 110/6 кВ «Вузлова».

Трансформатори 1Т, 2Т типу ТДН – 16000/110/6:

1) межі регулювання напруги під навантаженням – $\pm 9 \times 1,78\%$ на стороні ВН;

2) номінальні напруги – 115/6,5 кВ;

3) група з'єднання обмоток – $Y_n/\Delta-11$;

4) трансформатори струму захистів з усіх боків з'єднані за схемою «зірка з нульовим проводом» і мають коефіцієнти трансформації:

- з боку ВН – 600/5, для дифзахисту.

- з боку НН (1В-1Т; 2В-2Т) – 2000/5.

Більш докладні параметри силових трансформаторів наведені в дод. А.

5.2 Вибір схеми підключення ТС

Для правильного виконання захисту трансформатора необхідно врахувати [5]:

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- фазний зсув обмоток трансформатора (компенсацію групи з'єднань);
- різницю значень вторинних струмів ТС різних сторін трансформатора, що захищається (компенсацію коефіцієнта трансформації);
- компенсацію струмів нульової послідовності (віднімання струмів нульової послідовності).

Раніше це виконувалося із застосуванням спеціальних про-проміжних трансформаторів струму або спеціальними способами включення вторинних обмоток ТС (наприклад, включення ТС за схемою трикутника). У цифрових захистах ці завдання вирішуються в прикладному програмному забезпеченні пристроїв.

Завданням диференційного захисту силового трансформатора є визначення, чи пошкодження знаходиться в зоні цього захисту, чи поза зоною захисту. Зона захисту обмежена місцем установки трансформаторів струму (див. рис. 5.1). Якщо виявлено виникнення внутрішнього пошкодження, силовий трансформатор повинен бути миттєво відключений.

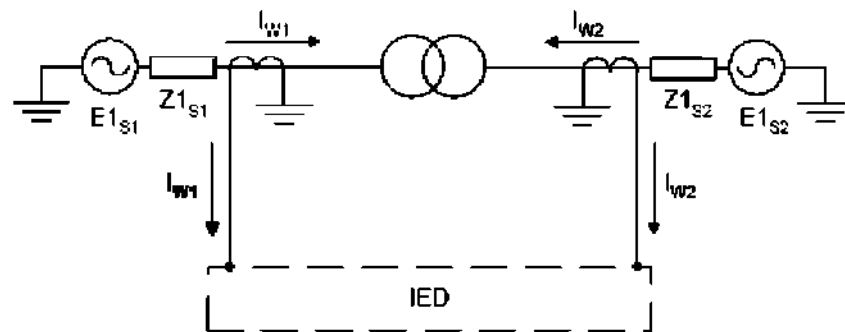


Рисунок 5.1 – Розташування ТС і визначення позитивного напрямку протікання струму

Кола ТС повинні бути обов'язково з'єднані в «зірку». Напрямок ТС може бути вибрано довільно (тобто до об'єкта – "ToObject" або від об'єкта – "FromObject"). Однак, диференційний захист завжди буде використовувати напрямок до трансформатора, що захищається, як це показано на рис. 5.1. Таким чином, термінал IED («Intelligent Electronic Device») завжди буде вимірювати струми

плечей силового трансформатора, відраховуючи напрямок струмів відносно базового напрямку в бік обмоток силового трансформатора.

Для ТС, включених за схемою «зірка», в терміналі RET 670 потрібно задати їх дійсний коефіцієнт трансформації. Уставку «StarPoint» потрібно задавати для з'єднання «зірка», як це показано на рис. 5.2, – «ToObject». Якщо «зірка» зібрана в напрямку «від трансформатора» – ця уставка повинна бути задана як «FromObject».

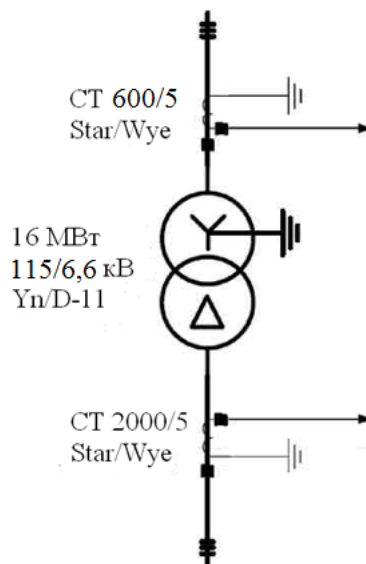


Рисунок 5.2 – Включення ТС диференційного захисту силового трансформатора зі схемою Ун/Д-11 (СТ Star/Wye – ТС вкл. за схемою «зірка»)

Для ТС, включених за схемою «зірка», струми в їх вторинному колі, які подаються на диференційне реле, прямо пропорційні вимірюваним первинним струмам ТС і збігаються за фазою з ними. Крім цього, також вони містять складові струмів всіх послідовностей, в тому числі і нульової.

5.3 Розрахунок вторинних номінальних струмів

Розрахуємо базисні (вторинні) струми на сторонах ВН та НН за допомогою формули:

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТС}}},$$

де k_{cx} – коефіцієнт схеми ТС (1 або $\sqrt{3}$);

n_{TC} – коефіцієнт трансформації головного ТС відповідної сторони.

Маємо:

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{cx}}{K_{TC}} = \frac{80,33 \cdot 1}{600/5} = 0,669 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз.НН}} = \frac{I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{cx}}{K_{TC}} = \frac{1421 \cdot 1}{2000/5} = 3,55 \text{ А}.$$

Зводимо отримані результати у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Значення номінальних і базисних струмів в плечах захисту

Величина	Числове значення для сторони	
	115кВ	6,5 кВ
Номінальний струм $I_{\text{ном}}$, А	80,33	1421
Струм КЗ ⁽³⁾ у максимальному режимі системи, кА	18,304	11,36
Коефіцієнт трансформації	600/5	2000/5
Схема з'єднання ТС	Y	Y
Вторинні струми в плечах захисту, А	0,669	3,55

5.4 Вибір загальних уставок функції диференційного захисту

За табл. 5.1, уводимо наступні уставки для трьох струмових каналів, що використовуються для підключення фазних струмів сторони ВН і НН трансформатора [6].

Таблиця 5.1 – Задання параметрів ТС

Уставка	Значення для ТС ВН	Значення для ТС НН
CTprim	600	2000
CTsec	5	5
CTStarPoin	ToObject	ToObject

Уводимо наступні значення загальних уставок функції диференційного захисту [6].

Таблиця 5.2 – Конфігурація захисту RET 670

Опис уставки	Уставка	Значення
Номінальна напруга трансформатора сторони ВН	RatedVoltageW1	115 кВ
Номінальна напруга трансформатора сторони НН	RatedVoltageW2	6,5 кВ
Номінальний струм ВН	RatedCurrentW1	80 А
Номінальний ток НН	RatedCurrentW2	1421 А
Тип з'єднання обмоток сторони ВН	ConnectTypeW1	WYE (Y)
Тип з'єднання обмоток сторони НН	ConnectTypeW2	DELTA (D)
Група з'єднань обмоток	ClockNumberW2	11
Компенсація струмів нульової послідовності ВН	ZSCurrSubtrW1	On

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Продовження таблиці 5.2

Компенсація струмів нульової послідовності НН	ZSCurrSubtrW2	Off
Фізичне розміщення пристрою РПН	LocationOLTC1	Winding 1 (W1)
Мін. ступінь РПН	LowTapPosOLTC1	1
Номінальне (середнє) положення РПН	RatedTapOLTC1	10
Макс. ступінь РПН	HighTapPsOLTC1	19
Номер відгалуження РПН, що відповідає найбільшій напрузі холостого ходу обмотки, на якій встановлено пристрій РПН	TapHighVoltTC1	19
Шаг регулювання	StepSizeOLTC1	1.78%

Примітка: Інші уставки не важливі для нашого випадку. Використовуються значення за замовчуванням.

Диференційний струм промислової частоти визначається як векторна сума (тобто сума векторів струмів основної гармоніки) струмів окремих фаз всіх плечей трансформатора, що захищається.

У нормальному режимі роботи трансформатора струми його сторін зазвичай не рівні між собою, оскільки зазвичай використовуються ТС з різними коефіцієнтами трансформації. Окрім цього, обмотки трансформатора, що захищається, мають різні групи з'єднань. Тому спочатку диференційний захист повинен приводити струми до одного базисного значення перед виконанням

подальших розрахунків. Таке зрівнювання струмів в цифрових диференційних захистах виконується математично. У першу чергу, проводиться компенсація (зрівнювання) коефіцієнтів трансформації і груп з'єднань сторін, після чого виконуються основні розрахунки. У цьому випадку відпадає необхідність у використанні проміжних допоміжних трансформаторів струму.

Перетворення значень струмів усіх сторін трансформатора до базового струму сторони, відносно якої проводиться вирівнювання струмів, виконується з використанням попередньо заданих матриць коефіцієнтів, які визначаються, виходячи з коефіцієнтів трансформації і груп з'єднань ТС плечей. Після введення користувачем груп з'єднань, номінальних струмів і напруг ТС і ТН, диференційний захист виконує внутрішній перерахунок матриць коефіцієнтів, які будуть використовуватися для розрахунку фіксованих рівнянь основного алгоритму роботи.

Цифрові пристрої захисту та управління (IED) мають ряд істотних переваг і функціональних можливостей. Однією з них є простота і точність розрахунку симетричних складових на основі вимірних фазних величин. Можливість застосування в одній функції захисту великої кількості алгоритмів для різних можливих режимів роботи обумовлює універсальну функціональність пристрою без значного зростання його вартості.

5.5 Диференційний захист трансформатора

5.5.1 Принципи побудови дифзахисту в терміналі RET 670

Диференційний захист, виконаний на принципі порівняння струмів на вході і виходах, застосовується в якості основного швидкодіючого захисту трансформаторів і автотрансформаторів. Даний захист є абсолютно селективним, реагує на пошкодження в обмотках, на виводах і в з'єднаннях з вимикачами, і діє на відключення трансформатора з усіх боків без витримки часу. Зона дії

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

диференційного захисту трансформатора (ДЗТ) обмежується місцем установки трансформаторів струму, і включає в себе ошиновку СН, НН і приєднання ТВП, включеного на шинний міст НН. З огляду на його порівняльну складність, диференційний захист встановлюється в наступних випадках [1]:

- на поодинокі працюючих трансформаторах (автотрансформаторах) потужністю 6300 кВА і вище;

- на паралельно працюючих трансформаторах (автотрансформаторах) потужністю 4000 кВА і вище;

- на трансформаторах потужністю 1000 кВА і вище, якщо струмова відсічка (СВ) не забезпечує необхідної чутливості при КЗ на виводах вищої напруги ($k_{ч} < 2$), а максимальний струмовий захист має витримку часу більше 0,5 сек.

У пристрої захисту трансформатора RET670 функція диференційного захисту двохобмоткових трансформаторів реалізована з внутрішньою корекцією коефіцієнтів трансформації ТС і компенсацією здвигу фаз струмів при переході через обмотки трансформатора із різними групами з'єднань, що дозволяє здійснювати підключення струмових кіл дифзахисту безпосередньо до вторинних обмоток ТС, з'єднаних в «зірку». Компенсація струму нульової послідовності також виконується в програмному алгоритмі роботи захисту.

Для забезпечення достатньо чутливої і стабільної в дії диференційного захисту трансформатора використовуються характеристики гальмування. У цьому випадку захист забезпечує пропорційне гальмування, яке визначає залежність диференційного струму спрацювання від наскрізного струму, що проходить через трансформатор. Це стабілізує роботу захисту при зовнішніх пошкодженнях і забезпечує достатню чутливість при пошкодженнях в зоні захисту.

Перед розрахунком диференційного струму необхідно врахувати коефіцієнти трансформації та фазові здвиги груп з'єднань сторін трансформатора. Перерахунок всіх струмів виконується на двох етапах:

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення коефіцієнтів матриці А і В залежать від:

- схеми з'єднань обмоток трансформаторів струму (зірка (Y/y) або трикутник (D/d));
- групи з'єднань обмоток силового трансформатора (Yd1, Dy11, YNautod5, Yu0d5 і т.д.), які обумовлюють здвиги фаз між окремими обмотками з дискретністю 30°.
- уставки для компенсації струму нульової послідовності для окремих обмоток.

Визначаємо коефіцієнти матриць за [7, табл. 3.1].

$$\begin{bmatrix} IDL1 \\ IDL2 \\ IDL3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL1_W1 \\ IL2_W1 \\ IL3_W1 \end{bmatrix} + \frac{Ur_W2}{Ur_W1} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL1_W2 \\ IL2_W2 \\ IL3_W2 \end{bmatrix}$$

Коли користувач задав всі ці параметри, дифзахист трансформатора автоматично перерахує коефіцієнти матриць.

При розрахунку цих величин застосовуються правила, перелічені нижче.

Для відліку фазних кутів завжди приймається перша обмотка зі схемою з'єднання «зірка» (Y). Наприклад, якщо силовий трансформатор має схему з'єднань Yd1, його обмотка ВН (HV) приймається для відліку фазного кута. Якщо силовий трансформатор має схему з'єднання Dy, тоді обмотка НН (LV) зі схемою «зірка» (y) приймається для відліку фазного кута. Якщо в трансформаторі відсутні обмотки зі схемою «зірка», наприклад Dd0, тоді обмотка ВН (HV) зі схемою «трикутник» (D) автоматично приймається як обмотка, відносно якої відраховуються фазні кути.

Диференційні струми основної частоти в загальному випадку складаються зі складових усіх послідовностей, тобто зі складових прямої, оберненої і нульової послідовності. Якщо виключається врахування струмів нульової послідовності, то диференційний струм буде складатися тільки із струмів прямої і оберненої послідовності. Якщо приймається, що струм нульової послідовності віднімається з струмів одного плеча силового трансформатора, це означає, що цей струм нульової послідовності буде відніматися окремо по кожній фазі зазначеного плеча.

Струм першого плеча (сторона W1) завжди при-приймається як базовий струм, до якого приводяться струми інших плечей (тобто величини струмів інших сторін завжди перераховуються до струмів базового плеча W1). Іншими словами, в диференційному захисті усі диференційні та гальмівні струми завжди виражаються в А первинної сторони ВН (HV).

Як видно зі значень коефіцієнтів матриць А, В, струми можуть перераховуватися з урахуванням відносного фазного зсуву між базовою обмоткою, відносно якої виконується розрахунок диференційних струмів, і іншими обмотками трансформатора.

Перша складова в правій частині рівняння визначає струм підживлення по фазах зі сторони обмотки W1, який бере участь в диференційному струмі основної частоти з компенсацією по фазовому зсуву обмоток силового трансформатора.

Друга складова в правій частині рівняння визначає струм підживлення по фазах з боку обмотки W2, що бере участь в диференційному струмі основної частоти з компенсацією по фазовому здвигу даної обмотки, приведеного до фазового кута W1 силового трансформатора. Значення цих струмів важливі, оскільки вони враховуються при визначенні загального струму гальмування.

Диференційні струми основної частоти є диференційними струмами, значення яких по кожній фазі передаються в характеристику гальмування диференційного захисту. Діючи значення диференційних струмів можна побачити в вимірюваннях, що виконуються в терміналі. Вони фіксуються на виходах IDL1MAG, IDL2MAG, IDL3MAG функціонального блоку диференційного захисту. Саме ці виходи можуть також бути підключені до реєстратора аварійних процесів з метою їх реєстрації при зовнішніх і внутрішніх КЗ.

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

5.5.2 Методика вибору уставок, що визначають гальмівну характеристику диференційного захисту

Коефіцієнт гальмування, рівний тангенсу кута нахилу гальмівної характеристики реле, вибирається за умовою забезпечення неспрацьовування захисту від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього короткого замикання.

