

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:

«Розрахунок параметрів та вибір обладнання розподільчої електричної мережі 10 кВ»

Спеціальність 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент гр. ЕТ-71

_____ А.В. Давиденко

Керівник

к.ф.-м.н., доцент

_____ М.В. Петровський

Суми – 2021

Сумський державний університет
Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики

Спеціальність 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

“ ____ ” _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Давиденко Андрій Вікторович

прізвище, ім'я, по батькові

1. Тема роботи: «Розрахунок параметрів та вибір обладнання розподільчої електричної мережі 10 кВ»

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Дата здачі студентом закінченої роботи _____ 04.06.2021 р.

3. Вихідні дані до роботи: Схема електричної мережі. Довжини повітряних ліній. Потужності вузлів навантаження. Схема грозозахисту. Схема заземлюючого контуру.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1. Розрахунок електричної частини підстанції;
2. Розрахунок релейного захисту трансформатора;
3. Розрахунок заземлюючого контуру;
4. Розрахунок блискавкозахисту ВРП;

5. Перелік графічного матеріалу:

1. Схема електричної мережі;
2. Схема нормального режиму роботи підстанції;
3. Схема заземлюючого контуру;
4. Схема грозозахисту.

РЕФЕРАТ

с. 60, рис. 9, табл. 26.

Бібліографічний опис: Давиденко А.В. Розрахунок параметрів та вибір обладнання розподільчої електричної мережі 10 кВ [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.В. Давиденко; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2021. – 60 с.

Ключові слова:

лінія електропередавання, трансформатор, напруга, струм, вимикач;
линия электропередачи, трансформатор, напряжение, ток, выключатель;
power line, transformer, voltage, current, circuit breaker.

Об'єкт дослідження: електрична мережа високої напруги.

Короткий огляд.

Розраховано мережу електропостачання для споживачів електричної енергії різних категорій. Для обраної підстанції проведена перевірка правильності вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів. Здійснений вибір високовольтних апаратів розподільчого пристрою. Для трансформаторів підстанції виконаний розрахунок релейного захисту: поздовжнього диференційного струмового захисту та максимального струмового захисту. Проведений розрахунок блискавкозахисту понижувальної підстанції, що виконаний у вигляді стрижневих блискавковідводів. Розраховано опір заземлювального контуру, який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- ЕА - електричний апарат
- ЕП - електроприймач
- ЕУ - електроустановка
- КЗ - коротке замикання
- КТП - комплектна трансформаторна підстанція
- ПС - підстанція
- ПУЭ - правила улаштування електроустановок
- РП - розподільний пункт
- СВ - струмова відсічка
- ТП - трансформаторна підстанція
- ТС - трансформатор струму
- ЦРП - центральний розподільний пункт
- ВРП – відкритий розподільчий пристрій
- ВРУ – відкрите розподільче устаткування
- РВС – розрядник вентиляний станційний
- МВ – масляний вимикач
- ЗРУ – закрита розподільча установка
- ОПУ – общепідстанційний пункт управління
- ТВП – трансформатор власних потреб
- ТП – трансформаторна підстанція
- ДГК – дугогасна котушка
- ГПУ – головний пункт управління
- ЧЕМ – черговий електрик

ЗМІСТ

Вступ.....	6
1. Опис підстанції.....	7
2. Розрахунок трансформаторної підстанції.....	9
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів.....	9
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	12
2.3 Вибір вимикачів.....	15
2.4 Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	21
2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги..	25
2.6 Вибір трансформатора власних потреб.....	32
3. Розрахунок релейного захисту.....	34
3.1 Розрахунок струмів коротких замикань.....	38
3.2 Вибір трансформатора струму та визначення коефіцієнтів чутливості захисту.....	40
3.3 Вибір запобіжника та його час-струмової характеристики.....	43
3.4 Побудова карти селективності захисту.....	45
3.5 Розрахункова перевірка трансформаторів струму.....	48
4. Розрахунок заземлюючого контуру.....	50
5. Розрахунок грозозахисту.....	53
Висновок.....	55
Список використаної літератури.....	56
Додатки.....	57

					БР 3.6.141.330 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок параметрів та вибір обладнання розподільчої електричної мережі 10 кВ. Пояснювальна записка	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Давиденко						
Перевірив		Петровський					5	60
Реценз.						СумДУ гр. ЕТ-71		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

ВСТУП

Мета даної роботи полягає в:

- систематизації, закріпленні та поглибленні теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін за напрямом професійної підготовки;
- формуванні навичок використання отриманих знань, під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- набуття досвіду виконання технічної документації – пояснювальної записки і креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи.

Основним завданням даної роботи є розрахунок лінії 10 кВ, що відходить від ПС Білопілля, а саме: розрахунок трансформаторної підстанції з вибором більш сучасних електричних апаратів, розрахунок релейного захисту лінії, розрахунок заземлюючого контуру підстанції та грозозахист лінії що відходить.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

1. ОПИС ПІДСТАНЦІ.

ПС 110/35/10 кВ «Білопільля» введена в експлуатацію в 1964 році і призначена для електропостачання споживачів як побутового так і сільськогосподарського сектора, а також ряду адміністративних установ м. Білопільля.

У 1980 році на ПС Білопільля була виконана реконструкція після якої через ПС Білопільля пройшло три транзитних ПЛ-110 кВ, одна з яких після 1991 року стала міжнародним транзитом Білопільля - Тьоткіне; Білопільля - Дяківка; Суми - Північна - Білопільля з відгалуженнями на Кровне і тупикова ПЛ - 110 кВ Білопільля - Ульяновка.

Підстанція займає територію 1,47 га.

Територія ПС огорожена на 50% цегляним парканом, побудованим в 1964 році і 50% сітчастим, добудованим після реконструкції в 1980 році, після демонтажу південної стіни цегляної огорожі.

На території ПС розташоване ВРП-110 кВ, де встановлені два силових трансформатора потужністю 25 МВА, металеві трансформаторні портали - 4 шт., Залізобетонні портали трьох систем шин - 12 шт., Портали проміжні - 2 шт. і 4 шт. лінійні. На залізобетонних сваях змонтовані вимикачі типу МКП - 110 кВ - 8 шин, а лінійні роз'єднувачі - 4 шт., Трансформаторні роз'єднувачі - 2 шт., Шинні роз'єднувачі - 20 шт., Трансформатори напруги типу НКФ - 6 шт., РВС - 110 кВ - 6 шт. конденсатори в/ч зв'язку - 8 шт. на залізобетонних стійках і порталах. На ВРУ - 35 кВ розташовані 7 шт. МВ - 35 кВ - на залізобетонних фундаментах все за винятком двох Іскра і СВ які змонтовані на з/б стійках. Два трансформаторних металевих портала з проміжною траверсою, на якій змонтовані трансформатори струму 35 кВ для обліку електроенергії на вводах 35 кВ. П'ять лінійних металевих порталів з проміжною траверсою, на якій змонтовані трансформатори струму 35 кВ для обліку електроенергії по ВЛ - 35 кВ що відходять, а також чотири металевих портали, що утримують ошиновку

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

секційної системи шин - 35 кВ і п'ять металевих порталів шинних мостів 10 кВ між трансформаторами 1Т і 2Т і вступними камерами ЗРУ - 10 кВ.

Конструкції трансформаторних, лінійних і шинних роз'єднувачів 35 кВ виготовлені з металевого уголка і встановлені на залізобетонному фундаменті також як і всі вище перераховані конструкції ВРУ-35 кВ.

На території ПС розташовані будівлі ОПУ та ЗРУ- 10 кВ. В ОПУ розташовані панелі захисту трансформатора 1Т і 2Т, захисту ПЛ-110 кВ, щит постійного струму, акумуляторна батарея, апаратна зв'язку, кімнати релейщиків і поч. гр. ПС, ПРП призначене для розміщення панелей захисту ПРВВ і захистів по ВЛ - 110 кВ Суми - Північна.

ЗРУ - 10 кВ призначений для розподілу електричної енергії рівнем напруги 10 кВ. Воно складається з 16 осередків, що відходять КЛ і ПЛ - 10 кВ, двох ввідних, двох осередків трансформаторів напруги, і ДГК - 1 і 2, двох камер ТВП - 1 і 2, камери АВР - 0,4 кВ та приміщення ГЩУ в якому розташовані панелі захистів трансформаторів 1Т і 2Т, дистанційне керування МВ і ВВ - 10 кВ, захисту ПЛ - 35 кВ, панель обліку електроенергії по ПЛ - 35 кВ мнемосхема ПС і робоче місце ЧЕМ ПС.

Власні потреби ПС забезпечують трансформатори власних потреб ТВП - 1 - 160 кВА і ТВП - 2 - 100 кВА. Всі лінії 110, 35, 10 кВ і введення 35,10 кВ силових трансформаторів обладнані приладами обліку електроенергії по напрузі 0,4 кВ, що дозволяє врахувати транзитні перетоки на шинах 110 кВ і надходження електричної енергії на шини 35, 10 і 0,4 кВ , тобто є можливість складання небалансу електричної енергії по підстанції.

