

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:

«Розрахунок режимів роботи та будова високовольтної електричної
мережі»

спеціальність 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент гр. ЕТ-61

_____ М. М А Амлех

Керівник

к.ф.-м.н., доцент

_____ М.В. Петровський

РЕФЕРАТ

с. 83, рис. 4, табл. 50

Бібліографічний опис: Амлех М. М А. Розрахунок режимів роботи та будова високовольтної електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / М. М А Амлех; керівник М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2020. – 83 с.

Ключові слова:

Розрахунок параметрів ЛЕП, правила улаштування електроустановок (ПУЕ), навантаження, розподільні пристрої, вибір обладнання підстанцій, джерело живлення, високовольтна електрична мережа

Расчет параметров ЛЭП, правила устройства электроустановок (ПУЭ), нагрузка, распределительные устройства, выбор подстанционного оборудования, источник питания, высоковольтная электрическая линия

Calculation of transmission line parameters, rules for arrangement of electrical installations (ПУЕ), load, switchgear, choice of substation equipment, power source

Об'єкт дослідження: високовольтна електрична мережа з встановленими силовими трансформаторами.

Короткий огляд.

Виконано аналіз режимів роботи високовольтних мереж. Проведено розрахунок перетоків потужностей на лініях і трансформаторах. Розраховано розподіл напруг на електричній мережі. Проведено розрахунок номінальних струмів, струмів при короткому замиканні найбільш завантаженої лінії. Окремо проведено розрахунок втрат напруги. Проведено розрахунки по вибору електричного високовольтного обладнання для підстанції даної мережі.

					БР 3.6.141.556 ПЗ	Арк.
						3
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 РОЗРОБКА КОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖ ТА ЇХ РОЗРАХУНОК	8
1.1 Вихідні дані.....	8
1.2 Проектування конфігурацій електричних мереж	9
1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А	13
1.3.1 Визначення довжин ліній для схеми А.....	13
1.3.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми А.....	14
1.3.3 Вибір трансформаторів для схеми А.....	18
1.3.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А 22	
1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б.....	27
1.4.1 Визначення довжин ліній для схеми Б.....	27
1.4.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми Б.....	27
1.4.3 Вибір трансформаторів для схеми Б	29
1.4.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми Б 31	
1.5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ДВОХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	34
1.6 АВАРІЙНИЙ РЕЖИМ ТА МІНІМАЛЬНИЙ РЕЖИМ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ А	38

					<i>БР 3.6.14.1.556 ЕТ-61 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Мотасем А.</i>			<i>«Розрахунок режимів роботи та будова високовольтної електричної мережі»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Петровський М.В.</i>					4	81
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-61</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

1.6.1	Аварійний режим роботи електричної схеми А	38
1.7	Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А	41
2	ПЕРЕВІРКА ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ ТА ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	44
2.1	Перевірка потужності силових трансформаторів	44
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	48
2.3	Вибір вимикачів електричних апаратів розподільчого пристрою і струмоведучих частин	51
2.3.1	Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ.....	52
2.3.2	Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ	53
2.3.3	Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 220 кВ	54
2.4	Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП).....	56
2.5	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	60
2.6	Вибір трансформаторів власних потреб	68
3	УЛАШТУВАННЯ ОПОР ТА ПРОВОДІВ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ.....	70
3.1	Склад ПЛ.....	70
3.2	Класифікація ВЛ.....	70
3.3	Повітряні лінії електропередачі.....	72
4	ВИСНОВОК.....	75
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	76
	ДОДАТОК А Схема заміщення мережі А в режимі максимального навантаження	77

					<i>БР 3.6.14.1.556 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

ДОДАТОК Б Схема заміщення мережі Б в режимі максимального навантаження	79
ДОДАТОК В Схема заміщення мережі А в аварійному режимі	81
ДОДАТОК Г Схема заміщення мережі А в мінімальному режимі	82

					<i>БР 3.6.14.1.556 ПЗ</i>	Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Електричною повітряною лінією ПЛ називається пристрій, що служить для передачі електричної енергії по проводах, розташованих на відкритому повітрі і прикріплених за допомогою ізоляторів та арматури до опор. Повітряні лінії електропередачі діляться на ПЛ напругою до 1000 В і вище 1000 В.

При будівництві повітряних ліній електропередачі обсяг земляних робіт незначний. Крім того, вони відрізняються простотою експлуатації і ремонту. Вартість споруди повітряної лінії приблизно на 25-30% менше, ніж вартість кабельної лінії такої же протяжності.

Дана робота присвячена проектуванню електричної, а також подальшої перевірці мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Пошуку падіння потужностей в елементах мережі.

Значення напруги у вузлових точках електричної системи повинні мати допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги.

Крім того, окремо пункт присвячено перевірці трансформатора на певній підстанції в режимі максимального навантаження. Для даної підстанції необхідно обрати вимикачі на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори струму на високій та низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні. Обрати трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні.

					<i>БР 3.6.141.556 ПЗ</i>	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРОБКА КОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖ ТА ЇХ РОЗРАХУНОК

1.1 Вихідні дані

Завданням передбачено виконання курсового проекту на тему «Розробка проекту електричної мережі району». Необхідно виконати електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризується великою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.
	М	О	Т	А	М	Л
X, мм	15	26	27	-13	-6	15
Y, мм	48	21	38	42	14	12
P _{max} , МВт*	34	43	76	72	1330	731
cos f	0,91	0,95	0,85	0,90	0,89	0,84
T _{нб} , годин	4450	4530	3730	5720	3520	6170
Категорія	II	III	I	I	III	II

Примітка:

* для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

						Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ	

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення приведена в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	Б
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1,5
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	2
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max}	0,60

1.2 Проектування конфігурацій електричних мереж

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою (1.1):

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (1.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою (1.2):