Відлаштування від перехідного (а не сталого) режиму визначається тим, що форма струму небалансу перехідного режиму при певних умовах може виявитися такою, що часоімпульсний принцип і гальмування від другої гармоніки будуть недостатніми для забезпечення надійного відлаштування захисту.

Розрахунок мінімального струму спрацьовування I_{dmin}^* виконується у відносних одиницях. При зовнішніх КЗ або наскрізних струмах диференційний струм спрацьовування повинен задовольняти умові:

$$I_{dcp} \geq K_{відл} \cdot I_{нб.розр}$$

де $k_{відл} = 1,1$ – а коефіцієнт відлаштування.

Оскільки гальмівна характеристика може мати горизонтальну ділянку до відносного гальмівного струму I_{bias} , рівного 1,5, то необхідно використовувати уточнену формулу для розрахунку струму небалансу

$$I_{нб.розр} = \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2}$$

де $K_{пер}$ – коефіцієнт, що враховує перехідний процес при $I_{d min} < 1.5$;

$\varepsilon_* = 0,1$ – повна відносна похибка ТС у сталому режимі;

$\Delta U_{рег} = 0,1$ – відносна похибка, викликана регулюванням напруги трансформатора;

$\Delta f_{вир} = 0,02$ – відносна похибка вирівнювання струмів плечей.

Усі складові в круглих дужках приймаються додатними.

Перше наближення мінімального струму спрацьовування I_{dmin}^* слід обчислювати за формулою:

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

правильному виборі ТС та такій уставці стає можливим і відлаштування від струму небалансу – друга умова вибору уставок, – без вирівнювання струмів плечей захисту, що і дає можливість використовувати звичайні струмові реле.

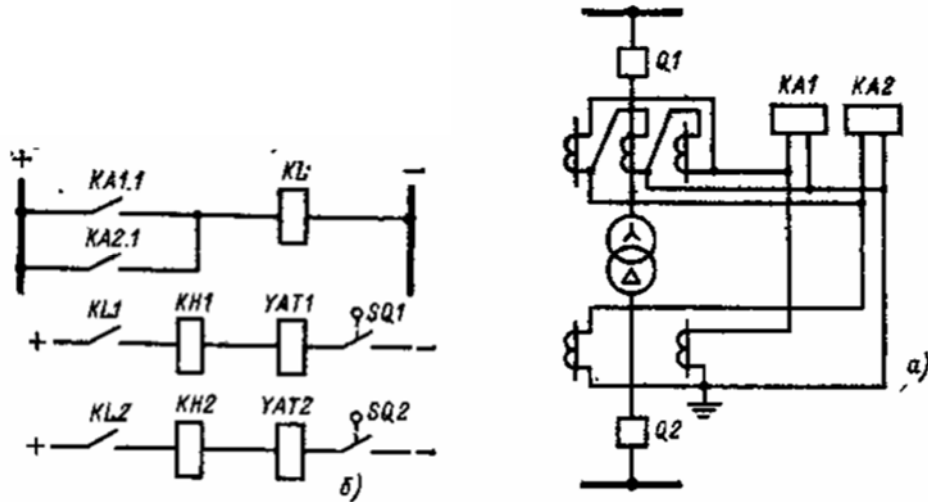


Рисунок 5.3 – Принципова схема ДВ двохобмоткового трансформатора

а – схема струмових кіл;

б – схема кіл оперативного струму.

У складних мікропроцесорних пристроях є додатковий елемент, який називається «диференційна відсічка». Даний елемент не має додаткової затримки та спеціальних засобів відлаштування від кидка струму намагнічування. Тому він повинен відлаштовуватися від кидка струму намагнічування із більшим коефіцієнтом, рівним $6 \div 8$. Зате, така відсічка, яка не має ніяких затримок порівняно з основною, більш чутливою відсічкою, забезпечує дуже швидке відключення великих струмів КЗ.

Розраховуємо уставку ДВ за умовою відлаштування від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з} = k_n I_{ном} = 6 \cdot 80,33 = 482 \text{ А.}$$

Вторинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з}}{k_T} = \frac{482}{120} = 4,02 \text{ А.}$$

5.5.4 Перевірка чутливості диференційного захисту

Коефіцієнт чутливості дифзахисту визначається за формулою:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{d \min}}{I_{dcp}},$$

де, $I_{d \min}$ – мінімальне значення диференційного струму при КЗ розрахункового виду в розрахунковій точці.

Оскільки гальмівна характеристика має досить високу стабільність, то коефіцієнт чутливості можна приймати не менше 1,5.

При односторонньому живленні КЗ на виводах трансформатора виконується умова $I_{\text{bias}} = I_d$. Як показано вище, коефіцієнт нахилу s для будь-якої гальмівної характеристики не перевищує 0,67. Тому коефіцієнт чутливості виходить більше 1,5 і виконувати спеціальну перевірку $K_{\text{ч}}$ немає сенсу.

Особливо слід відзначити, що якщо в режимі робочого навантаження $I_{\text{нв}} \leq I_{\text{в.поч}}$, то реальний струм спрацьовування диференційного захисту дорівнює $I_{d \min}$. Це забезпечує високу чутливість дифзахисту до міжвиткових замикань в обмотках трансформатора.

Коефіцієнт чутливості диференційної відсічки визначається за формулою:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\min \text{HH}}^{(2)}}{I_{\text{ДВ}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{U_{\text{НОМ.НН}}}} = \frac{11360}{482 \cdot \frac{115}{6,6}} = 1,35$$

Коефіцієнт чутливості диференційної відсічки повинен бути $\geq 1,2$. Бачимо, що умова виконується.

5.6 Розрахунок МСЗ

Максимальний струмовий захист призначений для відключення трансформаторів при короткому замиканні на шинах або приєднаннях, якщо сталася відмова захисту або вимикачів цих елементів (дальнє резервування). Одночасно релейний захист від зовнішніх коротких замикань використовується і для захисту від пошкодження в трансформаторі (ближнє резервування). Однак за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, отже, не може бути швидкодіючим. З цієї причини в якості основного захисту від пошкоджень в трансформаторах він виконується лише на малопотужних трансформаторах (потужністю менше 5 МВА). На трансформаторах, що мають спеціальний захист від внутрішніх пошкоджень, захист від зовнішніх коротких замикань служить як резервний для цього захисту на випадок його відмови. На трансформаторах МСЗ встановлюється з усіх сторін.

Первинний струм спрацьовування захисту визначається за умовою відлаштування від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений даний захист, за виразом [8]:

$$I_{с.з} = \frac{k_{відл}}{k_{пов}} \cdot k_{сз} \cdot I_{ном.стор},$$

де $k_{відл}$ – коефіцієнт відлаштування, що враховує похибку реле і необхідний запас, приймаємо рівним 1,2;

$k_{пов}$ – коефіцієнт повернення реле, що дорівнює 0,95;

$k_{сз}$ – коефіцієнт самозапуску, приймаємо рівним 1,3.

При установці захисту на стороні, де передбачено регулювання напруги, слід враховувати можливість збільшення номінального струму, який не повинен перевищувати номінальний струм для середнього відгалуження більше ніж на 5%.

У тих випадках, коли максимальний робочий струм $I_{роб.мах}$ сторони

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

трансформатора, на якій встановлений захист, менший за $I_{\text{ном.стор}}$, замість останнього слід використовувати $I_{\text{роб.мах}}$.

Вторинні струми визначаються з виразу:

$$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{тс}}},$$

де $n_{\text{тс}}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$k_{\text{сх}}$ – коефіцієнт, що враховує схему з'єднання трансформаторів струму.

Чутливість захисту визначається за виразами:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}},$$

де $I_{\text{кз.мін}}^{(2)}$ – первинне значення струму в місці установки захисту в мінімальному режимі роботи при двофазному або однофазному (в залежності від режиму нейтралі та схеми з'єднання обмоток трансформатора, що захищається) короткому замиканні в розрахунковій точці.

Згідно з пунктом 3.2.21 ПУЕ [1], як для реле струму, так і для реле напруги необхідно забезпечити коефіцієнт чутливості, не менший:

- $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ – при короткому замиканні на шинах, де захист виконує функції основного захисту;
- $k_{\text{ч}} \geq 1,2$ – при короткому замиканні в кінці зони резервування.

Результати розрахунку наведені в (табл. 5.4).

Таблиця 5.4 – Розрахунок МСЗ

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення	
		Ввід 110 кВ	Ввід 6 кВ
1	2	3	5
Струмові пускові органи			
Номинальний струм сторони, А	$I_{\text{ном.стор}}$	80,33	1421
Коефіцієнт відлаштування	$k_{\text{відл}}$	1,2	1,2
Коефіцієнт повернення	$k_{\text{в}}$	0,95	0,95
Коефіцієнт самозапуску	$k_{\text{сз}}$	1,3	1,3
Наявність регулювання напруги	Призводить до збільшення $I_{\text{ном.стор}}$ на 5 %	РПН	-
Максимальний робочий струм, А	$I_{\text{роб.мах}} > I_{\text{ном.стор}}$, $I_{\text{роб.мах}} = k_{\text{зав}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$	112,5	1989
Первинний струм спрацьовування, А	$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{відл}}}{k_{\text{пов}}} \cdot k_{\text{сз}} \cdot I_{\text{роб.мах}}$	184,7	3867
Мінімальний струм КЗ, приведений до сторони, що розглядається, А	$I_{\text{кз.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мін}}^{(3)}$	3843	9840
Розрахунковий коефіцієнт чутливості	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}}$	20,8	3
Нормативний коефіцієнт чутливості	$k_{\text{ч}}$ (основного/резервного)	1,5/1,2	1,5/1,2
Коефіцієнт трансформації ТС	$n_{\text{тт}}$	600/5	2000/5
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{тс}}}$	1,539	8,167

Примітка: $k_{\text{зав}}$ – коефіцієнт завантаження, приймаємо рівним 0,9.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.213 ПЗ

Аркуш

52

5.7 Вибір витримки часу МСЗ

За умовою селективності час спрацьовування (уставка за часом) захисту наступного елемента вибирається в секундах, за виразом:

$$t_{с.з.наст} = t_{с.з.попер} + \Delta t,$$

де $t_{с.з.попер}$ – час спрацьовування МСЗ попереднього елемента, тобто більш віддаленого від джерела живлення, с;

$t_{с.з.наст}$ – час спрацьовування МСЗ наступного елемента, тобто менш віддаленого від джерела живлення, с;

Δt – крок селективності, с. Приймаємо рівним 0,5 с.

Припускаємо, що витримка часу МСЗ ліній, що відходять – 1 с, а секційного вимикача – 1,5 с. Тоді витримки часу захистів будуть мати такі значення:

$$t_{с.з.МТЗ-6} = 2,0 \text{ с};$$

$$t_{с.з.МТЗ-110} = 2,5 \text{ с}.$$

5.8 Вибір уставок ПРВВ

Відповідно до індивідуального принципу побудови, пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ) шафи має витримку часу, необхідну для фіксації відмови вимикача. Це дозволяє відмовитися від запасу по витримці часу, який передбачається в централізованих ПРВВ із загальною витримкою часу. Витримка часу ПРВВ може бути прийнята рівною (0,2 - 0,3) с, що покращує умови збереження стійкості енергосистеми і зменшує витримки часу резервних захистів.

Реле струму ПРВВ призначене для повернення схеми ПРВВ за відсутності відмови вимикача і для визначення вимикача, який відмовив, або КЗ у зоні між вимикачем і трансформатором струму з метою вибору напрямку дії пристрою. Струм спрацьовування реле струму ПРВВ необхідно вибирати за можливості

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

мінімальним. Рекомендоване значення струму спрацьовування – від 0,05 до 0,1 номінального струму приєднання.

5.9 Розрахунок захисту від перевантаження

Трансформатори допускають перевантаження протягом значного часу. Тому за наявності оперативного персоналу захист від перевантаження трансформатора діє на сигнал. За його відсутності на об'єкті контроль за перевантаженням трансформатора може здійснюватися засобами телемеханіки. Захист від перевантаження на об'єктах без постійного чергування персоналу може діяти на розвантаження або відключення. Захист від перевантаження встановлюється на трансформаторах потужністю 0,4 МВА і більше [1].

Для того щоб охопити всі можливі режими і параметри трансформатора, доцільно встановлювати сигналізацію перевантаження на обох сторонах трансформатора.

Результати розрахунку зведені в таблицю 5.5

Таблиця 5.5 – Розрахунок захисту від перевантаження

Найменування величини	Позначення і пояснення	Числове значення	
		Ввід 110 кВ	Ввід 6 кВ
Номінальний струм сторони, А	$I_{\text{ном.стор}}$	80,33	1421
Коефіцієнт відлаштування	$k_{\text{відл}}$	1,05	1,05
Коефіцієнт повернення	$k_{\text{пов}}$	0,95	0,95
Первинний струм спрацьовування захисту від перевантаження, А	$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{відл}}}{k_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$	88,79	1571
Вторинний струм спрацьовування реле, А	$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{тс}}}$	0,74	3,93

Час спрацьовування захисту від перевантаження, щоб уникнути хибних сигналів, повинен перевищувати час роботи захисту і відновлення нормального режиму дією автоматики, зниження пускового струму навантаження до номінального. Приймаємо витримку часу рівною 9 с.

5.10 Розрахунок блокування РПН

Блокування передачі керуючого імпульсу на виконуючий механізм пристрою РПН здійснюється при:

- перевантаженні за струмом;
- зниженні напруги на стороні НН нижче $0,85 \cdot U_{\text{ном.стор}}$;
- несправності регулятора і (або) приводів РПН;
- подачі зовнішнього сигналу блокування.

Струм спрацьовування блокування РПН визначається за формулою:

$$I_{c.з} = k_{\text{відл}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$$

де $k_{\text{відл}} = 1,05$ – коефіцієнт відлаштування.

Отримуємо:

$$I_{c.з} = 1,05 \cdot 80,33 = 84,35 \text{ А.}$$

Визначаємо вторинний струм спрацьовування реле:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з}}{n_{TC}} = \frac{84,35}{600/5} = 0,703 \text{ А.}$$

Захист діє на час перевантаження по струму.

5.11 Газовий захист

Дія газового захисту заснована на тому, що будь-які, навіть незначні, пошкодження, а також підвищене нагрівання всередині бака трансформатора (або автотрансформатора) викликають розкладання масла і органічної ізоляції, що

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

супроводжується виділенням газу. Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежать від характеру і розмірів пошкодження. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газоутворенні, що має місце при коротких замиканнях, відбувалося відключення пошкодженого трансформатора (або автотрансформатора). Крім того, газовий захист діє на сигнал і на відключення або тільки на сигнал при небезпечному зниженні рівня масла в баку трансформатора або автотрансформатора. Газове реле, наприклад типу BF-80, встановлюється у розтин труби, що з'єднує бак трансформатора з розширювачем.

Газовий захист є універсальним і найбільш чутливим захистом трансформаторів (або автотрансформаторів) від внутрішніх пошкоджень. Він реагує на такі небезпечні пошкодження, як замикання між витками обмоток, на які не реагують інші види захистів через недостатнє значення струму при цьому виді пошкодження.

При включенні трансформатора по міру його нагрівання відбувається виділення повітря, розчиненого в маслі. Воно заповнює газове реле і його необхідно час від часу випускати. Для забезпечення вільного виходу газів при слабкому газоутворенні, трансформатор встановлюється так, щоб кришка трансформатора і трубопровід мали підйом в сторону газового реле (не більше 2°).

Елемент, що діє на відключення газового захисту має уставку спрацьовування по швидкості руху масла. Величина уставки визначається заводською інструкцією (0,5-1,5 м/с) і може коригуватися в залежності від стану трансформатора. Справа в тому, що кидок масла відбувається не тільки при пошкодженні усередині трансформатора, а й при зовнішніх коротких замиканнях.