Розрахунковий небаланс електричної енергії по підстанції становить + - 1,5% Фактичний небаланс на момент паспортизації при мінімальному навантаженні - 0,8%, а при максимальному навантаженні + 1,5%.

У всіх релейних шафах і панелях закриті ізолюючими накладками і опломбовані пломбами струмові кола, напруги, автомати ТН, клемні кришки електрولیчильників і самі лічильники до корпусів шаф. Таким чином на ПС виключена можливість несанкціонованого доступу до ланцюгів обліку.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

2. РОЗРАХУНОК ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ

2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

Обираємо трансформатор відповідно до вихідних даних.

Таблиця 1. Початкові дані

$P_{НОМ.НАВ}$, МВт	$\cos \varphi$	XL1, Ом	XL2, Ом	Скз.С, МВА
3,5	0,87	23	17	1700

Таблиця 2 – Навантаження в % від потужності

0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
45	45	60	95	100	100	75	100	95	110	115	110

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{35}{0,87} = 4,022 (МВА)$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = 2,873 (МВА)$$

Обираємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = 6,3 (МВА)$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою:

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100}$$

												Арк.
												9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.330 ПЗ							

Результати заносимо до таблиці 3:

Таблиця 3 - Навантаження в МВА

Годин	1,8	1,8	2,4	3,8	4	4	3	4	3,8	4,4	4,6	4,4
Навантаження, МВА	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3

Побудуємо графік навантаження (Рисунок 1).

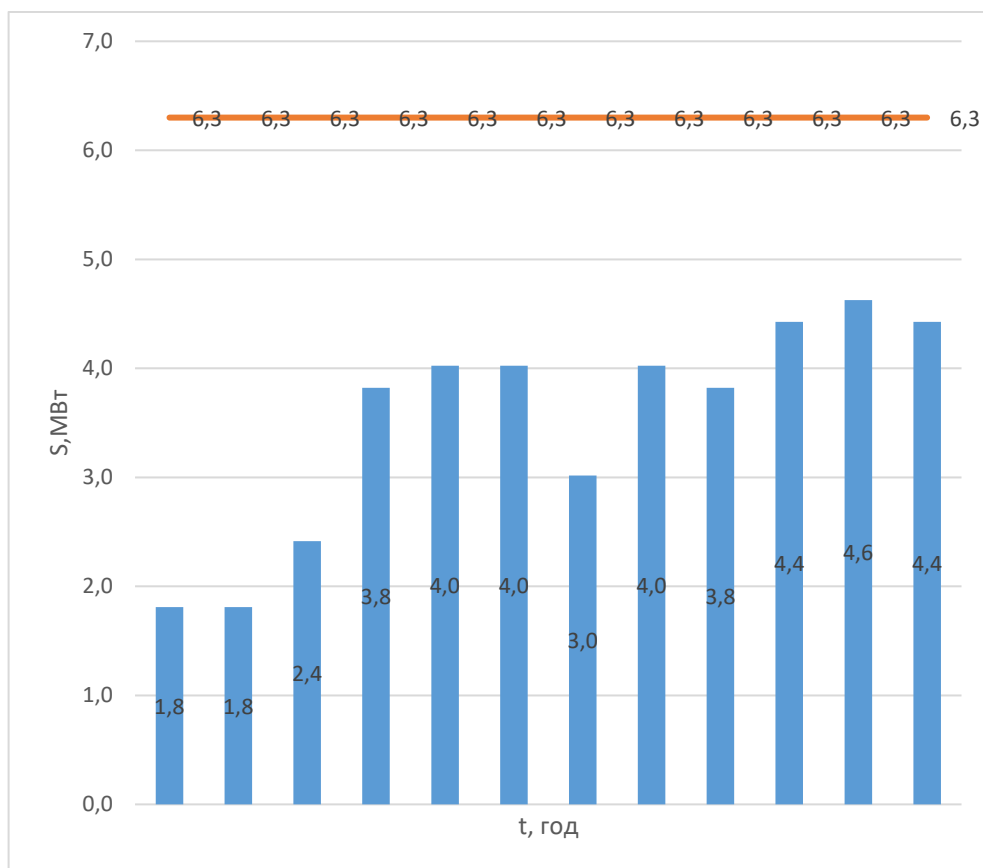


Рисунок 1 - Графік навантаження

За графіком навантаження ми можемо побачити, що перевантаження на трансформаторах відсутнє.

Обираємо два трансформатора ТМТН-6300/110-У1

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 1700 \text{ MVA}$

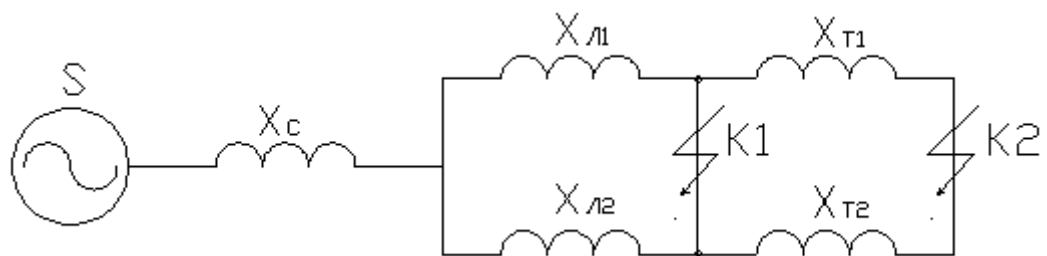


Рисунок 2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{110^2}{1700} = 7,117 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора:

$$S_T = 6,3 \quad (\text{MVA});$$

Опір трансформатора:

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 6,3 \cdot 10^6} = 201,66 \quad (\text{Ом});$$

Опір трансформаторів:

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{201,66}{2} = 100,833 \text{ Ом.}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (7,117 + 9,775)} = 3,759 \text{ (кА)};$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (7,117 + 9,775 + 100,833)} = 0,5394 \text{ (кА)}.$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,5394 \cdot \frac{110}{10} = 5,9340 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,7595 = 8,5493 \text{ (кА)};$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 5,9340 = 15,2735 \text{ (кА)}.$$

Припустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення:

$$I_{nr} = I_{K1} = 3,759 \text{ (кА)}$$

$$I_{nr} = I_{K2} = 5,934 \text{ (кА)}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 ;

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 3,7595 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,2647 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 5,9340 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,1357 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 3,7595^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 1,130 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

									Арк.
									13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

для K_2 $B_{K_2} = I_{K_2}^2 (t + T_a) = 5,9340^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 5,281 \text{ (кА}^2\text{с)}$

Таблиця 2 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ (K_1)	3,760	8,549	3,760	0,265	1,131
Шини 10 кВ (K_2)	5,934	15,274	5,934	1,136	5,282

2.3 Вибір вимикачів

Вибір вимикача на боці високої напруги, 110 кВ.

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = 46,26 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = 509 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = 254 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = 323 \text{ А.}$$

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Вибір вимикачів наведений у таблиці 3.

Таблиця 3 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	46	3150
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,75	40
$I_{yo} \leq I_{СКВ}$	8,54	102
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	3,759	40
$I_{аτ} \leq I_{аном}$	0,264	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1130	4800

Попередньо обираємо вимикач типу ВРС - 110-40/3150У2.

Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 3 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,934	12,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	15,27	32
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,934	12,5
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,135	5
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,28	468

Попередньо обираємо вимикач типу ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-46.

Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибор

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1616,581	2500
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	23,06775	31,5
$i_y \leq I_{прСКВ}$	52,52259	80
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	23,06775	31,5
$I_{ат} \leq I_{аном}$	4,415006	7,875
$B_K \leq I_{T^2t_r}^2$	79,81819	3969

Попередньо обираємо вимикач типу ВЕ-10-2500-31,5-УЗ(ТЗ).

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 110 кВ

Таблиця 5 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509	630
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,934	12,5
$i_y \leq I_{прСКВ}$	15,27	32
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,934	12,5
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,135	5
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,281	468

На лінію, що відходить, встановлюємо вимикач ВВ/TEL-10-12,5/630-У2-46.

У таблиці 6 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 6 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	462	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	8,549	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1130	4800 кА ² ·с

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ-1-110/630 Т1

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

2.3 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (рп)

В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелегалюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{\text{трив}}}{j_e}$$

j_e - економічна щільність струму

$$[j_e] = \frac{A}{\text{мм}^2}; j_e = 1,1 - \text{для неізолюваних алюмінієвих проводів (при}$$

$T_{\text{нб}} = 4880 \text{ ч}$ - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{\min} = \frac{46,292}{1,1} = 42,084 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 120/19, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 46,292 \text{ А}$$

$$I_{\text{дон}} = 390 \text{ А}$$

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{1,130}}{91 \cdot 10^{-3}} = 11,685 \text{ мм}^2,$$

$$\text{де } C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}.$$

Умова виконується $11,685 \leq 185$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{\text{кз}} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{\text{кз}} = 2,34 \text{ кА}$ - отже умова не виконується.