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (1.2)$$

де K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

					БР 3.6.141.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
	М	О	Т	А	М	Л
X, мм	15	26	27	-13	-6	15
Y, мм	48	21	38	42	14	12
S _{max} , МВА	34,0+ j15,5	43+ j14	76+ j47	72+ j35	1.33+ j0.681	0.731+ j0.472
S _{min} , МВА	20+ j9,3	25,8+ j8,4	45,6+ j28,3	43,2+ j20,9	0,798+ j0,408	0,438+ j0,283
cos f	0,91	0,95	0,85	0,90	0,89	0,84
T _{нб} , годин	4450	4530	3730	5720	3520	6170
Категорія	II	III	I	I	III	II

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної

бригади. Для електроспоживачів II категорії дозволяється живлення однією повітряною лінією, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елементу системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рис. 1.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

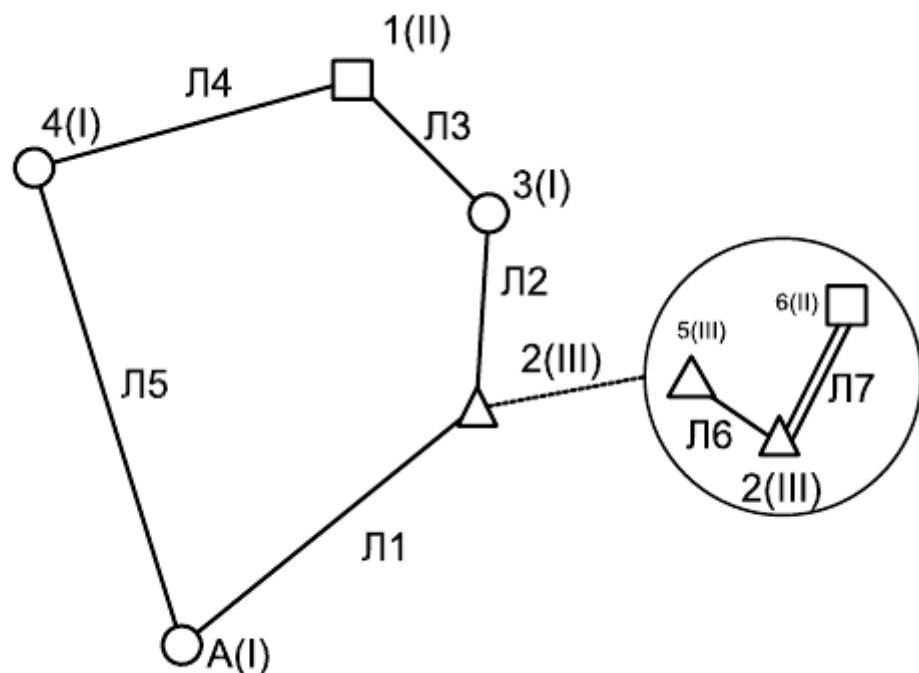


Рисунок 1.1 – Схема А

На рис. 1.2 зображено другий варіант з'єднання споживачів (схема Б).

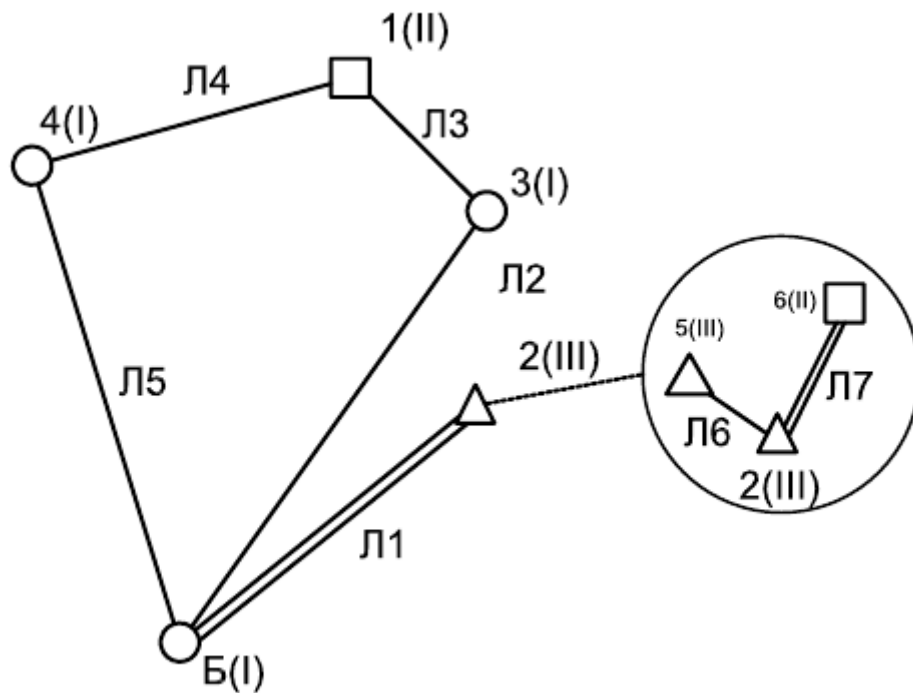


Рисунок 1.2 – Схема Б

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом

						БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			12

1.3 Розрахунок електричної мережі схеми А

1.3.1 Визначення довжин ліній для схеми А

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (1.3):

$$L = l \cdot k_L \quad (1.3)$$

де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [3, ст. 9], $k_L \approx 1,25$.

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{цеп}$.

$$L' = L \cdot k_{цеп} \quad (1.4)$$

$k_{цеп} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [3, ст. 9].