5.12 Розрахунок уставки пуску обдуву силового трансформатора

Пуск обдуву силового трансформатора відбувається при досягненні температури верхніх шарів масла 55° С. Вимикання обдуву – при зниженні

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

температури верхніх шарів масла нижче 50° С. Для вимірювання температури масла та подачі дискретного сигналу на ввімкнення або вимкнення обдуву слугує датчик температури, занурений у масло.

Окрім пуску обдуву за температурою масла, опціонально можливе використання пуску за струмом. Уставку рекомендується розраховувати за наступною формулою:

$$I_{с.з} = \frac{1,05 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}}$$

Використання пуску обдуву за струмом дозволяє збільшити час роботи трансформатора в режимі перевантаження, оскільки обдув буде вмикатися заздалегідь, до досягнення температури масла 55° С, і перегрівання трансформатора (до 90 – 100 ° С) відбудеться пізніше.

На трансформаторах із різними номінальними потужностями обмоток (двохобмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою, трьохобмоткових або автотрансформаторів) рекомендується встановлювати струмові реле на усіх обмотках. При цьому, уставка пуску обдуву розраховується для кожної обмотки окремо:

$$I_{с.з.обм} = \frac{1,05 \cdot S_{ном.обм}}{\sqrt{3}U_{ср.ном.обм}}$$

При використанні одного струмового реле, уставки пуску обдуву за струмом розраховується, залежно від найменшої з номінальних потужностей обмоток:

$$I_{с.з} = \frac{1,05 \cdot S_{ном.min.обм}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}}$$

Розрахуємо первинний та вторинний струми пуску обдуву трансформатора ТДН-16000/110:

$$I_{с.з} = \frac{1,05 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ср.ном}} = \frac{1,05 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 84,34 \text{ А.}$$

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{k_T} = \frac{84,34}{120} = 0,703 \text{ А.}$$

Захист діє на увімкнення обдуву з часом $t = 9$ с.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮЮЧОГО КОНТУРУ ТА БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЇ

На території підстанції можливе замикання на землю в будь-якій точці. У місці замикання на землю виникають значні потенціали, небезпечні для людей, що знаходяться поблизу. Для усунення цієї небезпеки на підстанції передбачають заземлення, призначення якого полягає в зниженні потенціалів до допустимих значень.

Для заземлення використовують як природні, так і штучні заземлювачі. Природними заземлювачами можуть бути металеві предмети будь-якого призначення, які з'єднані з землею. Наприклад, арматура залізобетонних фундаментів будівель, труби і т.д.

До заземлюючого пристрою ПС приєднують:

- нейтралі генераторів, трансформаторів, які підлягають заземленню відповідно до прийнятої системи робочого заземлення;
- розрядники, ОПН і блискавковідводи;
- металеві частини електричного обладнання, яке в нормальному режимі не перебуває під напругою, але може опинитися під напругою при пошкодженні ізоляції;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Необхідно перевірити, чи задовольняє заземлюючий пристрій підстанції вимоги до опору розтіканню струму. Вихідні дані для розрахунку наведені в табл. 6.1. Заземлюючий контур ВРУ складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними полосами. Його схема представлена на рис. 6.1.

					МР 3.8.141.213 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релеїного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»	літ.	арк.	аркушів
Керівник		Петровський М.В.					58	112
Консульт.						СумДУ, ЕТ.м-91		
Н. Контр.		Никофоров М.А.						
Зав. каф.		Лебединський І.Л.						

Таблиця 6.1 – Вихідні дані для розрахунку заземлюючого пристрою

a , м	b , м	$\rho_{вим}$, Ом·м	$n_{тр}$, шт.	$\ell_{пр}$, м	Тип троса
45	40	60	2	180	С-70

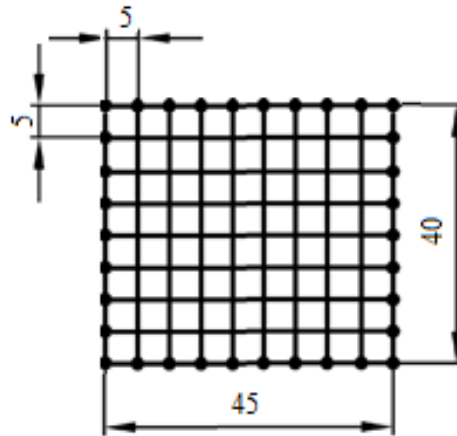


Рисунок 6.1 – Схема заземлюючого контуру ВРУ

Позначення: a і b – ширина та довжина заземлюючого контуру, $\rho_{вим}$ – вимірне значення питомого опору ґрунту, $n_{тр}$ – кількість тросів на лінії, $\ell_{пр}$ – довжина прольоту лінії.

Крок сітки приймаємо рівним 5 м, довжину вертикальних електродів ℓ – 10 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах [9]:

$$\rho_{розр} = K \cdot \rho_{вим} = 1,4 \cdot 60 = 84 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

де K – сезонний коефіцієнт, для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів приймаємо $K = 1,4$.

Виходячи з $\rho_{розр}$ визначаємо припустимий опір заземлення опори високовольтної лінії для грозового сезону [9]:

$$R_{он} = 10 \text{ Ом.}$$

Опір троса визначаємо за формулою:

$$R_{mp} = \frac{r'_{mp} \cdot \ell_{np}}{n_{mp}} = \frac{2,4 \cdot 0,180}{2} = 0,216 \text{ Ом.}$$

Опір заземлення системи трос-опора обчислюємо за формулою:

$$R_{mp-on} = \sqrt{R_{mp} \cdot R_{on}} = \sqrt{0,216 \cdot 10} = 1,47 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Отриманий опір R_{mp-on} вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{np} = R_{mp-on} = 1,47 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Допустимий опір $R_{з.дон}$ штучного заземлювача при наявності природних заземлювачів визначаємо з рівняння:

$$R_{дон} = \frac{R_{np} \cdot R_{з.дон}}{R_{np} + R_{з.дон}};$$

де $R_{дон} \leq 0,5$ Ом – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю [10].

$$R_{з.дон} = \frac{R_{np} \cdot R_{дон}}{R_{np} - R_{дон}} = \frac{1,47 \cdot 0,5}{1,47 - 0,5} = 0,758 \text{ Ом.}$$

Опір заземлювача, що складається з сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами, розраховується за формулою:

$$R_{з.p} = \rho_{розр} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{a \cdot b}} + \frac{1}{L + n \cdot \ell} \right) = 84 \cdot \left(\frac{0,32}{\sqrt{45 \cdot 40}} + \frac{1}{805 + 34 \cdot 10} \right) = 0,707 \text{ Ом,}$$

$$\text{де } L = \left(\frac{a}{5} + 1 \right) \cdot b + \left(\frac{b}{5} + 1 \right) \cdot a = \left(\frac{45}{5} + 1 \right) \cdot 40 + \left(\frac{40}{5} + 1 \right) \cdot 45 = 805 \text{ м} - \text{сумарна}$$

довжина всіх горизонтальних електродів;

$$n = \frac{a}{5} \cdot 2 + \frac{b}{5} \cdot 2 = \frac{45}{5} \cdot 2 + \frac{40}{5} \cdot 2 = 34 \text{ число вертикальних електродів;}$$

$$\ell = 10 \text{ м} - \text{довжина вертикальних електродів;}$$

										Аркуш
										60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{\ell}{\sqrt{a \cdot b}}$, при $\frac{\ell}{\sqrt{a \cdot b}} = \frac{10}{\sqrt{45 \cdot 40}} = 0,236$,

$A = 0,32$.

Так як розрахований опір заземлення $R_{з.р} = 0,707$ Ом менший, ніж допустима величина опору контуру заземлення $R_{з.дон} = 0,758$ Ом, то параметри заземлювача відповідають нормам.

Захист обладнання, встановленого на підстанції, а також будівель і споруд, від прямих ударів блискавки передбачається існуючими на порталах блискавковідводами.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

7 НАУКОВА ЧАСТИНА. ФРАКТАЛЬНА МОДЕЛЬ ПРОБОЮ ДІЕЛЕКТРИКА

Мета роботи: дослідження механізму діелектричного пробою в різних середовищах шляхом комп'ютерного моделювання.

Основною причиною виходу з ладу високовольтного обладнання є відмови ізоляції, тому надзвичайно великого значення набули питання покращення її ізоляційних властивостей. І тут особливу роль відіграє розуміння фізичних процесів, що відбуваються в діелектрику при його електричному пробію.

Для дослідження явищ, що відбуваються під час діелектричного пробою, було використано метод комп'ютерного моделювання. Була реалізована фрактальна модель зростання розрядної структури, яка враховує як детерміновані (визначені), так і стохастичні (випадкові) фактори. Детерміновані закономірності використовувалися для визначення розподілу електричних полів, зарядів, струмів в діелектрику, а випадкові – для опису зростання розрядних каналів.

7.1 Аналітичний огляд

У даному підрозділі висвітлені основні поняття фрактальної геометрії, фрактальна модель пробою та її застосування для опису розвитку розряду. Основне припущення моделі: процеси, що відповідають за розвиток розряду, визначаються лише локальною напруженістю поля поблизу розрядних каналів. Комп'ютерне дослідження росту каналів розряду може дати наочне уявлення про розрядні процеси в діелектриках.

					MP 3.8.141.213 ПЗ					
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»					
Керівник		Петровський М.В.						літ.	арк.	аркушів
Консульт.									62	112
Н. Контр.		Никофоров М.А.						СумДУ, ЕТ.м-91		
Зав. каф.		Лебединський І.Л.								

7.1.1 Основні поняття і кількісні характеристики

Процес пробою можна розділити в часі на три стадії: початкова стадія, стадія розвитку, канална стадія.

Початкова стадія (статистичний час $t_{ст}$ запізнювання розвитку розряду) – це час очікування першого ефективного електрона, який сильно залежить від напруженості електричного поля, властивостей діелектрика і потенційного бар'єру на межі електрод-діелектрик.

Стадія розвитку розряду – це проміжок часу, протягом якого ростуть провідні канали та перекривають весь проміжок. Тривалість стадії формування каналу розряду t_f залежить від співвідношення максимальної локальної E_{max} і середньої $E_{ср}=U/d$ напруженості електричного поля, де U – діюча напруга, d – довжина міжелектродного проміжку. У різконеоднорідних полях, коли коефіцієнт неоднорідності великий $k = \frac{E_{max}}{E_{ср}} > 10^2$, а коефіцієнт перенапруги $\frac{E_{max}}{E_{пр.ст}} > 1$ ($E_{пр.ст}$ – електрична міцність проміжку на статичній напрузі), тривалість початкової стадії мала, і час до пробою визначається другою стадією.

Канальна стадія визначається відрізком часу, протягом якого в проміжку встановлюється дуга, що завершує пробій.

Відомо, що електричний пробій має випадковий (стохастичний) характер, і $t_{ст}$ та t_f є випадковими величинами. Структура каналів розряду, їх розташування в просторі є стохастичними і не повторюються від досліду до досліду. Обумовлено це неоднорідностями будови діелектрика і нестійкостями в плазмових каналах. Адекватною мовою для опису стохастичних структур, подібних до каналів розряду, є мова фізики фракталів.

7.1.2 Розвиток розряду в діелектриках

Усім розрядним явища і пробою конденсованих (тобто досить щільних) діелектриків в цілому притаманний ефект полярності: ініціювання розвитку

									Аркуш
									63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

MP 3.8.14.1.213 ПЗ

розряду відбувається легше на аноді (в однорідному полі розряд розвивається з анода), швидкість розвитку анодних каналів вище, а електрична міцність діелектриків в проміжках позитивне вістря – площа нижче, ніж в геометрії «катод-вістря – площа» за інших рівних умов.

Розвиток розрядних каналів в різконеоднорідному полі завжди починається у електрода з малим радіусом кривизни. Тривалість першої стадії пробою зменшується зі збільшенням напруги U , коефіцієнтів перенапруги $E_{\max}/E_{\text{пр.ст}}$ і неоднорідності $k = E_{\max}/E_{\text{ср}}$.

Тривалість часу розвитку розряду і форма розрядних структур також залежать від U , коефіцієнтів перенапруги і неоднорідності поля. Незалежно від геометрії проміжку після ініціювання розряд завжди розвивається в неоднорідному полі.

Форма розрядної структури може бути квазілінійною, деревовидною або кустоподібною, а також переходити одна в іншу. На розвиток розряду сильно впливає просторовий розподіл діелектричної проникності ϵ_r , провідності діелектрика, а також присутність заряджених областей (об'ємних зарядів) в ньому. Розрядна структура завдяки зміні розподілу поля "відчуває" неоднорідності реальних ізоляторів, в ролі яких можуть виступати включення інших матеріалів, спеціально поставлені бар'єри з матеріалу з відмінною від основного діелектрика проникністю і провідністю тощо. Так, наприклад, приміщення діелектричного бар'єра з більш високою проникністю в ізоляційний проміжок не тільки перерозподіляє електричне поле в ізоляторі, вирівнюючи його, а й збільшує електричну міцність. Включення з більш високою діелектричної проникністю притягують траєкторії розрядних каналів.

Кількісний опис розвитку розряду без урахування стохастичності неможливий. У даній роботі використовується фрактальна модель росту розрядної структури, в якій рівняння розподілу поля, переносу заряду вирішуються з урахуванням елементів фізики фракталів.

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

7.1.3 Основи фрактального підходу

Вивчаючи різні природні явища і об'єкти, ми перш за все описуємо їх геометричну форму. При цьому зазвичай використовуємо поняття геометрії Евкліда: прямі, площини, кола, сфери і т.д. Однак багато процесів, що відбуваються в природі, призводять до утворення структур, для опису яких недостатньо звичайної геометрії. Візьмемо приклади з природи: гори, річки, берегові лінії, хмари, дерева. Їх складно описати за допомогою прямих ліній, площин, сфер і т.д. Відмінною особливістю цих об'єктів є самоподібність, коли частина об'єкта подібна цілому. Наприклад, геометрія притоки річки подібна геометрії всієї річки. розглядаючи самоподібний об'єкт у все зростаючому масштабі, ми будемо виявляти все більш тонкі деталі його структури, а знову виявлена структура буде подібна до тієї, яку можна бачити в більш дрібному масштабі. Об'єкти, що мають такі властивості, називають фракталами (від латинського слова "fractus" – ламаний).

Визначимо фрактал як структуру, яка складається з частин, які в якомусь сенсі подібні цілому. Кількісно фрактальна структура характеризується значенням фрактальної розмірності, що визначається як розмірність подібності. Розглянемо як приклад одновимірний об'єкт – відрізок. Якщо розділити відрізок на N рівних частин, то ми побачимо, що він складається з N своїх копій, зменшених в N раз.

Якщо ми будемо розбивати на частини двовимірний об'єкт – квадрат, то побачимо, що він складається з N^2 своїх копій, зменшених в N разів (рис. 7.1). Тривимірний куб складається вже з N^3 своїх копій, зменшених в N разів (рис. 7.2). Таким чином, якщо D -мірний об'єкт складається з $K(N)$ своїх копій зменшених в N раз, то виконується співвідношення $K(N) = N^D$.