									Арк.
									21
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 120 мм², тому провід АС 185/24 задовольняє умові.

6) В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 3,23 \text{ кА}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 50×6 з трьома смугами на фазу, для цих шин $I_{\text{доп ном}} = 3380 \text{ А}$

$I_{\text{раб.нб}}$ - тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$ - тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

k_n - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°С , нормована температура жил 70°С і температурі середовища 20°С) обрали з таблиці АЗ(додаток).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп ном}} \cdot k_n = 567 \text{ А}$$

$$567 \text{ А} \leq 3549 \text{ А}$$

Нерівність виконується.

2) Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\text{min}}$$

q_{min} - min переріз за термічною стійкістю.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{5,28}}{91 \cdot 10^{-3}} = 25,25 \text{ мм}^2$$

3) Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ.

									Арк.
									22
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

БР 3.6.141.330 ПЗ

Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l=1,5$ м;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, $см^4$;

q - поперечний переріз шини, $см^2$.

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,66}{4 \cdot 0,5}} = 44,44 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

f_c - сила взаємодії між смугами

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{yo}^2}{b};$$

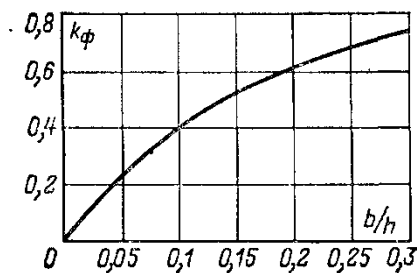


Рисунок 3- Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при $a_n = 2b$

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 1), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

$$k_\phi = 0,3 \left(\frac{b}{h} = \frac{1}{12} \right)$$

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,5 \cdot \frac{15273^2}{0,5} = 5,83 \left(\frac{H}{m} \right)$$

									Арк.
									23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Механічна напруга між смугами

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{5.83 \cdot 4.048^2}{12 \cdot 2.666} = 2,98 \text{ (МПа)}$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y\phi}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,01}{15273}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,5}} = 4,048 \text{ (м)}$$

$$a_c = 2b = (2 \cdot 0,5) / 100 = 0,01 \text{ (м)}$$

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{3} = 2,666 \text{ (см}^3\text{)}$$

W_c - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\phi}^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} = 1,818 \text{ МПа}$$

$$W_\phi = \frac{bh^4}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^4}{6} = 21,333 \text{ (см}^3\text{)}$$

$\sigma_{розр} = \sigma_c + \sigma_\phi \leq \sigma_{доп}$ - умова механічної міцності двосмугової шини.

$\sigma_{расч}$ - розрахунковий механічний напрямок у матеріалі шин, МПа,

$\sigma_{доп} = 82,5$ МПа - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву.

$$\sigma_{розр} = (2,98 + 1,818) \cdot 10^6 = 4,805 \leq 82,5 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності двосмугової шини виконується.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 10.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір трансформаторів струму наведений у таблицях.

Таблиця 11 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові Значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	46,29 А	400 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	8,54 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,130 кА ² ·с	192 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,82 Ом	1,2 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ-110Б-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}.$$

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100 \text{ м}$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F},$$

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

де: ρ - питомий опір міді, $0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом},$$

що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Таблиця 12 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509 А	1500 А
$i_y \leq i_{дин}$	15,27 кА	128 кА
$B_K \leq I_{T_r}^2 \cdot t_r$	5,28 кА ² ·с	360 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,403 Ом	0,8

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{np} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_K,$$

де: $Z_{ном}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$ - опір приладів, Ом;

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Z_K - опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}.$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{np} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{np} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{npил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,8 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Вибираємо трансформатор ТВЛМ-10. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Таблиця 13 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509 А	400 А
$i_y \leq i_{дин}$	15,27 кА	51 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	5,28 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,403	0,8

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом} .$$

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{К}} ,$$

де: $Z_{\text{ном}}$ - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ - опір приладів, Ом;

$Z_{\text{К}}$ - опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом} .$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F} ,$$

де: ρ - питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$,

F - перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,283 \text{ Ом} .$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,283 = 0,403 \text{ Ом} ,$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Вибираємо трансформатор ТВЛМ-10. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

На боці високої напруги (110 кВ) обираємо трансформатори НКФ-110-57У1, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках [2],[3].

Таблиця 14. Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-57У1	110/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 15. Трансформатори напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

2.6 вибір трансформатора власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 17.

Таблиця 17 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			P, кВт	Q, кВАр
Охолод. ТДТН-6300/110	2,5*2	5	0,89	0,51	5	2,56
Підігрів вимикачів на напрузі 110 кВ	3*1,8	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	10*0,6	6	1	0	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	1	0	5	0
Освітлення РП	1	2	1	0	2	0
Всього					23,4	2,56

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

де S_{TCH} - потужність трансформатора власних потреб, кВА.

S_{CH} - потужність споживачів власних потреб, кВА.

$$\text{Оскільки } S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{23,4^2 + 2,56^2} = 18,83 \text{ кВА,}$$

тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 18,83 кВА.

Приймаємо два трансформатора ТМ-25/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $18,83 / 25 = 0,75$, що допустимо.

									Арк.
									32
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

Схеми для напруг 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків.

Для РП-35-110 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 -секціонують обидві системи шин.

Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях.

РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій та ін. можуть застосовуватися:

- а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) неможливе застосування КРУН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження вкратного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

На ПЛ-10 кВ установлений максимальний струмовий захист, виконаний за двофазною дворелейною схемою з реле РТВ-IV.

Розрахунок максимального захисту полягає у виборі:

1. Струму спрацьовування захисту (первинного).
2. Струму спрацьовування реле (для певної прийнятої схеми захисту й типу реле).
3. Часу спрацьовування реле часу (для захисту з незалежною характеристикою) або характеристики спрацьовування струмових реле (для захисту із залежною характеристикою).

Крім того, потрібна перевірка точності роботи трансформаторів струму, а також перевірка термічної стійкості елемента, що захищається, при обраному часі спрацьовування захисту.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Початкові дані

Вихідними даними для розрахунку МТЗ є схема лінії і наступні основні параметри: опір живильної енергосистеми ЗС; довжина і тип проводів основної лінії і відгалужень; параметри трансформаторів; тип і характеристики існуючої струмового захисту. Розрахунок ведеться для МТЗ, встановленої на початку лінії ПЛ 10кВ.

Таблиця 18 - Дані потужності

Споживана потужність, кВА				
S ₁	S ₂	S ₃	S ₄	S ₅
400	400	160	160	50

Таблиця 19 - Довжини ділянок ліній, тип запобіжника

Тип запобіжника	Довжина ділянки, км										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
HS	0,15	1,54	0,42	1,47	0,63	0,42	0,14	0,28	0,5	0,21	0,42

Таблиця 20 - Визначення опорів ділянок ПЛ 10 кВ

Ділянка н лінії	Длина, км	Марка провода	$r_{\text{пит}}$ Ом/км	$X_{\text{в.пит}}$ Ом/км	$X_{\text{н.пит}}$ Ом/км	$X_{\text{в.пит}} + X_{\text{н.пит}}$ Ом/км	r , Ом	$X_{\text{в}} + X_{\text{н}}$, Ом
1	0,15	АСБ-70	0,443	0	0,4	0,4	0,0665	0,009968
2	1,54	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,636	0,979471
3	0,42	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	0,3247	0,136357
4	1,47	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,6071	0,892452
5	0,63	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,2602	0,16392
6	0,42	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,1735	0,072853
7	0,14	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	0,1082	0,015151
8	0,28	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,1156	0,032379
9	0,5	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,2065	0,10325
10	0,21	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,0867	0,018213
11	0,42	А-70	0,413	0	0,4	0,4	0,1735	0,072853