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 1.4.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання	Довжина лінії з урахуванням коеф. пров, км
1	A-2	33,4	1,25	62,7
2	2-3	17,1	1,25	31,9
3	3-1	15,6	1,25	29,3
4	4-1	28,6	1,25	53,7
5	A-4	43,9	1,25	82,4
6	2-5	15,2	1,25	9,52
7	2-6	19,2	1,25	12,1

1.3.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми А

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 2.1, намалюємо схему заміщення додаток А. Розрахунок потужностей проводимо за такими формулами:

Для мережі високої напруги

$$S_{L1} = \frac{(S_2 + S_5 + S_6)(L_3 + L_4 + L_5 + L_2) + S_3(L_4 + L_5 + L_3) + S_1(L_4 + L_5) + S_4L_5}{L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_1}$$

$$S_{L5} = \frac{S_4(L_3 + L_4 + L_1 + L_2) + S_1(L_2 + L_1 + L_3) + S_3(L_1 + L_2) + (S_2 + S_5 + S_6)L_1}{L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_1}$$

$$S_{L2} = S_{L1} - S_2 - S_5 - S_6$$

$$S_{L4} = S_{L5} - S_4$$

$$S_{L3} = S_{L4} - S_1$$

де S_3, S_2, S_1, S_4 – відповідні потужності споживачів, МВА;

L_1, L_2, L_3, L_4, L_5 – відповідні лінії, які з'єднують споживачів S_3, S_2, S_1, S_4 ,

км.

Для мережі низької напруги

Для мережі низької напруги, яка розімкнута

$$S_{L6} = S_5$$

$$S_{L7} = S_6$$

де S_5, S_6 – відповідні потужності споживачів, МВА;

L_6, L_7 – відповідні лінії, які з'єднують споживачів S_5, S_6 , км.

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.5) [1]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.5)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою (1.6):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.6)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – зворотня номінальна напруга.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою (1.7):

$$F_e = \frac{I_M}{j_e} \quad (1.7)$$

Де F_e – економічний переріз проводу, мм²;

I_M – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

j_e – економічна густина струму, А/мм².

У даному проекті для побудови ліній електропередач (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.5.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
						16
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5 – Економічна густина струму, А/мм²

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

У табл. 1.6 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.6 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
A-2	227,1+j112,7	188	-	720	360
2-3	78,1+j45,5	145	-	474	237
3-1	2,1+j1,7	29	-	14	7
4-1	31,8+j17,1	107	-	189	95
A-4	104+j52	158	-	432	216
2-5	133+j0,681	22,7	78	-	-
2-6	0,731+j0,472	16,9	45	-	-

Обираємо напругу в колі U_{ном}=220 кВ.

У табл. 1.7 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

										Арк.
										17
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ					

Таблиця 1.7 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, кА	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
A-2	360	220	328	АС-400/51	830
2-3	237	220	215	АС-240/32	605
3-1	7	220	6,4	АС-240/32	605
4-1	95	220	86	АС-240/32	605
A-4	216	220	196	АС-400/51	830
2-5	78	10	71	АС-70/11	265
2-6	45	10	41,5	АС-50/8	210

1.3.3 Вибір трансформаторів для схеми А

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на одно трансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього.

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}}$$

де $S_{T_{\text{ном}}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$ – потужність однострансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$ – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою:

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i\text{max}}}{1,4}$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою (1.8) :

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T\text{ном}}} \quad (1.8)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію; припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби. Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.8.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	$S_{розр}$ (1-го тр), МВА	$S_{ном}$ (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	37	II	2	26	40	0,47	ТРДН-40000/220
2	45	III	2	33,9	40	0,56	ТРДН-40000/220
3	89	I	2	63	63	0,70	ТРДЦН-63000/220
4	80	I	2	57	63	0,64	ТРДЦН-63000/220
5	1,49	III	1	1,49	1,6	0,90	ТМ-1600/10
6	0,87	II	2	0,621	0,63	0,69	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою (1.9) та (1.10):

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.9)$$

									Арк.
									20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ				

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.10)$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

U_{BH} – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у табл. 1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані							Розрахункові дані				
		U _{ном} , кВ		U _к , %	Δ P _к , кВт	Δ P _х , кВт	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _{хк} ВАр	пт
		ВН	НН					Кі-льк ст.	% на ст..				
ТРДН-40000/220	40	220	110	12	170	50	0,8	±9	1,78	5,6	100,7	360	20,9
ТРДЦН-63000/220	63	220	110	12	300	82	0,8	±8	1,5	3,9	100,7	504	20,9

Таблиця 1.10 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	Сном, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		Uном, кВ		Uк, %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Ix, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВАр	п
		ВН	НН								
ТМ-6300/10	630	10	0,4	5,5	18	2,23	2,1	1,22	5,35	26	25
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	2,12	8,5	18,9	25

1.3.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [1].

Активний та реактивний опір лінії визначаємо за формулою (1.11) та (1.12), Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i \quad (1.11)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i \quad (1.12)$$

де $R_{л}$ та $X_{л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії визначаємо за формулою (1.13), Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (1.13)$$

Зарядна потужність лінії визначаємо за формулою (1.14):

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (1.14)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Параметри ліній за схемою А

Ділян-ка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Q _л , МВАр	Z _л , Ом
			Z ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км		
А-2	62,7	АС-400/51	0,075+0,42j	2,7	7,8	4,7+26j
2-3	31,9	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	4,1	3,8+13,9j
3-1	29,3	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	3,7	3,5+12,7j
4-1	53,7	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	6,7	6,5+23,4j
А-4	82,4	АС-400/51	0,075+0,42j	2,7	10,7	6,1+34,6j
2-5	9,52	АС-70/11	0,62+0,386j	-	-	2,9+1,8j
2-6	12,1	АС-50/8	0,443+0,386j	-	-	5,3+4,6j

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 3.6 та 3.7 даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.15):

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (1.15)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;
 Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 Z - опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.16):

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.16)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;
 Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;
 R та X – активний та реактивний опір, Ом;
 U_{i+1} - напруга у вузлі, кВ;
 U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою (1.17), %:

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.17)$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки потякорозподілу.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.12 та 1.13. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у табл. 1.14.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку потужностей на лініях