З цього співвідношення можна виразити розмірність об'єкта:

$$D = \frac{\ln K(N)}{\ln N}.$$

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

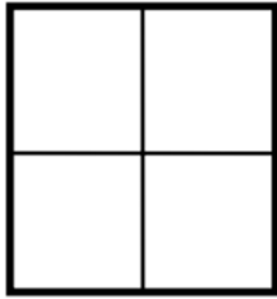


Рисунок 7.1

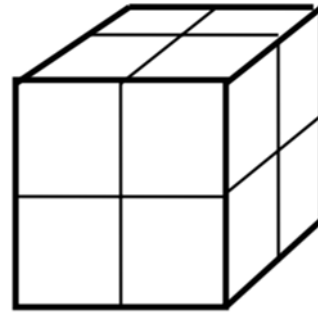


Рисунок 7.2

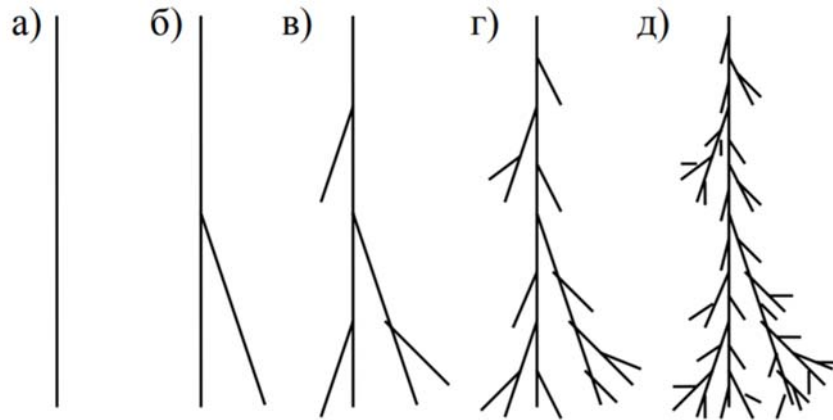


Рисунок 7.3

Тепер спробуємо побудувати об'єкт, що має дробову розмірність. Побудова будемо проводити по кроках. Нехай на нульовому кроці $n = 0$ є відрізок довжиною L_0 (рис. 7.3, а). На першому кроці замінюємо вихідний відрізок трьома відрізками довжини $L_1 = L_0/2$, розташованими відносно один одного, як показано на рис. 7.3, б. На другому кроці кожен з нових відрізків довжиною L_1 замінюємо трьома відрізками довжиною $L_2 = L_1/2$ (рис. 7.3, в). Аналогічним чином виконуються третій і четвертий кроки (рис. 7.3, г, д). Подумки продовжуючи описану процедуру до нескінченності, отримаємо самоподібний об'єкт, який складається з трьох своїх копій, зменшених в два рази. Отже, йому можна поставити у відповідність дробову розмірність D , рівну $\ln 3 / \ln 2 \approx 1,585$. Побудований таким чином об'єкт є геометричним фракталом. Так само, як і будь-який об'єкт геометрії, він ідеалізує дійсність. Реальні фізичні фрактальні об'єкти, такі як, наприклад, фрактальні кластери (агрегати, які утворюються при склеюванні мікроскопічних часток), є

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

явищ. Ми будемо застосовувати методи фізики фракталів для вивчення структури розрядних каналів, що виникають при пробі діелектрика, фрактальна розмірність яких залежить від властивостей діелектрика і виду прикладеної напруги. Фрактальна розмірність має важливе значення для повного розуміння фізики пробі діелектриків.

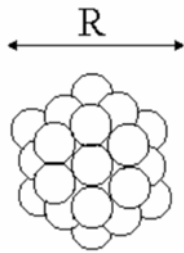


Рисунок 7.6

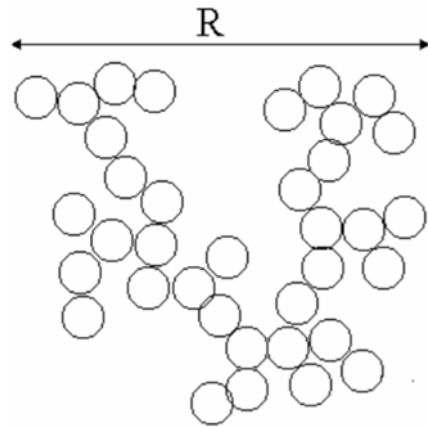


Рисунок 7.7

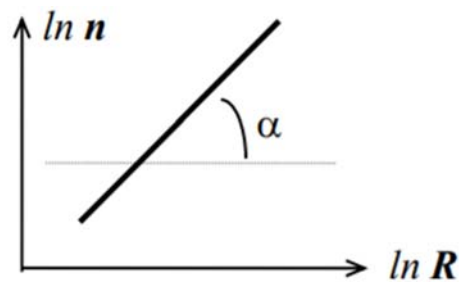


Рисунок 7.8

7.1.4 Фрактальна модель зростання розрядної структури.

Фрактальна модель розвитку розряду заснована на одночасному розгляді як випадкових, так і детермінованих процесів. Детерміновані закономірності використовуються для визначення розподілу електричних полів, зарядів, струмів в діелектрику, а випадкові – для опису зростання розрядних каналів. Необхідність застосування стохастичних закономірностей пов'язана з визначальною роллю нестійкостей в розвитку розрядних каналів. В результаті розвитку будь-якої

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

нестійкості мікроскопічні флуктуації параметрів діелектрика швидко наростають за величиною і призводять до стохастичного зростання розрядних каналів. Розвиток всіх типів нестійкостей визначається в першу чергу напруженістю електричного поля. Тому ймовірність формування каналу P в тому чи іншому місці повинна залежати від локальної напруженості поля $E_{л}$. В якості першого наближення можна прийняти, що ймовірність зростання P пропорційна E^η , якщо напруженість поля більше деякої критичної напруженості E_c , і дорівнює нулю, якщо $E < E_c$:

$$P = \begin{cases} \frac{E^\eta}{Z}, & \text{якщо } E > E_c, \\ 0, & \text{якщо } E < E_c \end{cases}, \quad (7.1)$$

де $Z = \sum E^\eta$ – нормуючий множник, який визначається з умови нормування: сума ймовірностей в усіх напрямках зростання каналів повинна дорівнювати одиниці: $\sum P = 1$. Введення в формулу (7.1) критичної напруженості E_c означає, що розвиток нестійкостей і формування каналів не відбувається, якщо напруженість поля менше деякого порогового значення. Величина E_c залежить від властивостей діелектрика.

Показник ступеня η , що визначає зв'язок ймовірності зростання з напруженістю поля, можна розрахувати за законами квантової механіки і статистичної фізики для конкретного виду нестійкості. Розвиток всіх нестійкостей визначається енергією електричного поля. Припустивши, що ймовірність зростання каналу P пов'язана з щільністю енергії електричного поля $\epsilon_r \epsilon_0 E^2/2$, можна зробити висновок, що значення η має бути близьким до двох.

Напруженість електричного поля в діелектрику розраховується за допомогою теореми Гаусса:

$$\operatorname{div}(\epsilon_r \epsilon_0 E) = \rho, \quad (7.2)$$

де ρ – щільність вільних зарядів.

Розподіл вільних зарядів і електричного поля змінюється в процесі розвитку пробою. Оскільки провідність розрядних каналів значно вища провідності

діелектрика, рухом зарядів в діелектрику можна знехтувати. Динаміка зарядів у розрядної структури описується законом Ома:

$$j = \sigma_k E, \quad (7.3)$$

і рівнянням безперервності:

$$\frac{d\rho}{dt} = -\operatorname{div} \bar{j} \quad (7.4)$$

де σ_k – провідність розрядних каналів, j – вектор щільності струму.

Провідність розрядних каналів σ_k зростає пропорційно енергії, що в них виділяється. Зміну провідності можна визначити, наприклад, за формулою Ромпе-Вейцеля:

$$\frac{d\sigma_k}{dt} = \xi \sigma_k E^2, \quad (7.5)$$

де ξ – параметр збільшення провідності.

Таким чином, у фрактальній моделі пробою зростання розрядних каналів описується статистично співвідношенням (7.1), а динаміка розподілу електричних полів і зарядів визначається детермінованими законами за формулами (7.2) – (7.5).

Чисельна реалізація фрактальної моделі проведена на основі комп'ютерного моделювання як дискретний алгоритм зростання на двовимірній решітці. Розвиток розряду розглядається в геометрії вістря-площина. Діелектрик, що знаходиться між електродами, описується квадратною решіткою (рис. 7.9). Зростання розрядної структури починається з вістря і відбувається по кроках. За один часовий крок структура зростає на одне ребро або діагональ решітки. Імовірність того, що пробій станеться по деякому ребру або діагоналі, що з'єднує вузол, що вже належить структурі розряду і ще не пробитий вузол, залежить від локальної напруженості поля між ними (різниці потенціалів між цими вузлами, поділений на відстань між ними) згідно зі співвідношенням (7.1).

Розподіл електричного потенціалу і зарядів на решітці знаходиться за допомогою рівнянь (7.2) – (7.5). Граничними умовами є потенціали електродів: потенціал вістря дорівнює U_0 , а потенціал нижнього електрода дорівнює нулю.

						Аркуш
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.14.1.213 ПЗ	

Динаміка руху зарядів і зміна провідності розрядних каналів визначаються відповідно до формул (7.3) – (7.5) в дискретній формі.

Величина інтервалу фізичного часу Δt , що відповідає даному кроку моделювання, визначається розподілом ймовірностей зростання (7.1). Використовуючи теорію ймовірностей, можна показати, що значення Δt обернено пропорційне величині нормуючого множника Z : $\Delta t = \theta/Z$, де θ є параметром переходу до фізичного часу.

Таким чином, робота методики розрахунку зводиться до послідовного виконання наступних процедур на кожному кроці зростання:

- розрахунок електричного потенціалу за теоремою Гауса (7.2);
- визначення місця зростання каналу і інтервалу фізичного часу, відповідного даному кроку, відповідно до розподілу ймовірності (7.1);
- розрахунок зміни розподілу зарядів згідно закону Ома (7.3) і рівнянню безперервності (7.4);
- визначення зміни провідності каналів згідно з формулою Ромпей-Вейцеля (7.5).

7.2 Результати моделювання

7.2.1 Реалізація методики розрахунку в програмі Microsoft Excel.

Для наочності методика розрахунку спочатку була реалізована у спрощеному вигляді в програмі Microsoft Excel. Розрахунок проводився за наступним алгоритмом:

1. Задаємо потенціали електродів (синього кольору) та присвоюємо кожному вузлу, який лежить всередині області розряду, довільне значення потенціалу (чорного кольору). Результат показано на рис. 7.9.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 7.9 – Перший етап розрахунку

2. Розраховуємо напруженості поля між вузлами (коричневого кольору).
Відстань між вузлами – 0,1 в.о. (рис. 7.10).

100	100	100	100	100	100	100	100	100	100							
990	990	990	990	990	990	990	990	990	990							
1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 7.10 – Другий етап розрахунку

3. Уточнюємо потенціали вузлів та напруженості поля, поки різниця значень потенціалу на даному та попередньому кроках не стане меншою довільної наперед заданої похибки (рис. 7.11).

100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100					
194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194					
81	0	81	0	81	0	81	0	81	0	81	0	81	0	81	0
183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
62	0	62	0	62	0	62	0	62	0	62	0	62	0	62	0
162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162
46	0	46	0	46	0	46	0	46	0	46	0	46	0	46	0
136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136
33	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0
107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
22	0	22	0	22	0	22	0	22	0	22	0	22	0	22	0
81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
14	0	14	0	14	0	14	0	14	0	14	0	14	0	14	0
59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
7,9	0	7,9	0	7,9	0	7,9	0	7,9	0	7,9	0	7,9	0	7,9	0
43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
3,5	0	3,5	0	3,5	0	3,5	0	3,5	0	3,5	0	3,5	0	3,5	0
35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 7.11 – Третій етап розрахунку

4. Визначаємо ймовірності пробою проміжків між вузлами та проміжок, у якому ймовірність пробою найбільша (рис. 7.12).

100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100					
0,04	0	0,1	0	0,1	0,1	0	0	0	0	0					
80,9	0	81	0	81	0	81	0	81	0	81	0	81	0	81	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62,8	0	63	0	63	0	63	0	63	0	63	0	63	0	63	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46,8	0	47	0	47	0	47	0	47	0	47	0	47	0	47	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33,2	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22,5	0	22	0	22	0	22	0	22	0	22	0	22	0	22	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14,3	0	14	0	14	0	14	0	14	0	14	0	14	0	14	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8,26	0	8,3	0	8,3	0	8,3	0	8,3	0	8,3	0	8,3	0	8,3	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,74	0	3,7	0	3,7	0	3,7	0	3,7	0	3,7	0	3,7	0	3,7	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

$P_{max} = 0,1$

Рисунок 7.12 – Четвертий етап розрахунку

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.213 ПЗ

Аркуш

73

5. Проміжок, у якому імовірність пробою найбільша, пробивається і потенціал вузла, суміжного з цим проміжком, стає рівним потенціалу одного з електродів (рис. 7.13).

100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
81	81	81	81	81	100	81	81	81	81
63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 7.13 – П'ятий етап розрахунку

6. Повторюємо п. 3 – 5 до тих пір, поки візерунок не досягне межі, тобто поки який-небудь з пробитих вузлів не виявить як сусіда граничний вузол (рис. 7.14).

100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
95	95,4	96,2	97,35	99	100	98,4	97	96	95
89,7	90,4	92,1	94,54	97	100	96,5	94	91	90
83,3	84,5	87,3	91,45	96	100	94,3	89	86	84
75,5	77,2	81,3	87,8	96	100	91,3	84	79	76
65,5	67,6	72,9	82,6	100	100	86,9	77	70	66
52,8	54,8	60,2	69,76	84	100	79,7	66	58	54
37,3	38,9	43,4	52	68	100	65,8	50	42	38
19,3	20,2	22,7	27,21	34	100	33,5	26	22	20
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.213 ПЗ

Аркуш

74

Рисунок 7.14 – Останній етап розрахунку

7. Змінюючи форму електродів та параметр росту α , отримуємо візерунки випадкової форми та різної розгалуженості (рис. 7.15 – 7.16).