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

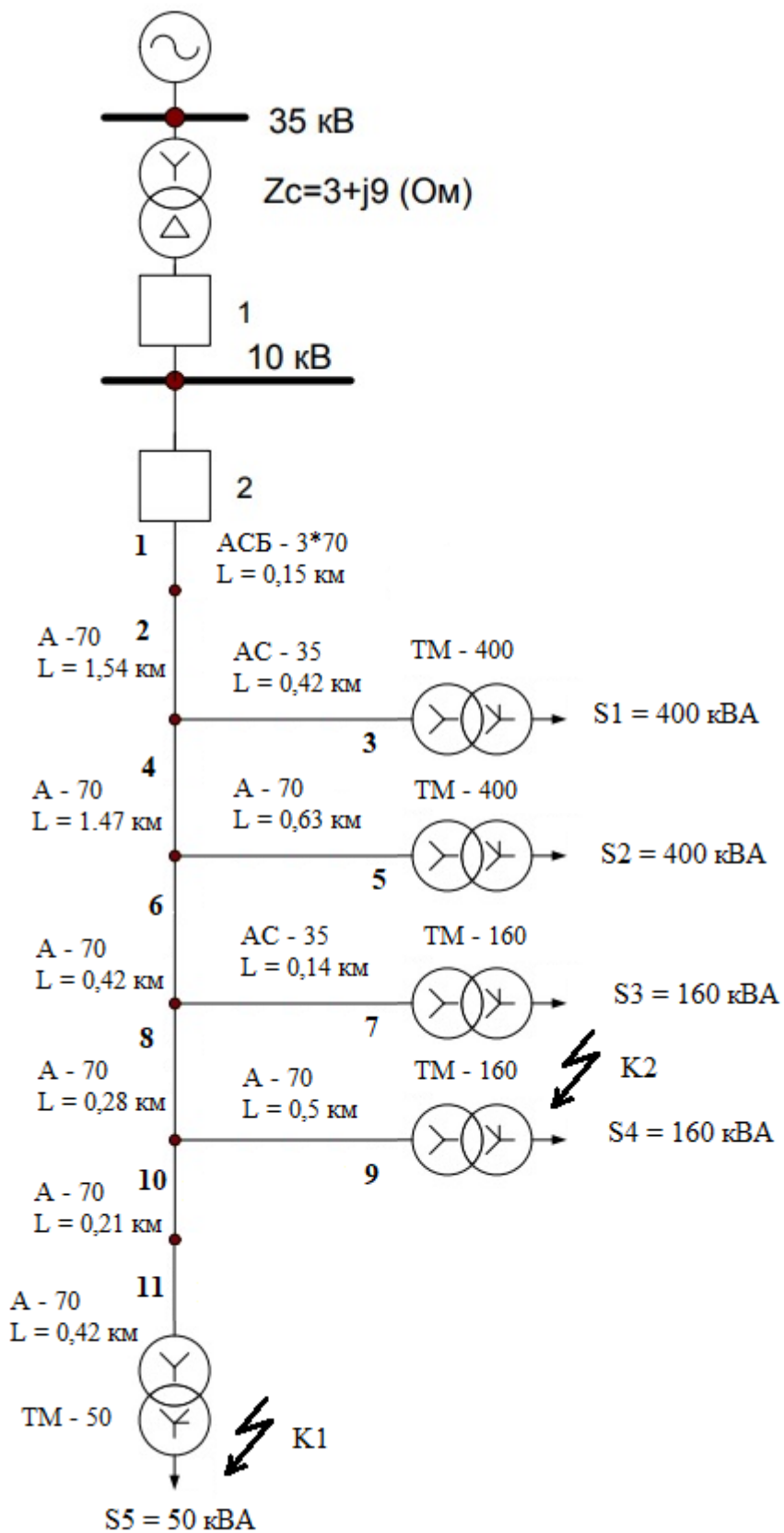


Рисунок 4 - Розрахункова схема ПЛ 10 кВ

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.330 ПЗ

Арк.

37

3.1 Розрахунок струмів КЗ

Для цього намічаємо розрахункові точки КЗ, найбільш віддалені від живильної підстанції (точки K_1 і K_2). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів (r_{num} , $x_{в. num}$ і $x_{н. num}$) наведені в додатку А (табл. А.1). Внутрішній індуктивний опір ($x_{в. num}$) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо, цей опір залежить від значення струму в провіднику й тому точний розрахунок струмів КЗ для таких проводів є досить трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів КЗ для ліній, у яких опір ділянок зі сталевими проводами становить незначну частину загального опору до точки КЗ, допускається брати деякі середні значення $x_{в. num}$, що відповідають току КЗ приблизно 150 А. При більших струмах КЗ ці опори зменшуються. Таким чином, зазначене допущення створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії.

Визначаються сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки КЗ K_1 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_4 + r_5 + r_6 = 5,067(\text{Ом})$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 = 11,255(\text{Ом})$$

Повний опір до точки K_1

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(5,067)^2 + (11,255)^2} = 12,343(\text{Ом})$$

Струм при трифазному КЗ у точці K_1

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 12,343} = 491,143(\text{А})$$

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Визначаються сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки КЗ K_2 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k2} = r_c + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 + r_6 + r_7 + r_8 + r_9 + r_{10} = 5,584(\text{Ом})$$

$$x_{k2} = x_c + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 11,424(\text{Ом})$$

Повний опір до точки K_2

$$Z_{k2} = \sqrt{(r_{k2})^2 + (x_{k2})^2} = \sqrt{(5,584)^2 + (11,424)^2} = 12,716 (\text{Ом})$$

Струм при трифазному КЗ у точці K_2

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k2}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 12,716} = 476,748 (\text{А})$$

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

3.2 вибір трансформатора струму та визначення коефіцієнтів чутливості захисту

Максимальний робочий струм лінії $I_{роб.макс.}$ при відсутності офіційних даних може бути визначено наближено за максимальною сумарною потужності силових трансформаторів, які можуть живитися від лінії, що захищається. У нормальному, ремонтному або після аварійному режимах:

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{400 + 400 + 160 + 160 + 50}{\sqrt{3} * 10} = 67,55 \text{ (A)}$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n * k_{сзп}}{k_{пов}} I_{роб.макс} = \frac{1,3 * 1,25 * 67,55}{0,65} = 168,875 \text{ (A)}$$

Розраховуємо струм спрацювання захисту обратного реле і перевіряємо чутливість захисту. Вибираємо первинний струм трансформатора струму $I_{1ном.ТС} \geq \sum I_{ном.тр}$ (табл. А.6). Попередньо взявши $n_T=30/5$, одержуємо:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} k_{с.х}^{(3)}}{n_T} = \frac{168,875 * 1}{30/5} = 28,146 \text{ (A)}$$

Вибираємо найближчу більшу уставку реле РТВ-IV, що можлива для встановлення $I_{ср} = 10 \text{ (A)}$

$$I_{с.з} = \frac{I_{ср} * n_T}{k_{сх}^{(3)}} = \frac{10 * \frac{30}{5}}{1} = 60 \text{ (A)}$$

Така уставка на реле може бути прийнята (див. табл. А.5). Коефіцієнт чутливості при КЗ в основній зоні дії захисту (точка К1 з найменшим струмом КЗ, $I_{к.мін}=491,143 \text{ A}$) відповідно до формули:

$$k_{ч.осч}^{(2)} = \frac{I_{к.мін}}{I_{с.з}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} * 491,143}{60} = 7,089 > 1,5$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при КЗ на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3).

						Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.330 ПЗ	

Було обрано трансформатор ТМ-160/10 так як, його табличні данні найбільше підходять під нашу систему, так як S4 та S5 мають потужність 160 кВт.

$$X_{TP} = \frac{u_k U_{ном.т.р}^2}{100 S_{ном.т.р}} = \frac{4,5 \cdot 16000^2}{100 \cdot 160000} = 72 \text{ (Ом)},$$

активний опір дорівнюватиме:

$$R_{TP} = 0,001 \text{ (Ом)}$$

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки короткого замикання КЗ (з урахуванням опору системи):

$$r_{кз1} = r_c + r_1 + r_2 + r_4 + r_6 + r_8 + r_{TP} = 4,6 \text{ (Ом)}$$

$$r_{кз2} = r_c + r_1 + r_2 + r_4 + r_6 + r_8 + r_{10} + r_{TP} = 4,686 \text{ (Ом)}$$

$$x_{кз1} = x_c + x_1 + x_2 + x_4 + x_6 + x_8 + x_{TP} = 82,987 \text{ (Ом)}$$

$$x_{кз2} = x_c + x_1 + x_2 + x_4 + x_6 + x_8 + x_{10} + x_{TP} = 83,005 \text{ (Ом)}$$

Повний опір до точки КЗ:

$$z_{кз1} = \sqrt{r_{кз1}^2 + x_{кз1}^2} = \sqrt{4,6^2 + 82,987^2} = 83,114 \text{ (Ом)}$$

$$z_{кз2} = \sqrt{r_{кз2}^2 + x_{кз2}^2} = \sqrt{4,686^2 + 83,005^2} = 83,138 \text{ (Ом)}$$

Струм при трифазному КЗ у точці КЗ:

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} * z_{кз1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} * 83,114} = 72,938 \text{ (А)}$$

$$I_{кз2}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} * z_{кз2}} = \frac{10500}{\sqrt{3} * 83,138} = 72,917 \text{ (А)}$$

При двофазному:

$$I_{кз1}^{(2)} = I_{кз2}^{(3)} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 72,938 * \frac{\sqrt{3}}{2} = 63,166 \text{ (А)}$$

$$I_{кз2}^{(2)} = I_{кз2}^{(3)} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 72,917 * \frac{\sqrt{3}}{2} = 63,148 \text{ (А)}$$

										Арк.
										41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.330 ПЗ					

Коефіцієнт чутливості в зоні резервування:

$$k_{ч.рез1} = \frac{I_{КЗ1}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{88,361}{50} = 0,374$$

$$k_{ч.рез2} = \frac{I_{КЗ2}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{84}{50} = 0,374$$

Розрахунки показали, що максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і віддаленими трансформаторами відгалужень, що допускається ПУЕ.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

3.3 Вибір запобіжника та побудова його час-струмової характеристики

Так як, на схемі зі споживачем S4=160 кВА. та відповідним трансформатором, можливе більше КЗ за трансформатор зі споживачем S5, то підберемо запобіжник для трансформатора ном. потужність якого 160 кВ., а отже номінальний струм на стороні запобіжника буде дорівнювати 20 А., при напрузі в 10 кВ..