Ділянк а	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА	I розр, А	I доп, А
А-2	124 + 70,6j	1,98 + 11,1j	126 + 81,7j	401	830
2-3	78,1 + 51,7j	0,7 + 2,5j	78,8 + 52,2j	253	605
3-1	1,68 + 0,2j	0,002 + 0,008j	1,68 + 1,36j	14	605
4-1	32,5 + 12,5j	0,163 + 0,5j	32,6 + 9,73j	81	605
А-4	105 + 46j	1,68 + 9,4j	107 + 50,4j	306	830
2-5	1,35 + 0,79j	0,072 + 0,0451j	1,42 + 0,84j	95	265
2-6	0,741 + 0,542j	0,0449 + 0,0391j	0,787 + 0,581j	56	210

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку потужностей на трансформаторах

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА
1-1'	34 + 15,5j	0,074 + 1,33j	34,2 + 17,5j
2-2'	45,2 + 15,6j	0,121 + 2,18j	45,4 + 18,5j
3-3'	76 + 47j	0,295 + 7,6j	76,5 + 55,7j
4-4'	72 + 34,9j	0,23 + 6,1j	72,4 + 41,9j
5-5'	1,33 + 0,68j	0,015 + 0,073j	1,35 + 0,79j
6-6'	0,73 + 0,47j	0,008 + 0,03j	0,74 + 0,54j

$$S_A = 233 + 132j \text{ МВА}$$

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	230	230	
1	220	218	
2	220	219	
3	220	216	
4	220	220	
5	10	9,6	
6	10	9,5	
1'	10	10	-4
2'	10	10	-4
3'	10	10	-3
4'	10	10	-5
5'	0,38	0,379	
6'	0,38	0,383	

В додатку Б показано схему заміщення мережі А.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б

1.4.1 Визначення довжин ліній для схеми Б

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою (1.3). Довжини ліній мережі Б показано в табл. 1.15

Таблиця 1.15 – Дійсні довжини ліній

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання	Довжина лінії з урахуванням коеф. пров, км
1	Б-2	33	1,25	63
2	Б-3	47	1,25	87
3	3-1	16	1,25	29
4	4-1	29	1,25	54
5	Б-4	44	1,25	83
6	2-5	15	1,25	9,5
7	2-6	19	1,25	12

1.4.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми Б

Розраховуємо значення напруги та струмів на всіх ділянках мережі. Для схеми зображеної на рис. 1.2 складаємо схему заміщення (додаток В), розрахунок потужностей проводимо по формулах

					БР 3.6.141.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

$$S_{L2} = \frac{S_3(L_4 + L_5 + L_3) + S_1(L_4 + L_5) + S_4L_5}{L_2 + L_3 + L_4 + L_5}$$

$$S_{L5} = \frac{S_4(L_3 + L_4 + L_2) + S_1(L_2 + L_3) + S_3(L_2)}{L_2 + L_3 + L_4 + L_5}$$

$$S_{L2} = S_2 + S_5 + S_6$$

$$S_{L4} = S_{L5} - S_4$$

$$S_{L3} = S_{L2} - S_3$$

Також визначаємо напругу на ділянках за формулою (1.5) та струм за формулою (1.6). Переріз провідників визначаємо за методом економічної густини струму за формулою (1.7). У даному проекті для побудови ЛЕП використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. Значення економічної густини для таких провідників наведено у табл. 1.5. У табл. 1.15 наведено результати орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 10, 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.15 – Потоки потужності та струми в лініях схеми Б

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Б-2	74+j36	155	-	432	216
Б-3	91,5+j5,1	174	-	549	274
3-1	15,5+j3,4	75	-	83	42
4-1	18,5+j12	83	-	116	58
Б-4	90,5+j47	172	-	535	268
2-5	1,3+j0,68	23	78	-	-
2-6	0,73+j0,47	17	46	-	-

Обираємо напругу мережі $U_{\text{ном}}=220$ кВ.

У табл. 1.16 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.16 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, кА	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, кА
			Fe	марка проводу	
Б-2	216	220	98	АС-240/32	605
Б-3	274	220	249	АС-240/32	605
3-1	42	220	37	АС-240/32	605
4-1	58	220	53	АС-240/32	605
Б-4	268	220	243	АС-240/32	605
2-5	216	10	71	АС-70/8	210
2-6	274	10	42	АС-50/8	210

1.4.3 Вибір трансформаторів для схеми Б

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. Для вибору трансформаторів на підстанціях використовуємо формули (1.8 – 1.10). Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.17.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Таблиця 1.17 – Вибір трансформаторів для схеми Б

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	S _{розр} (1-го тр), МВА	S _{ном} (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	37	II	2	26	40	0,47	ТРДН-40000/220
2	45	III	2	33,9	40	0,56	ТРДН-40000/220
3	89	I	2	63	63	0,70	ТРДЦН-63000/220
4	80	I	2	57	63	0,64	ТРДЦН-63000/220
5	1,49	III	1	1,49	1,6	0,90	ТМ-1600/10
6	0,87	II	2	0,621	0,63	0,69	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у табл. 1.18 та 1.19.

Таблиця 1.18 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип трансформатора	S _н , МВ А	Каталожні дані							Розрахункові дані				
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВ т	ΔP _х , кВ т	I _х , %	Регулювання напруги		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _{хкВ} Ар	пт
		В Н	Н Н					Кі- льк ст.	% на ст..				
ТРДН-40000/220	40	22 0	11	12	17 0	50	0, 8	±9	1,7 8	5,6	100, 7	360	20, 9
ТРДЦН-63000/220	63	22 0	11	12	30 0	82	0, 8	±8	1,5	3,9	100, 7	504	20, 9

Таблиця 1.19 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та

6

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані				
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр	пт	
		ВН	НН									
ТМ-6300/10	630	10	0,4	5,5	18	2,23	2,1	1,22	5,35	26	25	
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	2,12	8,5	18,9	25	

1.4.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми Б

Розрахунок активного, реактивного, повного опору ліній та зарядної потужності [1] виконуємо за формулами (3.11 – 3.17).