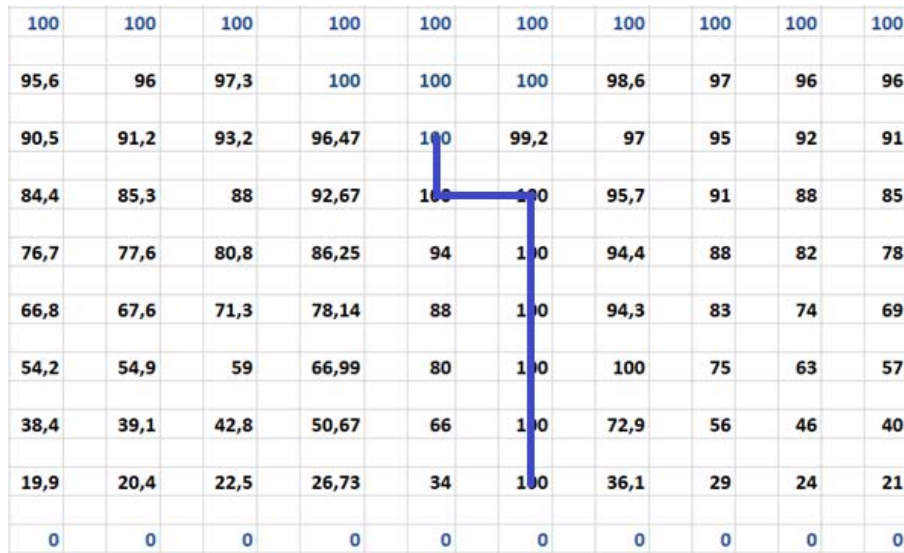


Рисунок 7.15 – Результат розрахунку фрактального пробою

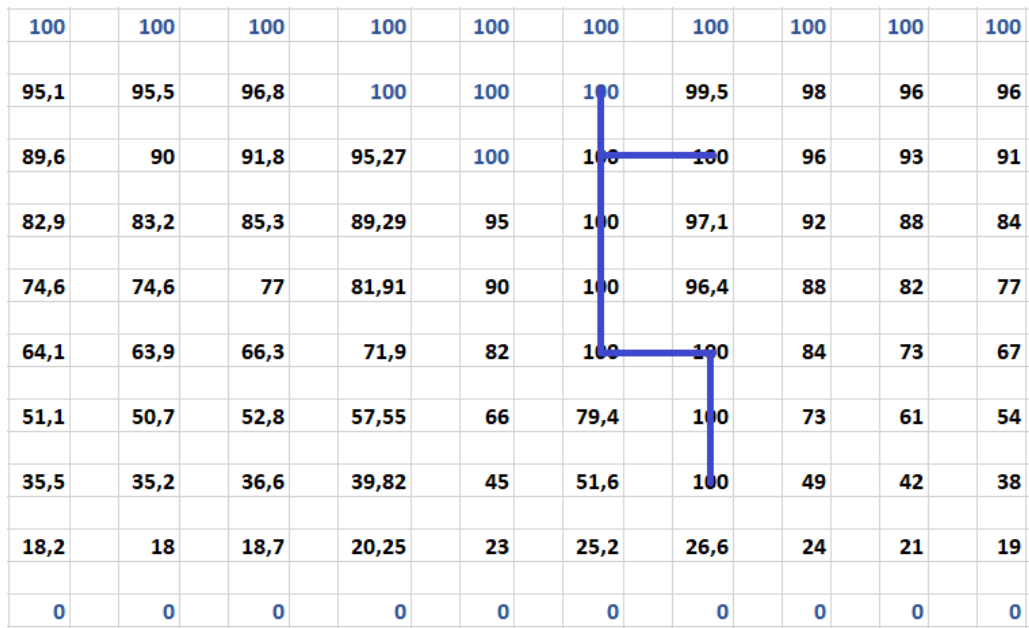
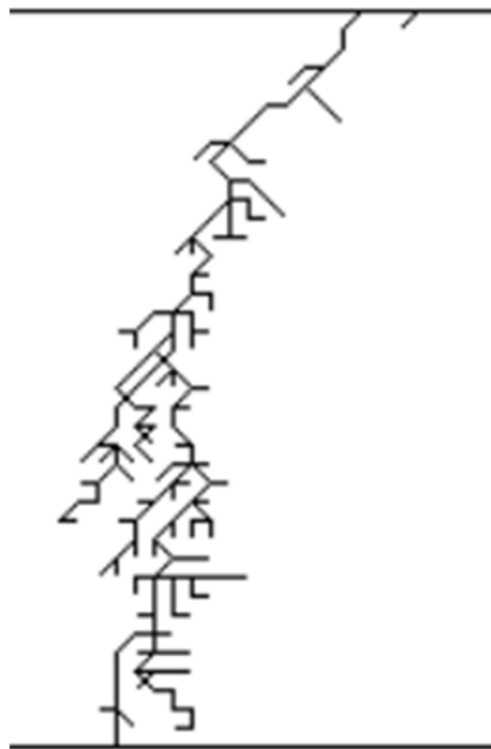


Рисунок 7.16 – Результат розрахунку фрактального пробою

7.2.2 Реалізація методики розрахунку за допомогою мови програмування C++

Для проведення більш точного та об'ємного розрахунку була створена програма, яка дозволяє змінювати параметри розрахунку і будувати графічне зображення розрядних структур. Результати розрахунку в даній програмі для конфігурації електродів «площина-площина» наведено на рис. 7.10. Розрахунок потенціалів проводився з точністю до однієї десятитисячної. При цьому використовувалися наступні параметри: $\eta = 2$, $\varphi_1 = 100$ В, $\varphi_2 = 0$ В, $E_{кр} = 10$ в. о.



a

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76



Рисунок 7.17 – Результати моделювання фрактального пробою для конфігурації електродів «площина-площина»

7.3 Висновки

Результати моделювання залежать від умов пробою (напруга U , довжина вістря L) і параметрів (E_c , η , θ , λ), що описують властивості діелектрика. Параметри часу θ і збільшення провідності λ визначають швидкість наростання провідності розрядних каналів. Збільшення θ і λ призводить до зростання провідності і зменшення падіння напруги вздовж розрядних каналів. Напруженість поля на кінцях розрядних каналів збільшується, а між каналами, що одночасно розвиваються, – зменшується. В результаті цього розрядна структура стає менш гіллястою (фрактальна розмірність D зменшується). Збільшення значення критичної напруженості E_c призводить до скорочення числа можливих шляхів зростання розрядної структури і, як наслідок, до зменшення гіллястості структури розряду ($D \rightarrow 1$). Якщо критична напруженість E_c перевершує локальну

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

напруженість у всіх точках, то розвиток розряду припиняється, і ми маємо незавершений пробій. Параметр η визначає залежність ймовірності зростання від величини локальної напруженості поля.

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>78</i>

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Основними результатами заміни пристроїв РЗА на мікропроцесорні є підвищення надійності електропостачання, зменшення витрат на обслуговування та втрат через пошкодження силового обладнання.

Надійність електропостачання характеризується наступними індексами:

- SAIDI (англ. “System Average Interruption Frequency Index”) – індекс середньої частоти відключень по системі;

- SAIDI (англ. “System Average Interruption Duration Index”) – індекс середньої тривалості відключень по системі;

- CAIDI (англ. “Customer Average Interruption Duration Index”) – індекс середньої тривалості відключення одного споживача.

При «стимулюючому тарифоутворенні» – RAB-тарифі (англ. “Regulatory Asset Base” — регуляторна база активів), – електропостачальні підприємства фінансово зацікавлені у підвищенні ефективності та надійності електропостачання, тому заміна пристроїв РЗА на мікропроцесорні є дуже актуальною.

8.1 Визначення кошторисної вартості модернізації релейного захисту

Вартість модернізації визначається її кошторисом – економічним документом, що характеризує межу допустимих витрат на спорудження або модернізацію об'єкта. Кошторис – це документ, який визначає вартість реалізації проекту. В кошторисах визначаються грошові, трудові та матеріальні витрати, необхідні для виконання певного обсягу робіт [11].

Правильно складена кошторисна документація, прийнята і узгоджена зацікавленими організаціями, є основним фінансовим документом на весь період виконання робіт.

					MP 3.8.141.213 ПЗ					
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»					
Керівник		Петровський М.В.						літ.	арк.	аркушів
Консульт.		Маценко О.М.							79	112
Н. Контр.		Никофоров М.А.						СумДУ, ЕТ.М-91		
Зав. каф.		Лебединський І.Л.								

Подальше вдосконалення кошторисної документації, підвищення її якості, наближення ціни на матеріали і обсяги робіт до реальних необхідних витрат мають важливе значення.

Для визначення кошторисної вартості використовуються кошторисні норми на будівельні роботи, прејскуранти на обладнання, цінники на монтаж устаткування, одиничні розцінки-нормативи, що характеризують кошторисну вартість одиниці будівельних робіт і включають вартість матеріалів, заробітну плату робітників, витрати на експлуатацію використовуваних механізмів, норми накладних витрат.

Структура кошторисної вартості будівельно-монтажних робіт включає в себе три основні статті [11]:

1) прямі витрати (ПВ) – складаються з витрат на матеріали: елементи, конструкції, сировина, напівфабрикати; зарплати основних працівників, вартості експлуатації машин і механізмів, зарплати додаткових працівників (машиністів) і т.д.;

2) накладні витрати (НВ) – беруться у відсотках від прямих витрат; включають в себе адміністративно-господарські витрати, зарплату працівників апарату управління, витрати з обслуговування робітників, витрати з обслуговування будівельного майданчика, інші витрати (відрядження, штрафи, пені і т.д.) і т.д. ;

3) плановий прибуток – складає відсоток від собівартості, або відсоток від основної заробітної плати з прямих витрат.

Сукупність прямих витрат і накладних витрат складають собівартість виробництва робіт.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8.2 Оцінка економічного ефекту від впровадження мікропроцесорного релейного захисту

Економічний ефект – це конкретний результат економічної діяльності, внаслідок будь-яких дій. Може бути виражений формулою [12]:

$$E = P - B,$$

де E – величина умовного економічного ефекту;

P – величина умовного економічного результату;

B – повні витрати на захід, який викликав ефект.

Економічна ефективність – це результативність діяльності, співвідношення доходів і витрат, а також зіставлення результатів і витрат на їх досягнення.

У загальному вигляді показник ефективності може бути виражений формулою:

$$e = \frac{E}{B},$$

де e – показник економічної ефективності;

E – величина умовного економічного ефекту;

B – повні витрати на захід, який викликав ефект.

Ефективність визначається за допомогою різних показників, при цьому зіставляються дані, які виражають ефект (прибуток, обсяг виробництва, економія від зниження витрат) з витратами, що забезпечують цей ефект (капітальні вкладення, поточні витрати). При вирішенні економічних завдань визначається результативність кожного підприємства і проводиться зіставлення різних результатів.

Розрізняють два види економічної ефективності:

- абсолютну – співвідношення результатів економічної діяльності та витрат для досягнення цих результатів.

- порівняльну – показує зміну результатів економічної діяльності по відношенню до вже досягнутих результатів.

Для оцінки економічного ефекту від впровадження нового обладнання РЗА трансформатора, доцільно провести порівняння базового та нового варіантів.

Важливе значення в розрахунку ефективності, в тому числі і ефективності релейного захисту трансформатора, є приведення розрахункових величин до порівняльних значень, яке виконується до розрахунків. Приведення забезпечує точність економічних розрахунків і їх обґрунтованість.

Розрахунки проводяться в однакових одиницях вимірювання, за однакові відрізки часу, на однакову кількість об'єктів розрахунку.

Розрахунок економічного ефекту і ефективності захисту трансформатора ґрунтується на виявленні шкоди, завданої підприємству при виникненні аварійної ситуації і дозволяє оцінити результативність захисту.

При розрахунках збитку враховуємо:

- втрати пов'язані з виходом з ладу обладнання, яке захищається, і витратами на його відновлення;

- втрати пов'язані з перервою подачі електроенергії.

Тривалість перерви електропостачання залежить від ряду обставин: наявності або відсутності постійного чергового персоналу, час на оперативні реагування, виконання заходів з відновлення живлення.

Збиток від припинення електропостачання розраховується за формулою:

$$Y = (a + b \cdot t) \cdot P,$$

де a – постійна (фіксована) частина збитку, яка не залежить від тривалості відсутності електропостачання. Приймаємо, що $a = 8,4$ грн / кВт;

b – змінна частина збитку, що залежить від виду споживчого сектора, $b = 85,4$ грн / кВт;

t – тривалість відсутності електропостачання, 1 год;

P – споживана потужність, відключена в результаті відмови релейного захисту, кВт.

Значення P визначимо за формулою:

$$P = 0,7 \cdot S_T \cdot \cos \phi \cdot K_n,$$

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $K_{п}$ – коефіцієнт попиту (одночасності), приймаємо рівним 0,6.

Тоді:

$$P = 0,7 \cdot S_T \cdot \cos \phi \cdot K_c = 0,7 \cdot 16000 \cdot 0,9 \cdot 0,6 = 6048 \text{ кВт.}$$

Вартість збитку для споживачів:

$$Y_{\text{спож}} = (a + b \cdot t) \cdot P = (8,4 + 85,4 \cdot 1) \cdot 6048 = 567302 \text{ грн.}$$

Розраховуємо сумарний збиток:

$$Y_{\text{сум}} = Y_{\text{обл}} + Y_{\text{пот}} = 1500000 + 567302 = 2067302 \text{ грн.}$$

Під величиною умовного економічного результату розуміємо ймовірність уникнути збитків.

$$k_{н} = 1 - k_{\text{відкл}}$$

Число відмов релейного захисту в рік на одній підстанції при застарілих електромеханічних елементах можна прийняти в середньому рівним 0,3. Тоді умовний економічний результат буде дорівнює:

$$P_1 = Y_{\text{сум}} \cdot k_{н1} = 2067302 \cdot (1 - 0,3) = 1447111 \text{ грн.}$$

Число відмов релейного захисту в рік на одній підстанції при встановлених МПП РЗА можна прийняти в середньому рівним 0,01.

$$P_2 = Y_{\text{сум}} \cdot k_{н2} = 2067302 \cdot (1 - 0,01) = 2046629 \text{ грн.}$$

Витрати на виконання проекту у загальному вигляді включають в себе:

- капітальні (одноразові витрати);
- поточні (багаторазові виплати).

Припустимо, що повна собівартість проекту установки МПП РЗА $B_1 = 300\,000$ грн, собівартість базового варіанту $B_2 = 60\,000$ грн.

Економічний ефект складе:

- для 1-го варіанту:

$$E_1 = P - B = 1447111 - 60000 = 1387111 \text{ грн.}$$

- для 2-го варіанта:

$$E_2 = P - B = 2046629 - 300000 = 1746629 \text{ грн.}$$

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

Порівнявши економічний ефект базового і проектованого варіантів, бачимо що капіталовкладення в РЗА трансформатора на основі МПУ виправдані і вигідні.

Економічна ефективність:

$$e = \frac{E_1}{B} = \frac{1387111}{300000} = 4,62 \text{ грн.}$$

Це означає, що кожна гривня, витрачена на захист обладнання ПС, дозволить зберегти власнику 4,62 грн.

Згідно з наведеними розрахунками, виконання заміни електромагнітних захистів на мікропроцесорні є економічно ефективним.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

9 ОХОРОНА ПРАЦІ

9.1 Інструкція при технічному обслуговуванні, монтажі і налагодженні пристроїв і кіл релейного захисту, автоматики, управління та сигналізації

1. Загальні положення

1.1. Дана інструкція призначена для інженерів та електромонтерів служби релейного захисту та автоматики (СРЗА), інженерів та електромонтерів груп релейного захисту та автоматики (РЗА), зайнятих ремонтом, монтажем, налагодженням пристроїв РЗА, а також вторинних кіл електроустановок 0,4 – 110кВ (надалі ремонтний персонал РЗА). Інструкцію повинні знати інженери та електромонтери РЗА.

1.2. За порушення вимог даної інструкції винна особа може бути притягнута до дисциплінарної, матеріальної, а у випадках передбачених діючим законодавством до адміністративної чи кримінальної відповідальності.

1.3. До виконання робіт в пристроях РЗА допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд та визнані придатними для робіт в діючих електроустановках.

1.4. При прийомі на роботу персонал РЗА повинен пройти:

- вступний інструктаж з питань охорони праці (ОП) та пожежної безпеки (ПБ);
- навчання з ОП та ПБ в учбовому центрі (УЦ) за 30 годинною програмою;
- первинний інструктаж на робочому місці.

1.5. До призначення на самостійну роботу персонал РЗА повинен пройти:

- необхідне професійне навчання на робочому місці за програмою, затвердженою директором технічним;

					МР 3.8.141.213 ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Мироненко А.С.			Модернізація релейного захисту підстанції 110/6 кВ «Вузлова»		
Керівник		Петровський М.В.					
Консульт.							
Н. Контр.		Никофоров М.А.					
Зав. каф.		Лебединський І.Л.					
					літ.	арк.	аркушів
						85	112
					СумДУ, ЕТ.м-91		

- пройти кваліфікаційну перевірку знань інструкції з ОП відповідно до займаної посади, Правил безпечної експлуатації електроустановок (ПБЕЕ), Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж (ПТЕЕСіМ), Правил пожежної безпеки (ППБ), Правил безпеки при роботах з інструментом та пристосуваннями, Інструкції з надання першої допомоги потерпілим у зв'язку з нещасними випадками при обслуговуванні енергетичного обладнання.