Вибір номінального струму запобіжника

Потужність трансформатора, кВА	Номінальний струм, А					
	трансформатора на стороні			запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Рисунок 5 – вибір номінального запобіжника

Для розрахунку я вибрав кварцовий запобіжник типу NS , призначений для захисту силового трансформатора, з номінальною напругою 10 кВ., номінальним струмом $I_{ном}=20$ А. і номінальним струмом вимикання $I_{в.ном}=2$ кА. (так, як у місці де встановлений запобіжник максимальне значення струму КЗ(точка3) дорівнює 476,748 А.

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_4 + r_6 + r_8 = 4.599 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_4 + x_6 + x_8 = 10.987 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(4.599)^2 + (10.987)^2} = 11,911 \text{ (Ом)}$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 11,911} = 508,969 \text{ (А)}$$

Визначившись з запобіжником, скористаємось додатком Б, в якому наведені криві час-струмових характеристик, побудуємо графік час струмової характеристики за такими точками: 50(A)-40(c); 60(A)-10(c); 85(A)-4(c); 90(A)-1(c); 125(A)-0,4(c); 160(A)-0,1(c); 200(A)-0,04(c); 250(A)-0,02(c), та позначимо його як I₁.

t,c	I ₁ ,A	I ₂ ,A
10	50	60
4	52	62,4
2	55	66
1	60	72
0,4	70	84
0,2	85	102
0,1	110	132
0,004	140	168
0,02	230	276

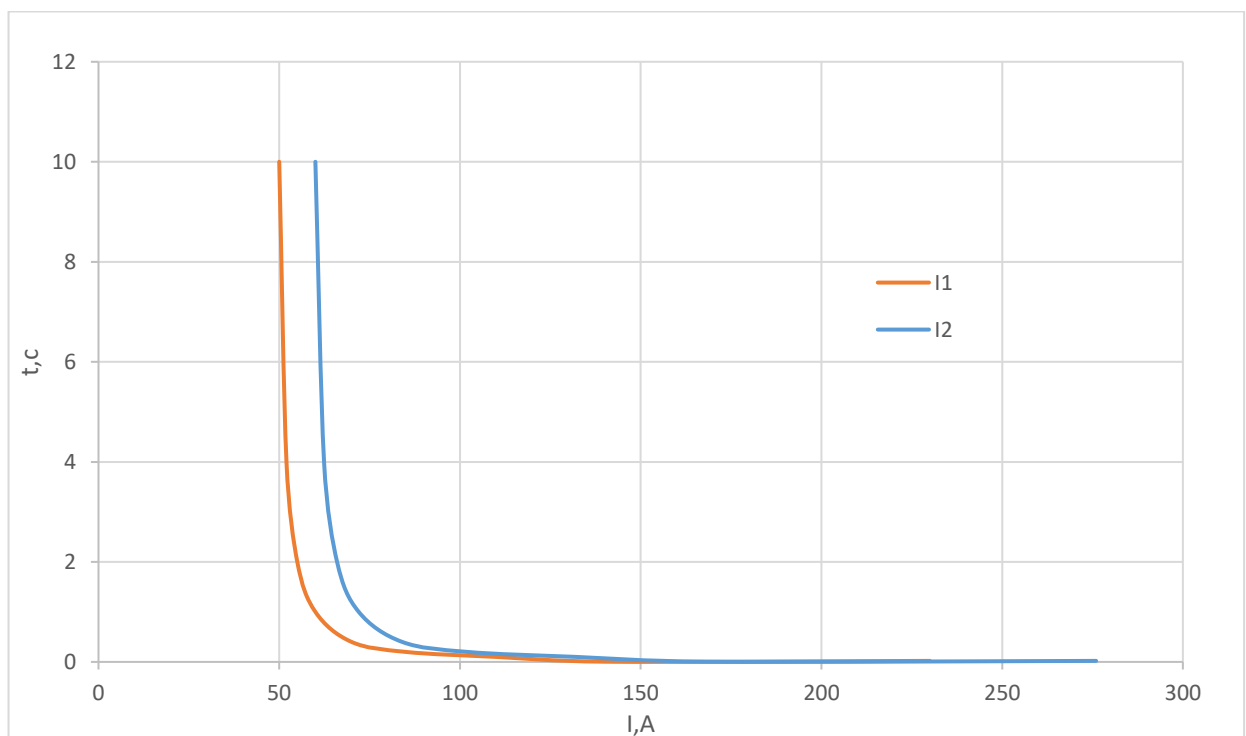


Рисунок 6 - Час-струмова характеристика

Так як час-струмова характеристика не повинна перевищувати 20%, тому я на цьому ж графіку побудував криву, на якій значення струму кривої I₁ більші на 20%, та має назву I₂.

3.4 ПОБУДОВА КАРТИ СЕЛЕКТИВНОСТІ ЗАХИСТУ

Підбирається характеристика 2 максимального струмового захисту лінії (реле РТВ-IV), виходячи з таких умов.

1) Струм спрацьовування захисту повинен бути не менш ніж на 10% більше від струму плавлення вставки запобіжника, що відповідає часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 с).

2) Ступінь селективності 0,5-0,7с між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму КЗ. Ступінь селективності між захистом живильного трансформатора і захистом ПЛІ 10 кВ повинен бути приблизно 0,7 с при максимальному струмі КЗ на початку лінії (практично береться струм КЗ на шинах 10 кВ живильної підстанції).

Беручи за основу типову односекундну характеристику реле РТВ-IV (наведена в додатку Б, рис. Б.1), визначаємо кілька точок потрібної характеристики з $t_{сз} = 0,8$ с у незалежній частині, а потім перераховуємо абсциси цих точок за обраним струмом спрацьовування захисту $I_{сз} = 60$ А.

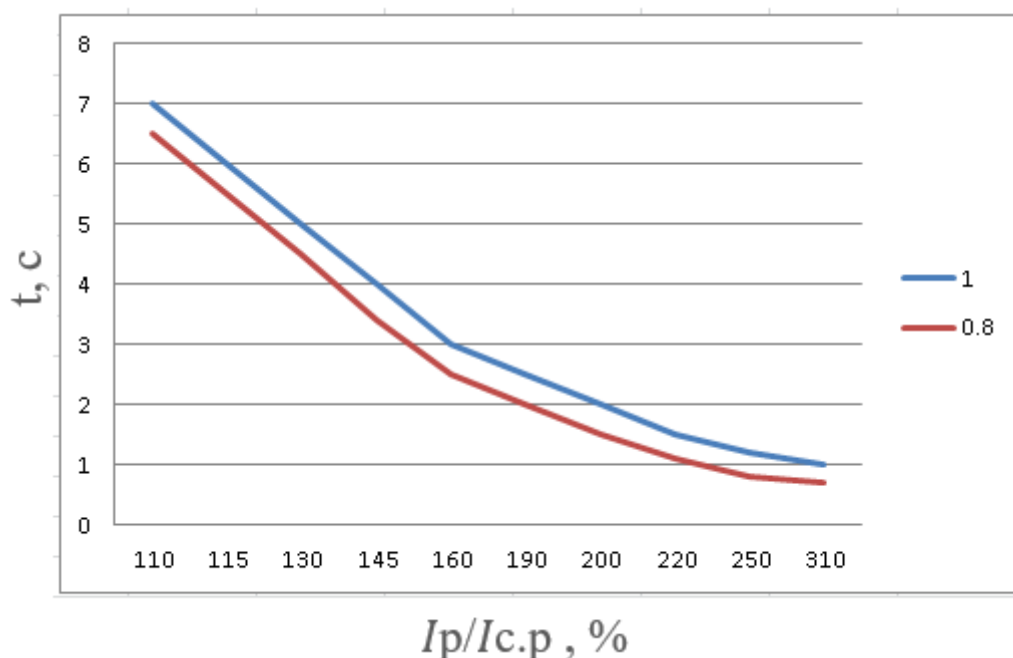


Рисунок 7 – Характеристика реле РТВ-IV (односекундна характеристика та побудована для 0,8 с)

Таблиця 21 – Розраховані данні для характеристики реле РТВ-IV

$\frac{I_p}{I_{c.p}}, \%$	$t_{c.з}, c$	I_K, A
110	6,5	132
115	5,5	138
130	4,5	156
145	3,4	174
160	2,5	192
190	2	228
200	1,5	240
220	1,1	264
250	0,8	300
310	0,7	372

Таблиця 22 – Розрахунок часу спрацювання

$k = \frac{I_p}{I_{c.p}}, \%$	110	115	130	145	160	190	200	220	250	310
$t_{c.з}, c$	6,5	5,5	4,5	3,4	2,5	2	1,5	1,1	0,8	0,7
I_K, A	132	138	156	174	192	228	240	264	300	372