Результати розрахунків показано у табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Параметри ліній за схемою Б

Ділян-ка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		Q _л , МВАр	Z _л , Ом
			Z ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км		
Б-2	63	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	1,96	3,8 + 13,6j
Б-3	87	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	11	10,6 + 38j
3-1	29	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	3,7	3,5 + 12,7j
4-1	54	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	6,7	6,5 + 23,4j
Б-4	83	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	10,4	9,9 + 35,8j
2-5	9,5	АС-70/8	0,603+0,378j	-	-	2,9 + 1,8j
2-6	12	АС-50/8	0,603+0,378j	-	-	5,3 + 4,6j

										Арк.
										31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ					

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 1.18 та 1.19), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.17). Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2]. Напругу розраховуємо за формулою (1.18).

Розраховуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.2. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.21 та 1.22. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у табл. 1.23.

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку потужностей в лініях

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА*	S початкова, МВА	Iрозр, А	Iдоп, А
Б-2	45,4 + 18,4j	0,188 + 0,677j	45,6 + 19,1j	492	605
Б-3	92 + 50,5j	2,4 + 8,6j	94,5 + 53,6j	164	450
3-1	15,6 + 2,02j	0,018 + 0,065j	15,6 + 0,25j	22,7	265
4-1	18,6 + 10,3j	0,06 + 0,218j	18,6 + 7,13j	156	450
Б-4	91,1 + 44j	2,1 + 7,6j	93,2 + 46,3j	244	605
2-5	1,35 + 0,79j	0,072 + 0,045j	1,42 + 0,84j	71,4	210
2-6	0,742 + 0,542j	0,045 + 0,039j	0,787 + 0,581j	45,3	210

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку потужностей в трансформаторах

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА
1-1'	34 + 15,5j	0,074 + 1,33j	34,2 + 17,5j
2-2'	45 + 15,6j	0,12 + 2,18j	45,4 + 18,5j
3-3'	76 + 47j	0,295 + 7,6j	76,5 + 55,7j
4-4'	72 + 34,9j	0,24 + 6,1j	72 + 42j
5-5'	1,33 + 0,68j	0,015 + 0,073j	1,35 + 0,79j
6-6'	0,73 + 0,47j	0,008 + 0,038j	0,74 + 0,54j

$$S_B = 233 + 119j \text{ МВА}$$

Таблиця 1.23 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
Б	230	230	
1	220	218	
2	220	228	
3	220	217	
4	220	219	
5	10	9,6	
6	10	9,5	
1'	10	10	-3
2'	10	10	-8
3'	10	10	-3
4'	10	10	-4
5'	0,38	0,379	
6'	0,38	0,382	

В додатку Г показано схему заміщення мережі Б.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

1.5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ДВОХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого з двох що розглядаються. Критерієм цього є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулою (1.18) :

$$Z = P_n \cdot K + I \quad (1.18)$$

де: P_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, що приймається рівним 0,12 [3];

K – капітальні витрати на спорудження мережі;

I – річні експлуатаційні витрати.

У капітальні витрати на спорудження мережі входять вартість ліній і підстанцій. До складу останніх включається вартість трансформаторів, ВРУ і постійні витрати. При виконанні проекту всі вони визначаються за укрупненими показниками вартості [6].

Вартість ліній визначається їх довжиною, номінальною напругою, матеріалом і типом опор, районом по ожеледі і перетином проводів. Вартість трансформаторів залежить від їх якості, типу, потужності і напруги [3].

В даному курсовому проекті вартість РУ напругою нижче 110 кВ не враховуються.

Для даного проекту підстанції споживачів однакові для обох схем, тому в економічному розрахунку їх вартість не враховуємо.

Результати розрахунку капітальних та річних експлуатаційних витрат для схеми А показано в табл. 1.25.

Результати розрахунку капітальних та річних експлуатаційних витрат для схеми Б показано в табл. 1.26.

									Арк.
									34
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 1.25 – Капітальні та річні експлуатаційні витрати ЛЕП схеми А

Визначуваний показник		Ділянка мережі					
		А-2	2-3	3-1	1-4	А-4	
Номинальна напруга, кВ		220	220	220	220	220	
Марка проводу		АС- 400/51	АС- 240/3 2	АС- 240/3 2	АС- 240/32	АС- 400/51	
Довжина ділянки, км.		62,7	31,93	29	54	82,4	
Вартість 1 км. лінії, тис.грощ.од.		23,8	21	21	21	23,8	
Всього капітальних витрат, тис.грощ.од.		1492,2 6	670,5 3	609,0 0	1134,0 0	1961,1 2	5866,9 1
Річні експлуатацій ні витрати	%	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	
	тис.грощ.о д.	41,78	18,77	17,05	31,75	54,91	164,27
ΔР в лінії, МВт.год		2,05	0,73	0,002	0,139	2,597	5,518
Тнб лінії, год		2802	2164	2163	2972	3357	
Вартість 1кВт.год втраченої енергії, грощ.од./кВт.ч		1,95	2,15	2,15	1,95	1,9	
Витрати на відтворення ΔW _л , тис.грощ.од		112,01	33,96	0,09	8,06	165,64	319,77
Сума витрат, тис. грощ.од.							1188,1