Після кваліфікаційної перевірки знань робітник отримує посвідчення встановленої форми, в якому вказані прізвище, ім'я, по батькові, займана посада, присвоєна група з електробезпеки (ЕБ), записи про проходження кваліфікаційних перевірок, дата проходження медичного огляду. Робітник, перебуваючи на робочому місці, повинен мати при собі посвідчення.

1.6. В процесі роботи робітник повинен проходити:

- повторний інструктаж 1 раз в місяць таким чином, щоб протягом кварталу охопити всі питання первинного інструктажу з охорони праці, а протягом року – усі питання технології виконання робіт і пожежної безпеки;

- позаплановий інструктаж з ОП та ПБ (на вимогу керівних документів, при вступі в силу нових Правил, при змінах в технологічному процесі або модернізації устаткування, при порушеннях працюючим правил безпеки, які можуть призвести до аварій, вибухів, пожеж);

- кваліфікаційну перевірку знань з ПБЕЕ та інструкції з ОП (1 раз на рік), технології робіт та ППБ (1 раз на 3 роки);

- протипожежні тренування (2 рази на рік).

1.7. При порушенні вимог цієї інструкції залежно від характеру порушення може бути проведено позаплановий інструктаж або призначена позапланова перевірка знань.

1.8. При виконанні робіт в пристроях РЗА на підстанції можуть мати місце такі небезпечні та шкідливі фактори:

- наявність небезпечної напруги на струмоведучих частинах пристроїв РЗА;

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		86

- наявність крокової напруги в зоні розтікання електричного струму при замиканнях струмоведучих частин на землю;

- можливість появи небезпечної напруги на корпусах обладнання при його пошкодженні;

- недостатня освітленість робочої зони при роботах в приміщеннях і поза приміщеннями в темний час доби, а також в аварійних ситуаціях при відсутності напруги в мережі освітлення;

- підвищена або понижена температура в робочій зоні при виконанні поза приміщеннями;

- загазованість робочої зони при пожежі.

1.9. Для захисту від впливу шкідливих і небезпечних факторів необхідно застосовувати відповідні засоби захисту, спецодяг та інструменти, що видаються згідно типових галузевих норм. Небезпечні роботи слід виконувати з дотриманням спеціальних організаційних і технічних заходів.

1.10. Для захисту від ураження електрострумом необхідно застосувати захисні засоби: діелектричні рукавиці, боти, калоші, килимки, підставки, ізолюючі накладки, ковпаки, плакати і знаки безпеки, а також інструмент з ізолюючими рукоятками.

1.11. При недостатній освітленості робочого місця слід застосовувати додаткове місцеве освітлення або переносні електричні ліхтарі.

1.12. На робочому місці при виконанні робіт в електроустановках необхідно користуватися спецодягом, а саме:

- костюм бавовняний;
- куртка ватяна;
- брюки ватні;
- чоботи кирзові.

1.13. В зимовий час при пониженій температурі на робочому місці слід користуватися утепленням одягом.

1.14. Необхідно виконувати такі вимоги особистої гігієни:

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>87</i>

- мити руки з милом перед прийняттям їжі;
- не приймати їжу на робочому місці;
- утримувати спецодяг та засоби індивідуального захисту в чистоті і зберігати їх окремо від домашніх особистих речей.

1.15. Необхідно виконувати правила внутрішнього розпорядку підприємства.

1.16. Кожний робітник повинен дотримуватися вимог цієї інструкції.

2. Вимоги безпеки перед початком робіт

2.1. Перед початком робіт необхідно переодягнутися в спецодяг у відповідності з погодою та температурою зовнішнього повітря.

2.2. Спецодяг повинен бути чистим, застібнутим на всі гудзики, рукава повинні бути опущені і застібнуті у кистей рук. В одязі не повинно бути звисаючих кінців, волосся необхідно прибрати під щільно прилеглий головний убір або каску (при роботах у відкритому розподільчому пристрої (ВРП) та закритому розподільчому пристрої (ЗРП), в зимовий час має бути підшоломник). Каска повинна мати ремінець, який застібається за підборіддя і запобігає її спаданню при нахилах.

2.3. Перевірити справність і придатність засобів захисту, застосовуваних під час виконання роботи:

- відсутність зовнішніх пошкоджень (проколів, тріщин, розривів і сторонніх включень у діелектричних рукавичок та інших засобів захисту з гуми і пластмаси, цілісність скла захисних окулярів, цілісність каски).

- дата наступного випробовування (термін придатності) по штампі або бірці.

2.4. Перевірити наявність та справність інструменту, що знаходиться на робочому місці, який повинен відповідати таким вимогам:

- рукоятки щипців, кусачок повинні мати захисну ізоляцію;
- ізоляція інструменту повинна покривати всю рукоятку і мати довжину не менше 100 мм до середини обмежувального упору; для інструментів, що застосовуються тільки в колах вторинної комутації, допускається довжина рукоятки, що забезпечує зручність в користуванні;

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

- ізоляція стрижнів викруток повинна закінчуватись спочатку лопатки;
- гайкові ключі повинні мати паралельні губки і відповідати зазначеному на них розміру, робочі поверхні ключів не повинні мати збитих скосів, а рукоятки задирок;

- рукоятка молотка повинна по всій довжині мати овальну форму, повинна бути гладкою, без сучків і тріщин, укріплена в інструменті за допомогою металевого клину. Бойок молотка повинен мати гладку, злегка опуклу поверхню без косини, відколів, вибоїн, тріщин, задирок.

2.5. Робочий інструмент слід зберігати в переносному інструментальному ящику або сумці.

2.6. Необхідно перевірити справність контрольно-вимірювальних приладів та пристроїв, що знаходяться на робочому місці.

2.7. Перевірити наявність заземлення випробувальної установки.

2.8. Перевірити справність застосовуваних переносних світильників.

2.9. Перед початком роботи з електрифікованим інструментом повинні бути перевірені:

- комплектність та надійність кріплення деталей;
- справність кабелю і штепсельної вилки, цілісність ізоляційних деталей корпусу, рукоятки та кришок щіткотримачів, наявність захисних кожухів та їх справність (зовнішнім оглядом);
- чіткість роботи вимикача;
- робота на холостому ході.

Електроінструмент, який не відповідає хоча б одній з вище перерахованих вимог або з простроченою датою періодичної перевірки, застосовувати забороняється.

2.10. Перед виїздом на автотранспорті необхідно перевірити:

- наявність вогнегасника та аптечки, звернувши увагу на її комплектність;
- наявність переліку та справність необхідних засобів захисту.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

2.11. Перед початком робіт при виявленні несправності інструменту, контрольно-вимірювальних приладів та пристроїв, засобів захисту та електроінструменту член бригади повинен повідомити керівника робіт. Керівник робіт повинен прийняти заходи по усуненню несправностей або недоліків. Якщо усунути недоліки та несправності до початку робіт неможливо, то персонал служби РЗА повинен негайно повідомити керівництво служби РЗА, а у філіях персонал груп РЗА – головного інженера. Працювати з несправними інструментами, пристроями, контрольно-вимірювальними приладами, засобами захисту та електроінструментом забороняється.

2.12. Підготовка до проведення роботи по заявці в пристроях РЗА проводиться оперативним персоналом в частині перемикаючих пристроїв, якими йому дозволено виконувати операції (випробувальні блоки, накладки, перемикачі, автомати і т.п.).

Після отримання дозволу диспетчера на допуск до роботи за заявкою, який повинен бути одержаний безпосередньо перед початком, оперативний персонал повинен виконати наступне:

а) з'ясувати, чи є які-небудь додаткові обмеження щодо проведення роботи відповідно до вказівок оперативно-диспетчерської служби, якщо заявка дозволена, оцінити їх з оперативної точки зору в нашому випадку поточному режиму роботи підстанції;

б) виконати необхідні відключення і включення первинного обладнання (при цих операціях присутність персоналу, що допускається до роботи, не є обов'язковим);

в) провести інструктаж бригади, яка буде проводити роботи, в тому числі і керівника робіт, обов'язково необхідно вказати, який час відведено при вирішенні заявки на виконання роботи і які додаткові умови і обмеження повинні виконуватися при цьому;

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

г) відключити (вивести з роботи) накладками, ключами, запобіжниками, випробувальними блоками (якщо оперативний персонал має право ними оперувати) і т.п. пристрої РЗА, зазначені в заявці, для проведення роботи;

д) закрити ізолюючими шторками або захистити панелі (або їх окремі частини) пристрої РЗА, поруч з тими, на яких будуть проводитися роботи по заявці. Панелі повинні закриватися як з лицьового, так і з заднього боку;

є) виконувати всі заходи у відповідності з вимогами правил техніки безпеки;

ж) провести допуск до роботи бригади у відповідності з нарядом або розпорядженням на проведення роботи відповідно заявки.

2.13. Перед допуском керівник повинен з'ясувати у допускача які заходів вжито щодо підготовки робочого місця, а потім переглянути цю підготовку особистим оглядом. Керівник робіт повинен переконатися у:

а) відповідності первинної схеми з'єднань умовами проведення робіт по положенню комутаційної апаратури;

б) правильності положення перемикаючих пристроїв в ланцюгах РЗА, якими оперував оперативний персонал. Положення перемикаючих пристроїв повинно відповідати умовам дозволеної заявки. Обов'язковий контроль з боку персоналу РЗА не знімає повноти відповідальності оперативного персоналу за правильність положення перемикальних пристроїв, якими йому дозволено виконувати операції;

в) виконанні всіх інших вимог дозволеної заявки на проведення даної роботи;

г) достатності огорожень місця роботи, сусідніх панелей рядів затискачів, що залишаються в роботі реле та іншої апаратури.

2.14. Після допуску до роботи оперативним персоналом керівник робіт в ланцюгах РЗА повинен приступити до подальшої підготовки робочого місця. При цьому, а також під час виконання робіт керівнику робіт та членам бригади забороняється виконувати роботу на будь-якому діючому обладнанні, окрім того, на яке був проведений допуск. Підготовка робочого місця персоналом РЗА полягає у від'єднанні пристроїв РЗА, на яких повинні проводитися роботи по заявці. Відключення необхідно проводити за допомогою містків вимірювальних

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		91

затискачів або відключенням і ізолюванням провідників на рядах затискачів з дотриманням заходів безпеки, що виключають можливість помилкового відключення вимикачів, порушення справності кіл напруги, струму, оперативних кіл і т.д. В робочому зошиті або у програмі повинні робитися записи про всі проведенні від'єднання ланцюгів.

3. Вимоги безпеки під час виконання робіт

3.1. Під час виконання робіт необхідно беззаперечно виконувати всі вказівки керівника робіт, а також інструктивні вказівки, отримані при допуску, крім вказівок, що суперечать ПБЕЕ або становлять небезпеку для людей.

3.2. Під час виконання робіт необхідно суворо дотримуватися вимог плакатів і знаків безпеки, встановлених на робочому місці і на огороженні робочого місця. Забороняється прибирати, переставляти плакати і огороження, знімати і накладати заземлення, якщо це не обумовлено в окремих вказівках наряду.

3.3. Забороняється виконувати роботи, не обговорені в наряді або розпорядженні, а також роботи на обладнанні, що не входить в робоче місце.

3.4. Забороняється виходити за територію робочого місця без дозволу керівника робіт навіть для справ, пов'язаних з виконанням роботи.

3.5. Про виявлені несправності пристроїв РЗА персоналом служби РЗА необхідно негайно повідомити керівництво служби РЗА, а у філіях персоналом груп РЗА – головного інженера та керівництво служби РЗА.

3.6. Після перерви протягом робочого дня членам бригади забороняється повертатися на робоче місце без керівника робіт.

3.7. Забороняється куріння та розведення вогню на робочому місці. Куріння дозволяється тільки у відведеному для цього місці.

3.8. Забороняється знаходження на робочому місці сторонніх осіб, не пов'язаних з виконанням даної роботи.

3.9. При нещасному випадку слід негайно звернутися за медичною допомогою та повідомити про те, що сталося, керівництву РЗА. Необхідно

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

прийняти міри до збереження обстановки, при якій виник нещасний випадок, якщо це не загрожує життю людей та безаварійної роботи обладнання.

3.10. Необхідно вміти правильно надавати допомогу потерпілому до прибуття медичного персоналу.

3.11. При роботах в колах РЗА керуватися нормативними документами з організації та виробництва робіт в пристроях релейного захисту та електроавтоматики електростанцій і підстанцій.

3.12. При роботах зі свердлення отворів в панелях та шафах РЗА використовувати захисні окуляри, щоб уникнути попадання в очі сторонніх тіл.

3.13. Перевірка захисту первинним струмом необхідно виконувати тільки за нарядом.

3.14. При випробуванні ізоляції вторинних кіл підвищеною напругою або мегометром всі роботи в ланцюгах РЗА припиняються на час випробувань з оформленням в наряді перерви.

3.15. Прозвонку ланцюгів РЗА робити тільки після перевірки відсутності напруги на ланцюгах, що перевіряються.

3.16. При наблизенні грози повинні бути припинені всі роботи на повітряних лініях (ПЛ), повітряних лініях зв'язку (ПЛЗ); у відкритих розподільчих пристроях (ВРП) і закритих розподільчих пристроях (ЗРП) на виводах і лінійних роз'єднувачах ПЛ; на кабельних лініях (КЛ) підключених до ділянок ВЛ, а також на вводах ПЛЗ в приміщеннях вузлів зв'язку та на антено-щоглових спорудах. Також усі роботи повинні бути припинені при виникненні аварійної ситуації.

4. Вимоги безпеки після закінчення робіт

4.1. Після закінчення робіт необхідно прибрати з робочого місця матеріали, деталі, інструмент, захисні засоби, перевірочну апаратуру у відведені для них місця.

4.2. Після повного закінчення роботи керівник робіт повинен вивести бригаду з робочого місця, відновити схему, зняти встановлені бригадою тимчасові огорожі, переносні плакати, прапорці та заземлення, зачинити двері

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електроустановки на замок, повідомити працівника, який здійснює допуск, а при його відсутності – працівника, який видав дозвіл на підготовку робочих місць та допуск.

4.3. Після закінчення роботи необхідно вимити обличчя і руки з милом і переодягнутися. Спецодяг зберігати в спеціальних шафах.

4.4. Забороняється після закриття наряду залишатися на робочому місці або повертатися для виконання будь-якої роботи.

4.5. Про виявленні під час роботи несправності та недоліки, керівник робіт повинен повідомити начальника СРЗА, а у філіях персонал груп РЗА повідомляє начальника СРЗА та головного інженера відповідної філії.

4.6. Забороняється ввід у роботу силового обладнання без справних захистів.

5. Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

5.1. При виникненні аварійної ситуації на діючому обладнанні під час виконання робіт, а саме:

- помилкова подача робочої напруги на робоче місце;
- виникнення однофазного замикання на землю;
- виникнення пожежі;
- падіння або обрив проводів, шин, ізоляторів;
- розрив трансформаторів струму, напруги, розрядників, опорних ізоляторів повітряних вимикачів;
- розрив мембрани вихлопної труби або спрацювання запобіжного клапану бака силового трансформатора;
- наближення грози;
- нещасний випадок.

Необхідно негайно видалити бригаду на безпечну відстань і доповісти про це черговому персоналу.

5.2. Забороняється наближатися до місця замикання на землю на відстань менше 4 м в ЗРП та 8 м у ВРП. Наближення до місця замикання на землю в електроустановках допускається тільки для зняття напруги та звільнення людей,

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

які потрапили під напругу. В цьому випадку необхідно користуватися електрозахисними засобами (діелектричні боти, діелектричні рукавиці, ізолюючі штанги).

5.3. При наближенні грози необхідно припинити роботи в ВРП, в ЗРП, на вводах та лінійних роз'єднувачах ПЛ.