Струм I_K визначається за виразом:

$$I_K = \frac{k * I_{c.p} * n_T}{100 * k_{cx}^{(3)}}$$

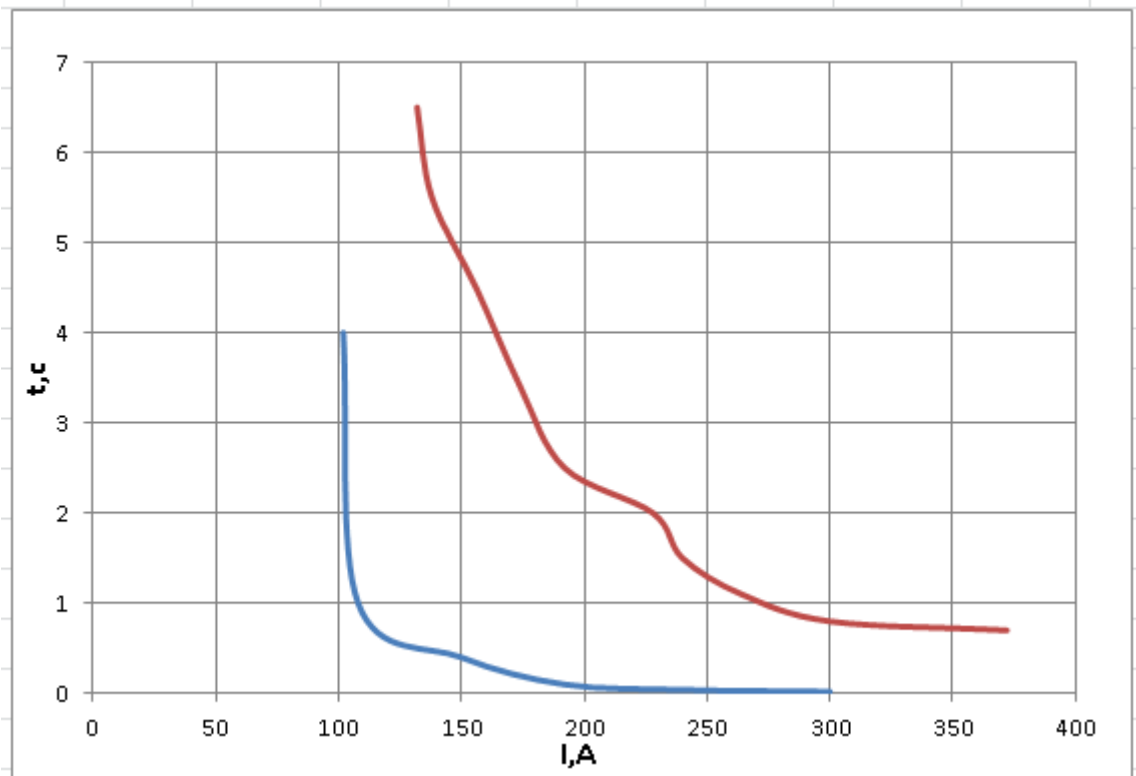


Рисунок 8 – Карта селективності

Судячи з графіку - селективність між захистом 2 і запобіжником 1 забезпечується на всьому діапазоні струмів КЗ.

Перевірка струмового захисту (0,8 с) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж:

$$t_{\text{ВИМ}} = t_{\text{С.З}} + t_{\text{В.В}} = 0,8 + 0,1 = 0,9 \text{ с}$$

$$S_{\text{мін}} = \frac{I_{\text{К}}}{\text{С}} * \sqrt{t_{\text{ВИМ}}} = 640 * \frac{\sqrt{0,8 + 0,1}}{69,5} = 8,74 \text{ мм}^2,$$

що менше взятого на ділянках 1 і 2 (АС-35)

3.5 Розрахункова перевірка трансформаторів струму

1. Перевірка на 10% похибку. Гранична кратність за виразом для реле з залежною характеристикою (РТВ-IV):

$$k_{10} = \frac{I_{роз}}{I_{номТТ}} = \frac{1,1 * I_{с.з}}{I_{номТТ}} = \frac{1,1 * 60}{30} = 3,3$$

За кривою граничних кратностей для ТПЛ-10, клас Р визначається $z_{н.доп}=4.6$ Ом.

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму для двофазної дворелейної схеми:

$$z_n = 2 \cdot r_{np} + z_p + z_{пер}$$

Опір реле РТВ-IV при втягнутому якорі при уставці 10 А розраховується за виразом:

$$z_p = \frac{S}{I^2} = \frac{113}{10^2} = 1.13 \text{ (Ом)}$$

де $S=113$ ВА за технічними даними привода ПП-67.

Опір проводів у цьому випадку практично можна було б не враховувати, тому що реле РТВ-IV установлені в безпосередній близькості від трансформаторів струму.

Сумарний опір зовнішнього навантаження:

$$z_{н.розр} = 2 * 0,06 + 1,13 + 0,1 = 1,35 \text{ Ом} < 4,6 \text{ Ом}$$

де $r_{np} = \frac{8}{34,5 \cdot 4} \approx 0,06 \text{ (Ом)}$

Отже, сумарний опір не перевищує додатковий опір, тобто похибка трансформаторів струму не перевищує 10 %.

2. Розрахункова перевірка надійної роботи при максимальному значенні струму КЗ для реле типу РТВ не виконується.

3. Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму виконується за виразом:

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$U_{2\max} = \sqrt{2} \cdot k_{\max} \cdot I_{2\text{ном}} \cdot z_{н.роз},$$

$$k_{\max} = \frac{I_{k\max}}{I_{\text{номТТ}}} = \frac{640}{30} = 21,33$$

$$U_{2\max} = \sqrt{2} * 21,33 * 5 * 1,35 = 203,615\text{В}$$

Робоча напруга для приєднань, що не мають зв'язків з іншими приєднаннями й апаратура яких розміщена окремо від апаратури інших приєднань (до таких приєднань належать лінії 10 (6) кВ), відповідно до ПУЕ не повинна перевищувати 1000В. Отже, у виразі $U_{2\text{доп}} = 1000(\text{В})$. Отримане значення $U_{2\max} = 203,615 \text{ В} < \sqrt{2} * 1000 \text{ В}$

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

4. РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО КОНТУРУ ВРП

Усі електричні частини електроустановок, що нормально не знаходяться під напругою, але здатні виявитися під ним через ушкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися із землею. Таке заземлення називається захисним.

Заземлення, призначене для створень нормальних умов роботи апарата або електроустановки, називається робочим.

Проведемо розрахунок заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою, який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами.

Таблиця 23 - Дані для розрахунку

a, м	b, м	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$	$n_{\text{тр}}, \text{ шт.}$	$l_{\text{пр}}, \text{ м}$	Тип тросу
100	140	100	4	150	C - 50

a,b – ширина та довжина території ВРП;

$\rho_{\text{вим}}$ – виміряне значення питомого опору ґрунта;

$n_{\text{тр}}$ – кількість тросів на лінії;

$l_{\text{пр}}$ – довжина прольоту лінії.

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованими у вузлах сітки та по її периметру.

Розрахуємо значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах. За табличними даними приймемо сезонний коефіцієнт рівний $K=1,4$ середньої вологості ґрунту.

$$\rho_{\text{розр}} = k * \rho_{\text{вим}} = 1,4 * 100 = 140 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{м}} \right)$$

Розрахуємо опір системи трос-опора:

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

$$R_{\text{тр}} = \frac{r_{\text{тр}} * l_{\text{пр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{3,7 * 150}{4} = 0,139 \text{ (Ом)}$$

Де $r_{\text{тр}} = 3,7$ число $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ – для тросу С-50

Опір заземлення опори

$$\text{При } 100 < \rho_{\text{розр}} \leq 500; R_{\text{оп}} \leq 15$$

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} * R_{\text{оп}}} = \sqrt{0,139 * 15} = 1,443 \text{ (Ом)}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{тр-оп}} = 1,443 \text{ (Ом)}$$

Визначимо допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}} * R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = \frac{0,5 * 1,443}{1,443 - 0,5} = 0,765 \text{ (Ом)}$$

$R_{\text{доп}} = 0,5$ Ом – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю.

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами.

$$R_{\text{зр}} = \rho_{\text{розр}} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L+nl} \right) \quad (1)$$

L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

l – довжина вертикальних електродів $l = 7$ м

n – кількість вертикальних електродів

$$\sqrt{S} = \sqrt{a * b} = \sqrt{100 * 140} = 118,322 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$n = 10 * 2 + 7 * 2 = 34 \text{ (шт.)}$$

Коефіцієнт A залежить від $\frac{l}{\sqrt{S}}$, який ми визначимо з таблиці за допомогою лінійної інтерполяції.