Таблиця 1.26 – Капітальні та річні експлуатаційні витрати ЛЕП схеми Б

										Арк.
										35
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ					

Визначуваний показник		Ділянка мережі					
		В-2	В-3	3-1	4-1	В-4	
Номинальна напруга, кВ		220	220	220	220	220	
Марка проводу		АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 240/3 2	АС- 240/32	АС- 240/32	
Довжина ділянки, км.		62,6	87,4	29,2	53,7	82,4	
Вартість 1 км. лінії, тис.грош.од.		21	21	21	21	21	
Всього капітальних витрат, тис.грош.од.		1314,6 0	1835,4 0	613,2 0	1127,7 0	1730,4 0	6621,3 0
Річні експлуатаційні витрати	%	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	
	тис.грош.о д.	36,81	51,39	17,17	31,58	48,45	185,40
ΔР в лінії, МВт		0,188	0,188	0,018 1	0,06	2,1	2,5541
τ, годин		2913	2271	2836	2836	3932	
Вартість втрач енергії, грош.од./кВт.ч		1,95	2,05	1,95	1,95	5,46	
Витрати на ΔW _л , тис.грош.од		10,68	8,75	1,00	3,32	450,84	474,59
Сума витрат, тис. грош.од.							1454,5

											Арк.
											36
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ						

$$Z_A = 1188.5 \text{ тис. у. од}$$

$$Z_B = 1454 \text{ тис. у. од}$$

$$Z_A > Z_B (1188 > 1454)$$

Найменші приведені затрати будуть для схеми А, тому вибираємо її як основну і виконуємо розрахунок мережі при її аварійному режимі роботи, проводимо перевірку трансформатора підстанції на перевантаження та розраховуємо струми короткого замикання для послідуєчого вибору високовольтного комутаційного обладнання.

					БР 3.6.141.556 ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.6 АВАРІЙНИЙ РЕЖИМ ТА МІНІМАЛЬНИЙ РЕЖИМ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СХЕМИ А

1.6.1 Аварійний режим роботи електричної схеми А

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів І категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів ІІ категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів ІІІ категорії перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, повинна не перевищувати однієї доби.

У після аварійному режимі напруга на джерелі живлення приймається рівною режиму максимальних навантажень.

У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.4. Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у табл. 1.27, 1.28, 1.29.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.27 – Результати розрахунків потужностей в лініях під час аварійного режиму

Ділянк а	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА	I розр, А	I доп, А
А-2	-	-	-	-	830
2-3	45,4 + 16,4j	0,186 + 0,66j	45,6 + 15,1j	126	605
3-1	122 + 68,9j	1,4 + 5,17j	123 + 72j	375	605
4-1	158 + 86,5j	4,3 + 15,6j	162 + 98,7j	497	605
А-4	234 + 135j	9,3 + 52j	244 + 182j	798	830
2-5	1,35 + 0,79j	0,072 + 0,0451j	1,42 + 0,84j	95	265
2-6	0,741 + 0,542j	0,0449 + 0,0391j	0,787 + 0,581j	56	210

Таблиця 1.28 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА
1-1'	34 + 15,5j	0,074 + 1,33j	34,2 + 17,5j
2-2'	45,2 + 15,6j	0,121 + 2,18j	45,4 + 18,5j
3-3'	76 + 47j	0,295 + 7,6j	76,5 + 55,7j
4-4'	72 + 34,9j	0,23 + 6,1j	72,4 + 41,9j
5-5'	1,33 + 0,68j	0,015 + 0,073j	1,35 + 0,79j
6-6'	0,73 + 0,47j	0,008 + 0,03j	0,74 + 0,54j

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у табл. 1.29.

Таблиця 1.29 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	230	230	
1	220	185	
2	220	175	
3	220	177	
4	220	200	
5	10	8,5	
6	10	8,4	
1'	10	9,55	8
2'	10	9,0	8
3'	10	9,2	8
4'	10	9,9	4
5'	0,38	0,338	
6'	0,38	0,342	

Трансформатори з РПН, встановлені на підстанціях 1-4, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регульовальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, які, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на невеликій відстані, що зменшує втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання.

Схема заміщення для аварійного режиму роботи мережі показана в додатку Д.

					БР 3.6.141.556 ПЗ	Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.7 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми А

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.4 потужність споживачів дорівнює:

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min}$$

де P_{max} – потужність максимального режиму;

K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.4. Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у табл. 1.30 та 1.31.

Таблиця 1.30 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянк а	S кінцева, МВА	ΔS, МВА	S початкова, МВА	I розр, А	I доп, А
А-2	74,4 + 38,7j	0,68 + 3,8j	75,1 + 42,5j	401	830
2-3	46,9 + 29j	0,24 + 0,87j	47,1 + 27,9j	253	605
3-1	1,1 + 8,4j	0,001 + 0,004j	1,1 + 2,6j	14	605
4-1	19,5 + 4,4j	0,054 + 0,193j	19,5 + 1,2j	81	605
А-4	62,9 + 19,9j	0,558 + 3,1j	63,6 + 17,7j	306	830
2-5	0,798+0,408j	0,006 + 0,048j	0,81 + 0,47j	95	265
2-6	0,44 + 0,33j	0,016 + 0,014j	0,46 + 0,35j	56	210

Таблиця 1.31 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	S кінцева, МВА	ΔS , МВА	S початкова, МВА
1-1'	20,4 + 9,29j	0,026 + 0,48j	20,5 + 10,5j
2-2'	27,1 + 9,32j	0,043 + 0,78j	27,2 + 10,8j
3-3'	45,6 + 28,3j	0,106 + 2,74j	45,9 + 32,0j
4-4'	43,2 + 20,9j	0,085 + 2,19j	43,5 + 24,1j
5-5'	0,798 + 0,408j	0,006 + 0,026j	0,806 + 0,477j
6-6'	0,438 + 0,28j	0,003 + 0,011j	0,443 + 0,333j

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у табл. 1.32.