5.4. При виникненні пожежі та загазованості робітник, який помітив це, повинен оцінити ситуацію:

- якщо своїми силами вогонь загасити неможливо, повідомити черговому диспетчеру, вказати при цьому адресу та місце виникнення пожежі, що горить та прийняти заходи з евакуації людей, матеріальних цінностей та локалізації розповсюдження пожежі в просторі;

- приступити до гасіння осередку вогню з використанням первинних засобів пожежогасіння (пожежних кранів, вогнегасників, води, піску і т.д.), дотримуватися при цьому правила особистої безпеки і техніки безпеки (відключити електромережу, не проходити повз вогонь до місця розташування первинних засобів гасіння пожежі і т.д.).

5.5. При нещасному випадку всі роботи повинні бути припинені, потерпілий звільнений від дії травмуючого фактора, потерпілому повинна бути надана необхідна допомога. Всі працюючі повинні бути видалені з небезпечної зони, обстановка на робочому місці збережена до прибуття комісії, якщо це не загрожує безпеці людей і пошкодженню обладнання. У всіх аварійних ситуаціях необхідно діяти вдумливо, без поспіху з урахуванням вимог власної безпеки та безпеки оточуючих.

9.2 Причини виникнення пожеж та заходи запобігання пожежонебезпечних ситуацій на підстанціях

Згідно з ГОСТ 12.1.004-91 (1999) небезпечними факторами, що впливають на людей та матеріальні цінності, є: полум'я та іскри; підвищена температура

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		95

навколишнього середовища; токсичні продукти горіння та термічного розкладу; дим; понижена концентрація кисню.

До вторинних проявів небезпечних факторів пожежі, що впливають на людей та матеріальні цінності, відносяться:

- осколки, частини зруйнованих апаратів, агрегатів, установок, конструкцій;
- радіоактивні та токсичні речовини та матеріали, що виділяються зі зруйнованих апаратів та установок;
- електричний струм, що виникає в результаті попадання високої напруги на струмопровідні частини конструкцій, апаратів, агрегатів;
- небезпечні фактори вибуху за ГОСТ 12.1.010, що виникли в результаті пожежі.

Аналіз причин пожеж свідчить про те, що частіше за все вони виникають через несправності та неправильну експлуатацію електротехнічних установок та пристроїв. Пожежі виникають у результаті коротких замикань в електричних мережах, порушення правил експлуатації електрообладнання, застосування несправних освітлювальних приладів, електропроводки та пристроїв, що дають іскріння, відсутність технічних засобів попередження аварій і пожежної безпеки, відсутності блискавковідводів, неправильного розташування технічних засобів захисту від статичних і атмосферних розрядів.

Пожежі трансформаторів виникають, в основному, при пошкодженні маслонаповнених вводів через внутрішні перекриття, що супроводжуються вибухом вводів, або розривах бака потужних трансформаторів при пошкодженні головної ізоляції обмоток. Займання масла при цьому відбувається від дуги, так як захисти відключають трансформатор з деяким запізненням, тобто після того, як вже виникло руйнування вводу або бака або стався спалах викинутих з трансформатора горючих газів і парів масла.

Пожежі становлять велику небезпеку через наявність в трансформаторі великої кількості масла, що є легкозаймистим матеріалом, яке при руйнуванні бака

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		96

може розлитися на великій площі і призвести до поширення пожежі на обладнання, яке знаходиться поруч.

Протипожежні засоби, якими оснащуються трансформатори, повинні підтримуватися в справному стані і періодично перевірятися відповідно до інструкції. Стационарні установки пожежогасіння повинні мати засувки з автоматичним управлінням і включатися в роботу при спрацьовуванні захистів від внутрішніх пошкоджень.

Маслоприймальні та дренажні пристрої під трансформаторами, які попереджують розтікання масла і поширення пожежі на інше обладнання, повинні забезпечувати відведення з-під трансформатора масла в будь-який час року на безпечну в пожежному сенсі відстань.

Температура нагрітих поверхонь виробничого обладнання та огорожень на робочих місцях не повинна перевищувати 45 °С.

9.3 Розрахунок освітлення приміщення, у якому розміщені пристрої РЗА

У даному підрозділі розраховано освітлення приміщення ЩР (щит реле), у якому розташовані пристрої РЗА підстанції. Розрахунок проведено «методом розрахунку освітленості від світних ліній». Для установки використовуються світильники ЛСП18 із світлодіодними трубчастими лампами серії «MASTER LEDtube EM/Mains» виробництва компанії Phillips.

Коефіцієнт запасу $k = 1,5$ [13]. Інші параметри зазначені в табл. 9.1.

Схематичне зображення освітлювальної установки наведено на рис. 9.1.

Таблиця 9.1 – Вихідні дані

Розмір приміщення, $A \times B$, м ²	Висота приміщення H , м	Мінімальна освітленість E_{\min} , лк	Коефіцієнти відбиття $\rho_{cm}, \rho_C, \rho_P$, %
18×12	4,5	300	50, 50, 10

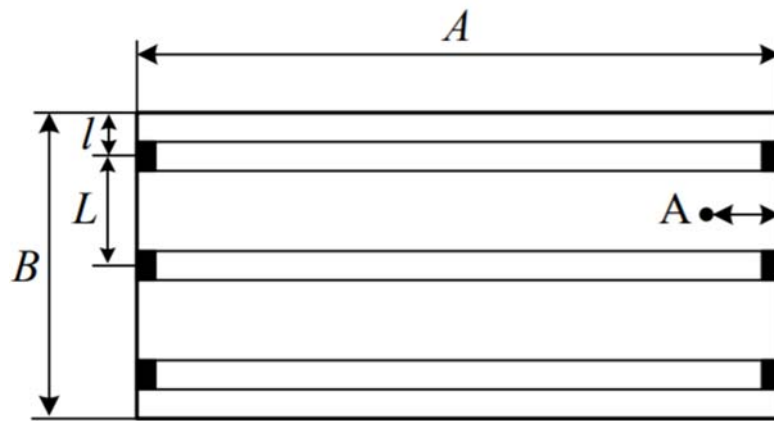


Рисунок 9.1 – Схематичне зображення освітлювальної установки

Визначаємо розрахункову висоту h від умовної робочої поверхні до світильників, м [13]:

$$h = H - h_p - h_c = 4,5 - 0,8 - 1 = 2,7 \text{ м,}$$

де h_c – відстань від світильника до стелі, $h_c = 1$ м (приймається в діапазоні 0 – 1,5 м);

h_p – висота розрахункової поверхні над підлогою, $h_p = 0,8$ м (якщо невідомо, приймається висота умовної робочої поверхні 0,8 м).

Визначаємо відстань між рядами світильників L використовуючи правило третин:

$$L = \frac{B - 2l}{N_r - 1} = \frac{B}{N_r - \frac{1}{3}} = \frac{12}{3 - \frac{1}{3}} = 4,5 \text{ м,}$$

тоді

$$l = \frac{1}{3}L = \frac{1}{3} \cdot 4,5 = 1,5 \text{ м.}$$

де N_r – кількість рядів світильників, $N_r = 3$;

l – відстань від крайніх рядів світильників до стіни, м (приймається у діапазоні $(0,3 \dots 0,5)L$ залежно від наявності поблизу стін робочих місць).

Контрольну точку А беремо між рядами на відстані від коротшої стіни $t = 2,7$ м, що дорівнює розрахунковій висоті h .

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Через точку А проводимо лінію, перпендикулярну до вісі рядів, яка розбиває їх на напівряди 1...6 (рис. 9.2).

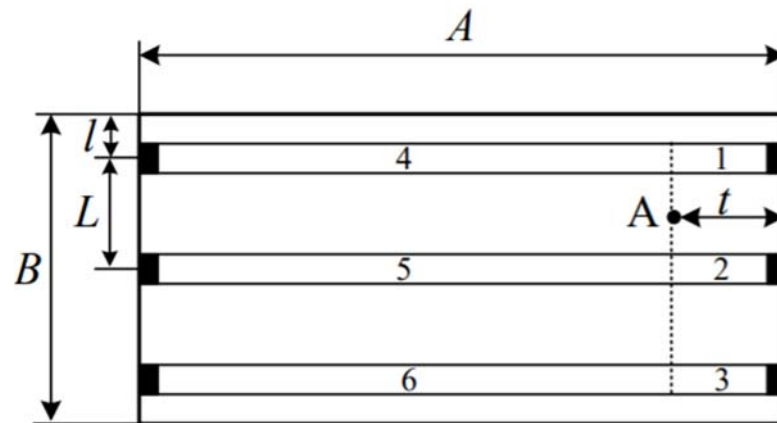


Рисунок 9.2 – До розрахунку освітлювальної установки

Для кожного напівряду визначаємо геометричні розміри:

- довжини світних ліній, l :

$$l_1 = l_2 = l_3 = t = 2,7 \text{ м};$$

$$l_4 = l_5 = l_6 = A - t = 18 - 2,7 = 15,3 \text{ м};$$

- відстані від проєкцій світних ліній на горизонтальну площину, що проходить через розрахункову точку, до розрахункової точки у метрах:

$$p_1 = p_2 = p_4 = p_5 = \frac{L}{2} = \frac{4,5}{2} = 2,25 \text{ м};$$

$$p_3 = p_6 = \frac{3L}{2} = \frac{3 \cdot 4,5}{2} = 6,75 \text{ м}.$$

Відносне значення довжини світних ліній:

$$l'_1 = l'_2 = l'_3 = \frac{l_1}{h} = \frac{2,7}{2,7} = 1;$$

$$l'_4 = l'_5 = l'_6 = \frac{l_4}{h} = \frac{15,3}{2,7} = 5,67;$$

Відносна відстань до проєкцій ліній:

$$p'_1 = p'_2 = p'_4 = p'_5 = \frac{p_1}{h} = \frac{2,25}{2,7} = 0,83;$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$p'_3 = p'_6 = \frac{p_3}{h} = \frac{11,25}{5} = 2,25.$$

За значеннями l' та p' з графіків лінійних ізолюкс (рис. 9.3) для світильників із кривою сили світла (КСС) типу Д знаходимо відносну освітленість ε . Розрахунок відносної освітленості ε зводимо у табл. 9.3.

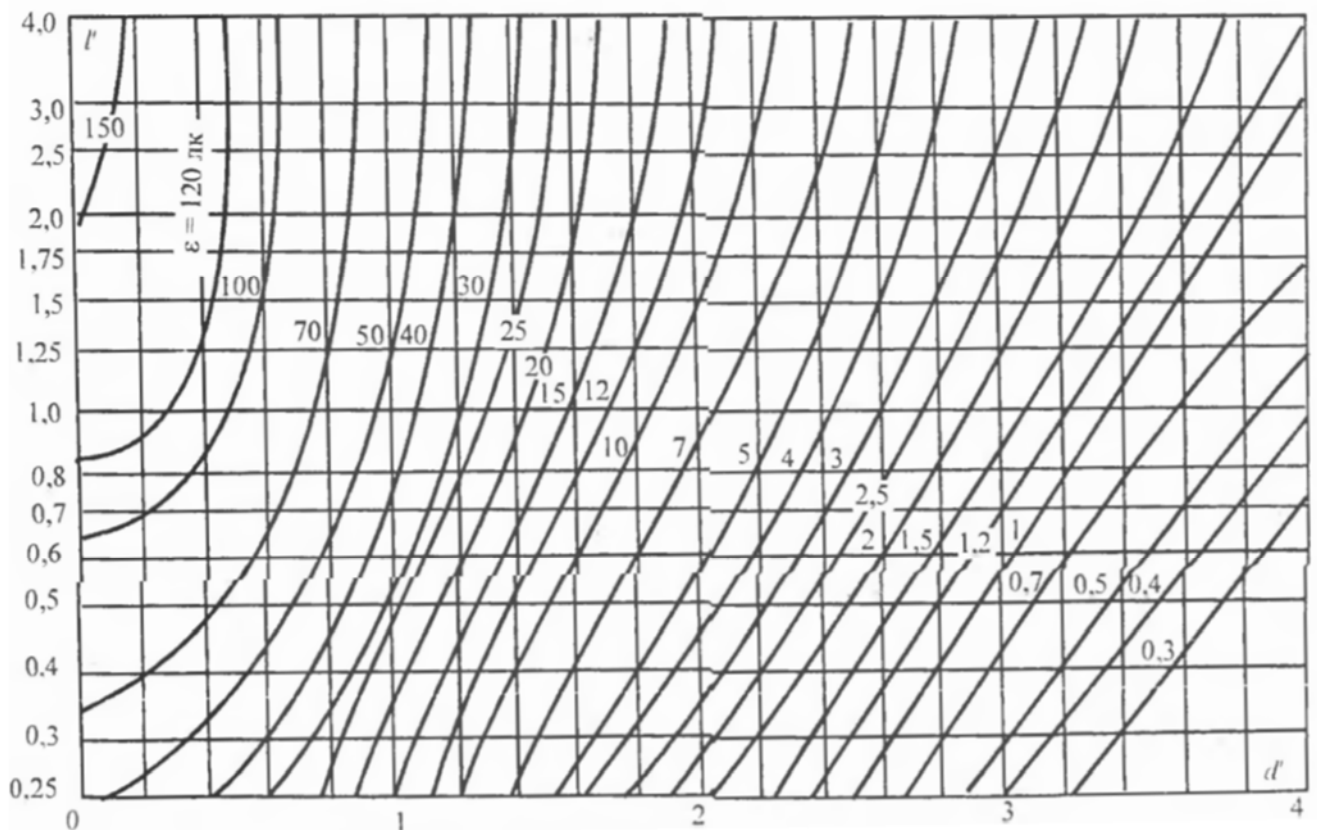


Рисунок 9.3 – Лінійні ізолюкси для світильників з КСС типу Д

Таблиця 9.2 – Розрахунок відносної освітленості

Напівряд	p_i , м	l_i , м	p'_i	l'_i	ε_i , ЛК
1, 2	2,25	2,7	0,83	1	2×57
3	6,75	2,7	2,5	1	3,6
4, 5	2,25	15,3	0,83	5,67	2×72
6	6,75	15,3	2,5	5,67	8
					$\sum \varepsilon = 270$

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

МР 3.8.14.1.213 ПЗ

Аркуш

100

Питомий світловий потік знаходимо за формулою:

$$\Phi' = \frac{1000Ekh}{\mu \sum \varepsilon},$$

де k – коефіцієнт запасу, $k=1.5$;

$\sum \varepsilon$ – сума значень відносної освітленості рядів;

μ – коефіцієнт додаткової освітленості, визначається за формулою:

$$\mu = \frac{\eta_p}{\eta_q},$$

де η_p – коефіцієнт використання світлового потоку при фактичних значеннях коефіцієнтів відбиття ρ_{cm} , ρ_C , ρ_P ;

η_q – коефіцієнт використання світлового потоку при невідбиваючих поверхнях приміщення («чорне приміщення», $\rho_{cm} = \rho_C = \rho_P = 0$).

Значення коефіцієнта використання приміщення знаходимо наступним чином:

- спочатку знаходимо індекс приміщення i :

$$i = \frac{A \times B}{h(A + B)} = \frac{18 \cdot 12}{2,7 \cdot (18 + 12)} = 2,67;$$

- визначаємо з табл. А.1 методичних вказівок [13] значення ККД приміщення при $\rho_{cm} = 50$, $\rho_c = 50$, $\rho_p = 10$, використовуючи метод інтерполяції: $\eta_n = 0,733$;

- аналогічним чином визначаємо з табл. значення ККД приміщення при $\rho_{cm} = 0$, $\rho_c = 0$, $\rho_p = 0$: $\eta_q = 0,613$.