									Арк.
									51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

5. РОЗРАХУНОК ЗОН ЗАХИСТУ СТРИЖНЕВИХ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРП

На даному етапі я розраховую висоту і зону захисту блискавковідводів, встановлених на двох порталах, і одного блискавковідвода, що стоїть окремо, зазначених. Це добре видно на схемі розміщення. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_3 = 0,999$

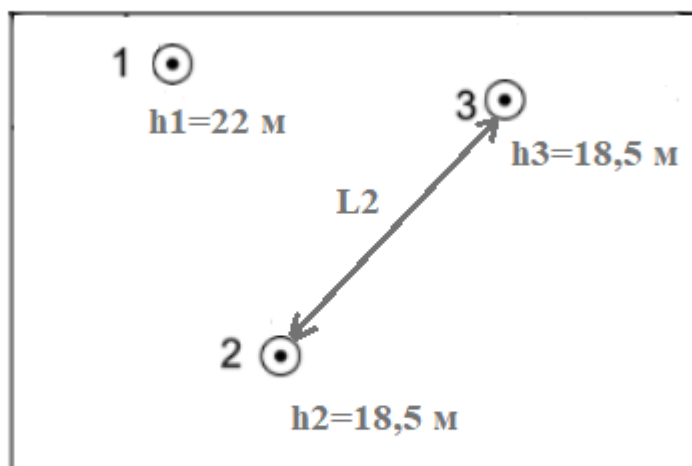


Схема розміщення стрижневих
блискавковідводів

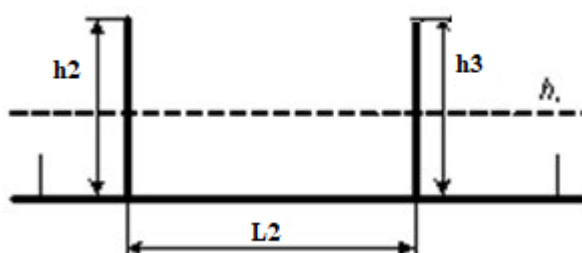


Рисунок 9 - Схема горизонтального перетину зони захисту блискавковідводів

Таблиця 24 - Параметри розрахунку

L_2 , м	h_1 , м	h_2 , м	h_3 , м	h_x , м
40	22	18,5	18,5	6

Розрахуємо зону захисту блискавковідводів 2 та 3:

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$L_{23} = L_2 = 40 \text{ (м)}$$

$$r_{02} = r_{03} = 0,6 * h_2 = 11,1 \text{ (м)}$$

$$h_{02} = h_{03} = 0,7 * h_2 = 12,95 \text{ (м)}$$

$$r_{x2} = r_{x3} = \frac{r_{02} * (h_{02} - h_x)}{h_{02}} = 5,957 \text{ (м)}$$

$$L_{c23} = 2,25 * h_2 = 41,625 \text{ (м)}$$

$$L_{max23} = 4,25 * h_2 = 78,625 \text{ (м)}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c23} = h_{02} = 12,95 \\ r_{cx} = \frac{r_{02} * (h_{c23} - h_x)}{h_{c23}} = \frac{11,1 * (12,95 - 6)}{12,95} = 5,957 \end{array} \right.$$

$$L_{23} \leq L_{c23}$$

$$h_x \leq h_{c23}$$

Розрахуємо зону захисту блискавковідводу 1:

$$h_1 = 22 \text{ (м)}$$

$$r_{01} = 0,6 * h_1 = 13,2 \text{ (м)}$$

$$h_{01} = 0,7 * h_1 = 15,4 \text{ (м)}$$

$$r_{x01} = \frac{r_{01} * (h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 8,057 \text{ (м)}$$

$$h_x \leq h_{01}$$

Як бачимо розраховані зони захисту повністю перекривають, ОРУ- 35 кВ. В яке входить розрахована лінія яку я розраховував. Повна схема грозозахисту представлена в додатку А

									Арк.
									54
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ВИСНОВКИ

В ході виконання роботи були описані і вирішені поставлені задачі.
В розділі:

«Розрахунок трансформаторної підстанції» було замінено трансформатори на меншу потужність, розраховано струми короткого замикання, вибрані більш сучасні вимикачі, вибрані електровимірювальні трансформатори та трансформатор власних потреб.

В розділі «Розрахунок релейного захисту» була запропонована розрахункова схема, розраховано струми коротких замикань, вибрано трансформатор струму та визначено коефіцієнти чутливості захисту, вибрано запобіжники.

В розділі «Розрахунок заземлюючого контуру» було розраховано діючу схему та запропонований варіант її модернізації.

В розділі «Розрахунок грозозахисту» було перевірено і підтверджено перекриття необхідної нам зони захисту.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

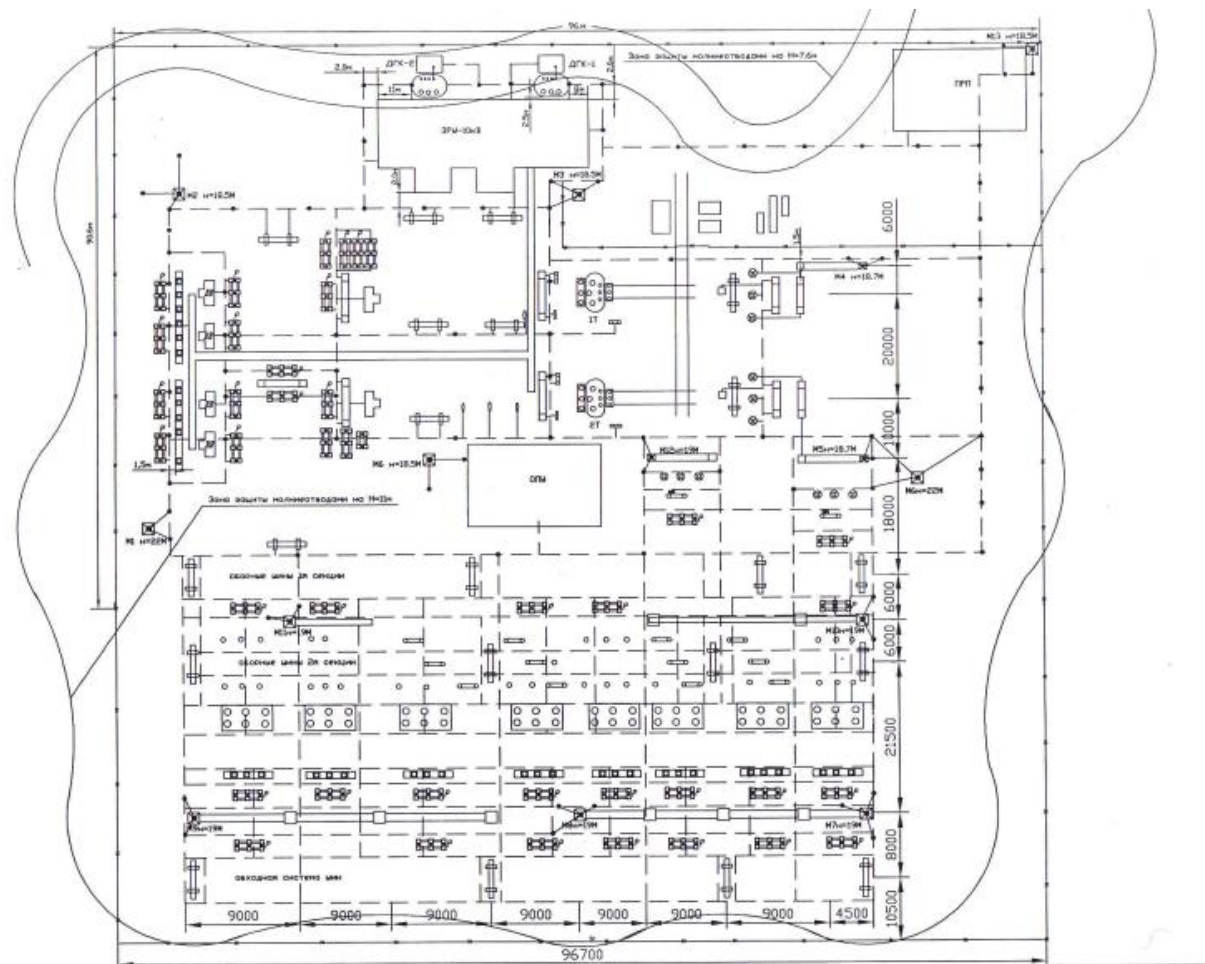
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., Переробл. й доповнено. - Харків, Форт, 2014. - 782 с.
2. Шабад М.А. Розрахунки релейного захисту та автоматики розподільних мереж. -4-е изд. - Л.: Вища школа, 2003.
3. Вагуріна Р.А. Елементна база статичних реле захисту / Р.А. Вагуріна, С.С. Саричев. - 2001.
4. Шабад М.А. Трансформатори струму в схемах релейного захисту, 2002.
5. Кідіба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. - Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. - 504 с.
6. Василега П. О. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
7. Василега П. О. Електротехнологічні установки : навчальний посібник / П. О. Василега. – Суми : Видавництво СумДУ, 2010. – 548 с.
8. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року № 258. – Київ, 2006. – 181 с.