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена в додатку Е.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4.2

Таблиця 1.32 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
В	220	220	
1	220	225	
2	220	224	
3	220	223	
4	220	226	
5	10	9,9	
6	10	9,9	
1'	10	10,3	-4
2'	10	10,3	-4
3'	10	10,3	-3
4'	10	10,3	-5
5'	0,38	0,398	
6'	0,38	0,399	

2 ПЕРЕВІРКА ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ ТА ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів

Перевіряємо трансформатор **ТРДЦН-63000/220** підстанції №3 відповідно до вихідних даних наведених в табл. 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для перевірки трансформатора

$P_{НОМ. НАВ}$, МВт	cos φ	XL1, Ом	XL2, Ом	Скз.С, МВА	t, °C
72	0,9	35	78	2600	+20

Таблиця 2.2 – Денний графік навантаження у відсотках підстанції

№ Годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
2	50	40	70	90	90	80	80	100	100	120	150	105

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\cos \varphi} = \frac{72}{0,9} = 80 (МВА)$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = 57,1 (МВА)$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{ном} = 80 (МВА)$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою:

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		4.4

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

Результати заносимо до табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Денний графік навантаження у МВт підстанції

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня МВА	28,6	22,9	40	51,4	51,4	45,7	45,7	57,1	57,1	68,6	85,7	60

Побудуємо графік навантаження, який зображено на рис. 2.1.

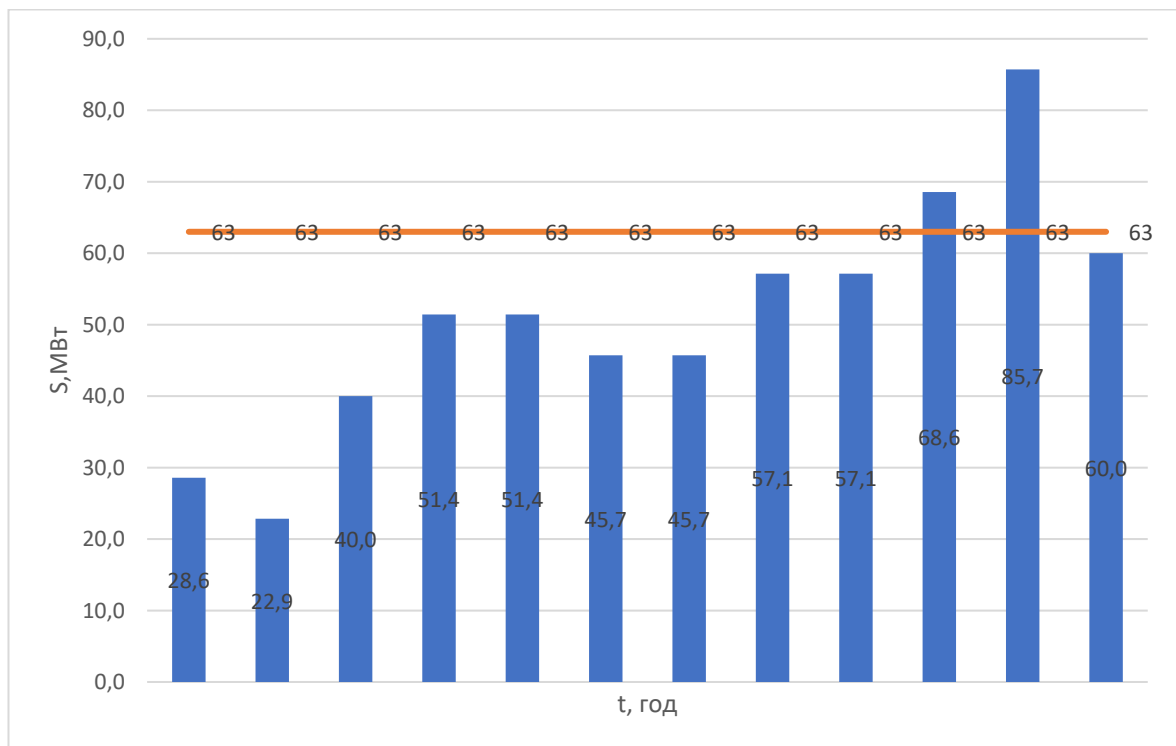


Рисунок 2.1 - Графік навантаження

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за наступною формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

t_1, t_2, \dots, t_n , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{63} \cdot \sqrt{\frac{28^2 \cdot 2 + 23^2 \cdot 2 + 40^2 \cdot 2 + 51^2 \cdot 2 + 46^2 \cdot 4 + 57^2 \cdot 4 + 60^2 \cdot 2}{20}} = 0,754$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{68,6^2 \cdot 2 + 85,7^2 \cdot 2}{4}} = 1,23$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{МАХ} = \frac{S_{МАХ}}{S_{НОМ}} = \frac{85,7}{63} = 1,36$$

										Арк.
										46
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ					

де S_{MAX} – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Попереднє значення K_2 необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,36 = 1,22$$

$$K_2' = 1,23$$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження $t = 4$ годин для нормального режиму табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт перенавантаження для нормального режиму

	0,7	0,8
4	1,29	1,25

$$K_{ГОСТ} = 1,29 - \frac{1,29 - 1,25}{100} \cdot 20 = 1,256$$

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури (+20 С) і часу перевантаження $t = 4$ годин для аварійного режиму табл. 2.5.

Таблиця 2.5. – Коефіцієнт перенавантаження для аварійного режиму

	0,7	0,8
4	1,4	1,4

$$K_{ГОСТ} = 1,4$$

Як бачимо, для даного трансформатора при нормальному режиму роботи K_2 трансформатора менше за значення по ГОСТу, але в аварійному режимі даний коефіцієнт задовольняє умові ($K_2 = 1,23 < K_{ГОСТ} = 1,4$), тому

даний трансформатор (ТРДЦН-63000/220) можна експлуатувати в даних умовах.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 4800 \text{ МВА}$.