Тоді

$$\mu = \frac{\eta_p}{\eta_q} = \frac{0,733}{0,613} = 1,2.$$

Тоді питомих світловий потік:

$$\Phi' = \frac{1000Ekh}{\mu \sum \varepsilon} = \frac{1000 \cdot 300 \cdot 1,5 \cdot 2,7}{1,2 \cdot 270} = 3769 \text{ лм/м}^2.$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Для створення освітлювальної установки попередньо вибираємо світильники ЛСП18-2x24 з лампами MASTER LEDtube 1500mm UO 24W 865 T8 FF RCA, довжина світильника $l_{св} = 1,63$ м, світовий потік лампи $\Phi_l = 3700$ лм.

Визначаємо необхідну кількість світильників у ряді:

$$N_A = \frac{\Phi' \cdot A}{n \cdot \Phi_l},$$

де n - кількість ламп в світильнику ($n = 2$).

$$N_A = \frac{3769 \cdot 18}{2 \cdot 3700} = 9,17 \approx 9 \text{ шт.}$$

Враховуючи кількість світильників в ряду визначаємо довжину світної лінії:

$$l_l = N_A \cdot l_{св} = 9 \cdot 1,63 = 14,67 \text{ м.}$$

Перевіряємо умову можливості розміщення отриманого ряду світильників у даному приміщенні:

$$l_l \leq A;$$

$$14,67 \leq 18.$$

Світильники розміщуються з невеликими проміжками, величина яких дорівнює:

$$d = \frac{A - l_l}{N_A - 1} = \frac{18 - 14,67}{9 - 1} = 0,416 \text{ м.}$$

Перевіряємо умову:

$$d \leq 0,5h;$$

$$0,416 \leq 2,7.$$

Умова виконується, тому ряд світильників з розривами d можна розглядати як світну лінію.

Встановлена потужність освітлювальної установки:

$$P = N_r N_A n P_l = 3 \cdot 9 \cdot 2 \cdot 24 = 1296 \text{ Вт.}$$

Для вибору оптимальної кількості та потужності ламп у світильнику проводимо аналогічний розрахунок для інших комбінацій. Результати розрахунку зводимо у табл. 9.3.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 9.3 – Результати розрахунку різних комбінацій кількості та потужності ламп у світильнику типу ЛСП18

	Потужність лампи, Вт											
	1x8	2x8	3x8	4x8	1x16	2x16	3x16	4x16	1x24	2x24	3x24	4x24
Φ_l , ЛМ	1050	1050	1050	1050	2500	2500	2500	2500	3700	3700	3700	3700
n , ШТ	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
l_{cb} , м	0,72	0,72	0,72	0,72	1,33	1,33	1,33	1,33	1,63	1,63	1,63	1,63
P_l , Вт	8	8	8	8	16	16	16	16	24	24	24	24
N_A , ШТ	65	32	22	16	27	14	9	7	18	9	6	5
l_l , м	46,8	23,04	15,84	11,52	35,91	18,62	11,97	9,31	29,34	14,67	9,78	8,15
Ум. розм.	-	-	+	+	-	-	+	+	-	+	+	+
d , м	-	-	0,103	0,432	-	-	0,754	1,448	-	0,416	1,644	2,463
Ум. св. л.	-	-	+	+	-	-	+	-	-	+	-	-
P , Вт	-	-	1584	1536	-	-	1296	-	-	1296	-	-

Із табл. 8.3 бачимо, що оптимальним є варіант 2×24 Вт, оскільки потужність освітлювальної установки в такому разі буде найменшою – 2436 Вт, а освітленість буде більш рівномірною, порівняно з варіантом 3×6 Вт.

Таким чином, для створення освітлювальної установки остаточно приймаємо світильники ЛСП18 - 2×24 з лампами MASTER LEDtube 1500mm UO 24W 865 T8 FF RCA, довжина світильника $l_{cb} = 1,63$ м, світовий потік лампи $\Phi_l = 3700$ лм. План приміщення з обраним розміщенням світильників показаний на рис. 9.4.

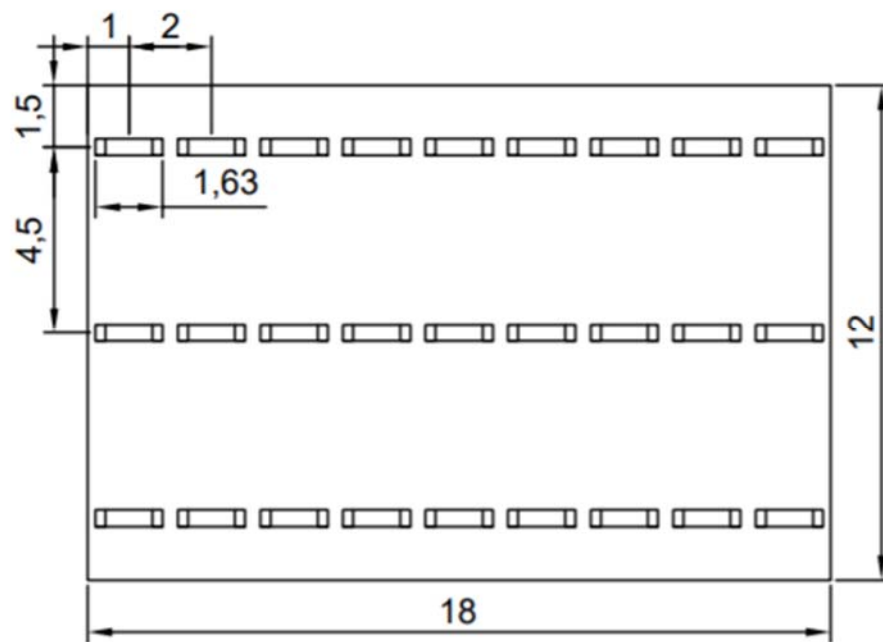


Рисунок 9.4 – План приміщення з обраним розміщенням світильників
(усі розміри в метрах)

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.213 ПЗ

Аркуш

104

ВИСНОВКИ

У даному дипломному проекті виконана модернізація релейного захисту та автоматики силових двохобмоткових трансформаторів типу ТДН-16000/110/6 понижувальної підстанції 110/6 кВ «Вузлова» (м. Суми).

Проаналізовано стан силового обладнання та релейного захисту. Запропоновано його модернізацію.

Для захисту силових трансформаторів, на заміну застарілих електромеханічних захистів, вибрано мікропроцесорний термінал RET670 виробництва всесвітньо відомої компанії – АВВ.

Релейний захист, запропонований у дипломному проекті, відрізняється від старих електромеханічних захистів підвищеною точністю, чутливістю, швидкістю, надійністю, простотою та зручністю експлуатації.

Розраховано уставки основних, резервних та технологічних захистів силових трансформаторів: диференційного захисту, диференційної відсічки, максимального струмового захисту, струмової відсічки, захисту від перевантаження, пуску обдуву.

Перевірено заземлюючий пристрій на допустимий опір розтіканню струму.

У науковій частині розглянуто фрактальну модель пробую діелектрика, яка дозволяє моделювати процеси, які відбуваються в діелектрику під час електричного пробую.

У економічній частині розглянуто структуру кошторисної вартості модернізації РЗА, виконано розрахунок економічного ефекту від впровадження нового мікропроцесорного релейного захисту силових трансформаторів. За результатами розрахунку можна зробити висновок: модернізація релейного захисту потребує капіталовкладень, але вони окупаються за рахунок зниження експлуатаційних витрат, втрат через пошкодження обладнання та недовідпуск електроенергії.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						105
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У розділі охорони праці розглянуто правила охорони праці для персоналу, що обслуговує пристрої РЗА; перелічені небезпечні фактори, які виникають під час пожеж, основні причини та місця їх виникнення та вимоги до протипожежних засобів; виконано розрахунок освітлення приміщення ЩР, у якому розміщені пристрої РЗА, вибрані для встановлення нові світлодіодні лампи.

					<i>MP 3.8.14.1.213 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		106

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок. – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Київ: 2017. – 617 с.
2. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Укладач: С.М. Лебеда. – Суми: Вид-во СумДУ, 2018. – 34 с.
3. Иванов И.В., Сельков Е.А. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. ООО "НТЦ "Механотроника." Санкт-Петербург, 2017.
4. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
5. Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей.
6. Дифференциальная защита трансформатора АВВ RET 670 – Описание и принцип работы 2007. - 37с., ил.
7. Дмитренко А.М. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты трансформаторов терминала RET670. 2007.
8. Методические указания к выполнению курсовой работы по курсу "Релейная защита и автоматика" для студентов специальностей 6.000008, 6.090603 / Составители: В.С. Ноздренков, В.И. Романовский. – Сумы: Изд-во СумГУ, 2008. – 50 с.
9. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Грозазахист і перенапруга у електричних мережах» / Укладачі: М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2019. – 24 с.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		107

10. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Москва: ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ, 1977. 8 р.

11. Экономический расчет комплекса электромонтажных работ: Методические указания к курсовой работе / С.М. Игнатьева, Е.М. Савицкая. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 72 с.

12. Мельник Л.Г., Карінцева О.І., Сотник І.М. Економіка енергетики. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2005. – 313 с.

13. Методичні вказівки і завдання до розрахунково-графічних робіт з курсу «Освітлення промислових споруд та житлових будинків» / Укладач М.В. Петровський. – Суми: Вид-во СумДУ, 2019. – 29 с.

14. Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Електричні станції і підстанції» / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега. – Суми: Вид-во СумДУ, 2005. – 93 с.

15. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.

16. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

17. Техническое справочное руководство RET 670. Терминал защиты трансформаторов.

18. ГКД 341.004.001-94. Київ: Міненерго України, 1994. 52 р.

19. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Москва: ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ, 1977. 8 р.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

20. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Москва: ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ, 1977. 8 р.

21. Методичні вказівки для виконання контрольної роботи з курсу "Основи охорони праці" для студентів усіх спеціальностей заочної форми навчання. За ред. Н. В. Лисогуба. - Суми: СумДУ, 2005.

22. Расчет релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография./Шабад М. А.-СПБ.:ПЭИПК, 2003.-4-е изд., и доп.-350 стр., ил.

23. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. - М.: Энергоатомиздат, 1998. - 800 с.: ил.

24. Методичні вказівки і завдання до розрахунково-графічних робіт з курсу «Освітлення промислових споруд та житлових будинків» / Укладач М.В. Петровський. – Суми: Вид-во СумДУ, 2019. – 29 с.

25. Освітлення промислових споруд та житлових будинків: конспект лекцій / укладач М.В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 226 с.

26. Василюк С.В., Василюк К.С. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с.

27. Петровський М.В. Техніка високих напруг: конспект лекцій. – Суми: СумДУ, 2015. – 171 с.

28. Смирнов Б.М. Физика фрактальных кластеров. М.: Наука, 1991. 136 с.

29. Федер Е. Фракталы. М.: Мир, 1991. 254 с.

30. Сканава Г.И. Физика диэлектриков. (Область сильных полей). М.: ГИФМ, 1958. 907 с.

31. Мандельброт Б. Фрактальная геометрия природы. – М.: Институт компьютерных исследований, 2002. – 656 с.

32. Медведев Д.А., Куперштох А.Л., Прууэл Э.Р., Сатонкина Н.П., Карпов Д.И. Моделирование физических процессов и явлений на ПК. – Новосибирск, 2003. – 83 с.

					MP 3.8.14.1.213 ПЗ	Аркуш
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А – ПАРАМЕТРИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Таблиця А.1 – Параметри силових трансформаторів 1Т та 2Т

№	Найменування технічних даних	Технічні дані	
1	Тип трансформатора	ТДН-16000/110/6	
2	ГОСТ (ТУ, ТЗ)	11677-85	
3	Кількість, шт	2	
4	Потужність, кВА	16000	
5	Напруга обмоток при ХХ, В	ВН	115000
		НН	6500
6	Схема та група з'єднань	Y _н /Δ-11	
7	Регулювання ВН	РПН	
8	Регулювання СН	-	
9	Межі РПН	±9×1,78%	
10	Частота, Гц	50	
11	Кількість фаз	3	
12	Напруга КЗ, %	ВН-НН 10,5	
13	Втрати холостого ходу ΔP _{хх} , кВт	18	
14	Втрати короткого замикання ΔP _{кз} , кВт	85	
15	Струм холостого ходу I _{хх} , %	0,5	
16	Установка (зовнішня, внутрішня)	зовнішня	
17	Форма котків (з ребордами, без)	з ребордами	
18	Колія, мм	2000	
19	Напруга живлення ланцюгів управління системи охолодження та РПН, В	220	
20	Напруга живлення двигунів системи охолодження та РПН, В	380 (3ф+N)	

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР 3.8.14.1.213 ПЗ

Аркуш

110

Продовження табл. А.1

21	Вид охолодження		Примусова циркуляція повітря (Д)
22	Відправка (з маслом, без масла)		з маслом
23	Випробування на стійкість при КЗ		Не проводиться, підтверджується розрахунком
24	Зовнішня ізоляція		Звичайна (клас А)
25	Вбудовані трансформатори струму	ВН	600-400-300-200/5
		Нейтраль ВН	300-200-150-100/5
26	Необхідність поставки масла для доливки та силікагелю		Необхідно
27	Вводи ВН-110 кВ		Масло-повітря з твердою RІP-ізоляцією, зовнішня ізоляція – фарфор
28	Умови поставки		Сумська обл., м. Суми, ст. «Суми-вантажні» Південної залізниці (код 445400)

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.213 ПЗ

Аркуш

111

ДОДАТОК Б – СХЕМА ЖИВЛЕННЯ ПС-110 кВ «ВУЗЛОВА»

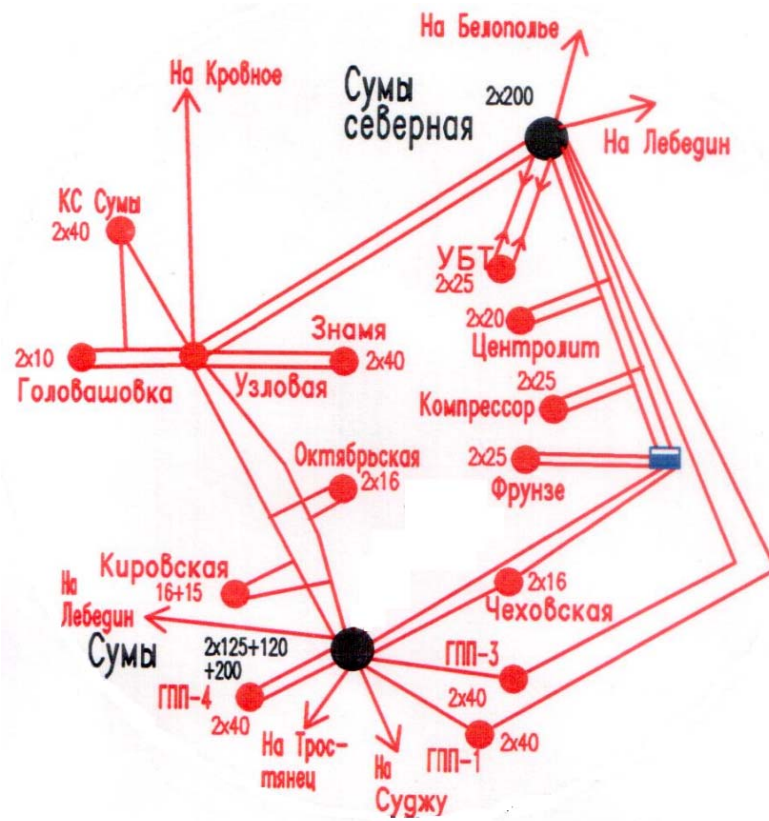


Рисунок Б.1 – Схема живлення ПС-110 кВ «Вузлова»

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.14.1.213 ПЗ