					БР 3.6.141.330 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

ДОДАТОК А

Схема грозозахисту



ДОДАТОК Б

Схема заземляющего контуру

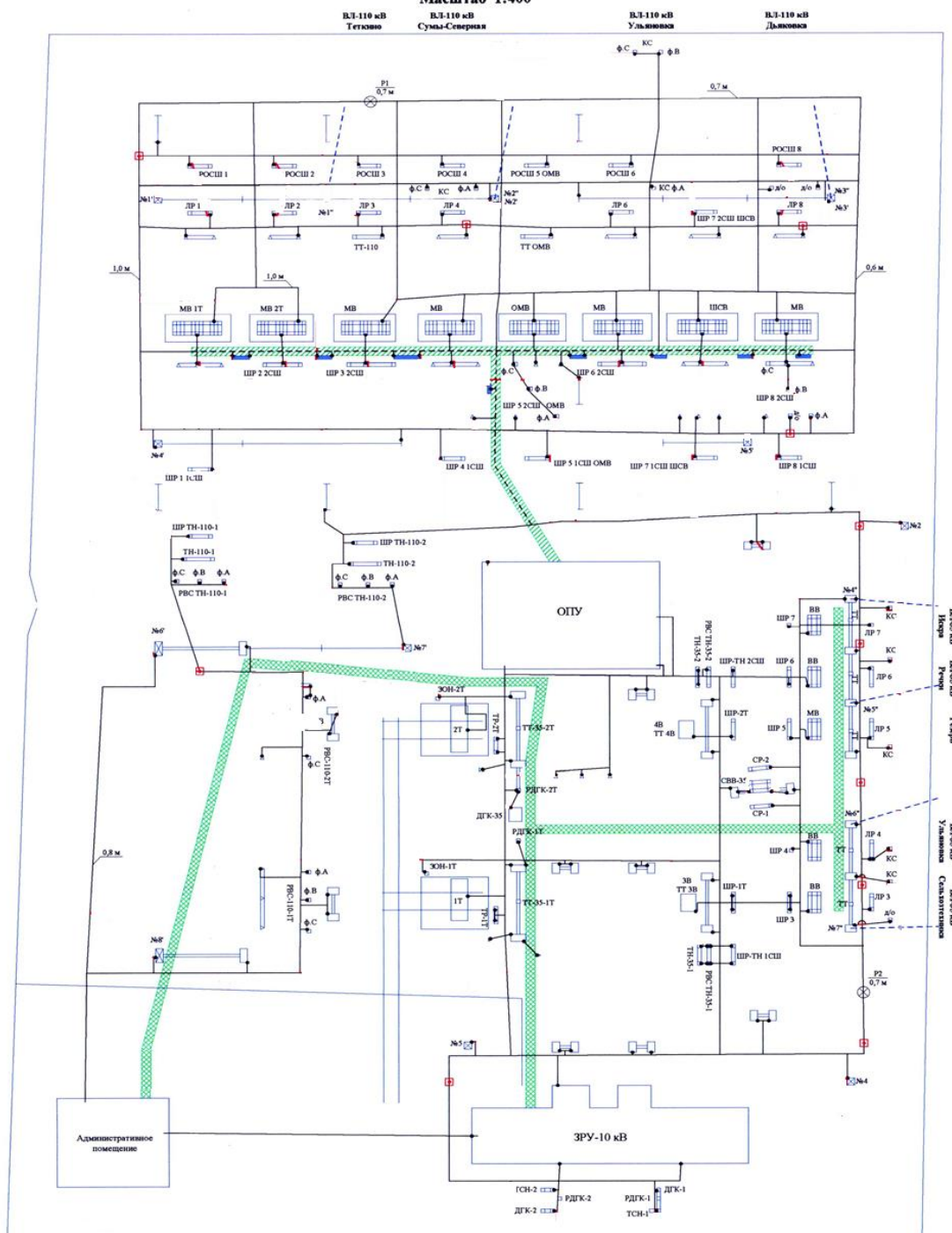
ПАО "СУМЬОБЛЭНЕРГО" ПОДСТАНЦИЯ "БЕЛОПОЛЬЕ-110 кВ"

Условные обозначения:

- - горизонтальный заземлитель;
- - - - горизонтальный заземлитель в кабельном канале;
- 0,6 м — - - - - глубина залегания горизонтального заземлителя;
- — — — заземлители не соединены между собой;
- д/о — - демонтированное оборудование;
- — - обрыв заземляющего спуска;
- — - заземляющий спуск;
- — — — железобетонный портал;
- — — — металлический портал;
- - - - - тросовый молниеотвод;
- ⊗ — - молниеотвод;
- ▨ — - кабельный лоток;
- ▧ — - кабельный канал;
- ▧ — - опорный изолятор;
- — - клеммный ящик;
- ⊗ — - место расконтая;
- — — — дорога;
- — — — рекомендуемый горизонтальный заземлитель;
- — - рекомендуемый вертикальный заземлитель.



Масштаб 1:400



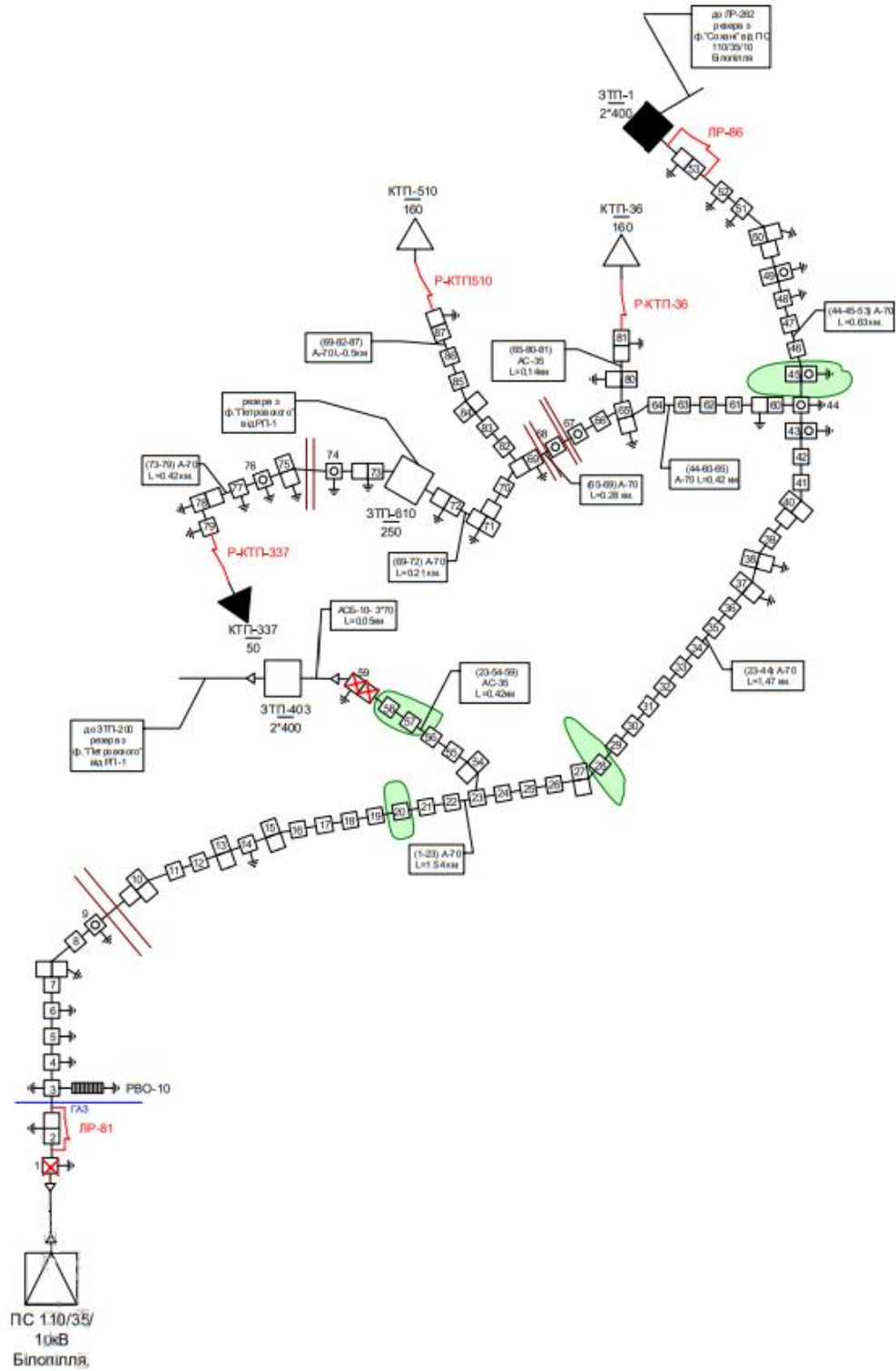
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

БР 3.6.141.330 ПЗ

Арк.
58

ДОДАТОК Г

Поопорна схема лінії



БР 3.6.141.330 ПЗ

Арк.
60