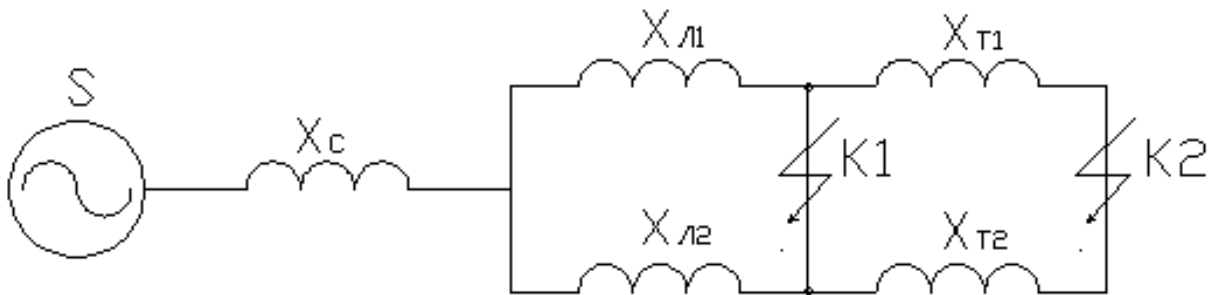


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{220^2}{2600} = 18,6 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

									Арк.
									48
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.556 ПЗ				

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{35 \cdot 78}{35 + 78} = 24,21 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 63 \text{ (MVA)}$;

Опір трансформатора

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 220^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 80,6 \text{ (Ом)};$$

Опір трансформаторів

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{80,7}{2} = 40,3 \text{ Ом.}$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (18,6 + 24,2)} = 2,96 \text{ (кА)};$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (18,6 + 40,3 + 24,2)} = 1,52 \text{ (кА)}.$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{220}{10} = 1,52 \cdot \frac{220}{10} = 33,6 \quad (\kappa A).$$

Ударний струм:

у точці

$$K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,96 = 6,74 \quad (\kappa A);$$

у точці

$$K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 33,6 = 86,5 \quad (\kappa A).$$

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

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 ; $T_a=0,02$ с., $t=0,06$ с., для K_2 – $T_a=0,05$ с., $t=0,1$ с.

$$\text{для } K_1 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 2,96 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 0,208 \quad (\kappa A);$$

$$\text{для } K_2 \quad i_a = \sqrt{2} \cdot 33,5 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 6,43 \quad (\kappa A).$$

Інтеграл Джоуля

					БР 3.6.141.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

$$\text{для } K_1 \quad B_{K_1} = I_{K_1}^2 (t + T_a) = 2,96^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 0,703 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

$$\text{для } K_2 \quad B_{K_2} = I_{K_2}^2 (t + T_a) = 33,6^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 169 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

В табл. 2.6 наведено результат всіх розрахунків

Таблиця 2.6 – 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 220 кВ (K_1)	2,96	6,74	2,96	0,209	0,703
Шини 10 кВ (K_2)	33,6	86,5	33,6	6,43	169

2.3 Вибір вимикачів електричних апаратів розподільчого пристрою і струмоведучих частин

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509 \text{ А.}$$

2.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ.

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.7. Каталогні параметри вимикача узяті з [3]. В табл. 2.7 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова Вибору	Розрахункові Значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	2,96 кА	40 кА
$I_{y\theta} \leq I_{СКВ}$	6,739 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	2,96 кА	40 кА
$I_{a\tau} \leq I_{аном}$	0,209 кА	8,05 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,702 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Обираємо вимикач типу ЯЕ – 220Л – 11(21)У4.

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

В табл. 2.8 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача у колі трансформатора.

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	5092 А	5600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,5 кА	64 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	86,5 кА	170 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	33,6 кА	64 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,43 кА	42
$B_K \leq I_T^2 t_r$	169,2 кА ² ·с	58800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу МГГ-10-5600-63У3.

В табл. 2.9 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача секційного на боці 10 кВ.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

Таблиця 2.9 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2546 А	3500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,6 кА	64 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	86,5 кА	170 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	33,6 кА	64 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,43 кА	42 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	169,3 кА ² ·с	58800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу МГГ-11-3500/1000ТЗ

2.3.3 Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 220 кВ

В табл. 2.10 наведено розрахункові параметри та параметри обраного вимикача на лінії, що відходить, 10 кВ.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Таблиця 2.10 – 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 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,58 кА	40 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	86,5 кА	100 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	33,6 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	6,42 кА	42 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	169 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Обираємо вимикач типу ВЕ-10-40/1600У3.

У табл. 2.11 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231 А	630 А
$i_{y\partial} \leq I_{прСКВ}$	6,74 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,702 кА ² ·с	992,25кА ² ·с

Обираємо до установки на боці 220 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ-1-220/630 Т1.

2.4 Вибір ошиновки розподільних пристроїв (РП)

В РУ 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелеюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

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

де j_e - економічна щільність струму

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

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

$$q_{\min} = \frac{294}{1,1} = 267,0 \text{ мм}^2$$

Можемо обрати провід АС 300/39, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\text{max}} = 294 \text{ А}$$

$$I_{\text{дон}} = 710 \text{ А}$$

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

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

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

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
						56
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{3,37}}{91 \cdot 10^{-3}} = 20,2 \text{ мм}^2,$$

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

Умова виконується $20,2 \leq 300$.

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.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше 240 мм², тому провід АС 300/39 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:

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

$$I_{\text{раб.нб}} = 5092 \text{кА}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 120×10 з чотирма смугами на фазу, для цих шин $I_{\text{доп ном}} = 6800 \text{А}$ обрали із табл. А2.

$I_{\text{раб.нб}}$ - 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).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп ном}} \cdot k_n = 6800 \cdot 1,05 = 7140 \text{А}$$

$$5092 \text{А} \leq 7100 \text{А}$$

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

Нерівність виконується.

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

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

q_{\min} - мінімум переріз за термічною стійкістю.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{444,7}}{91 \cdot 10^{-3}} = 231,7 \text{ мм}^2$$

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. 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 .

$$\gamma = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ см}^4$$

b - товщина шини, см;

h - ширина шини, см.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{144}{1 \cdot 12}} = 266,658 \text{ Гц}$$

4) Перевірка шини на міцність

f_c - сила взаємодії між смугами

									Арк.
									58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ				

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

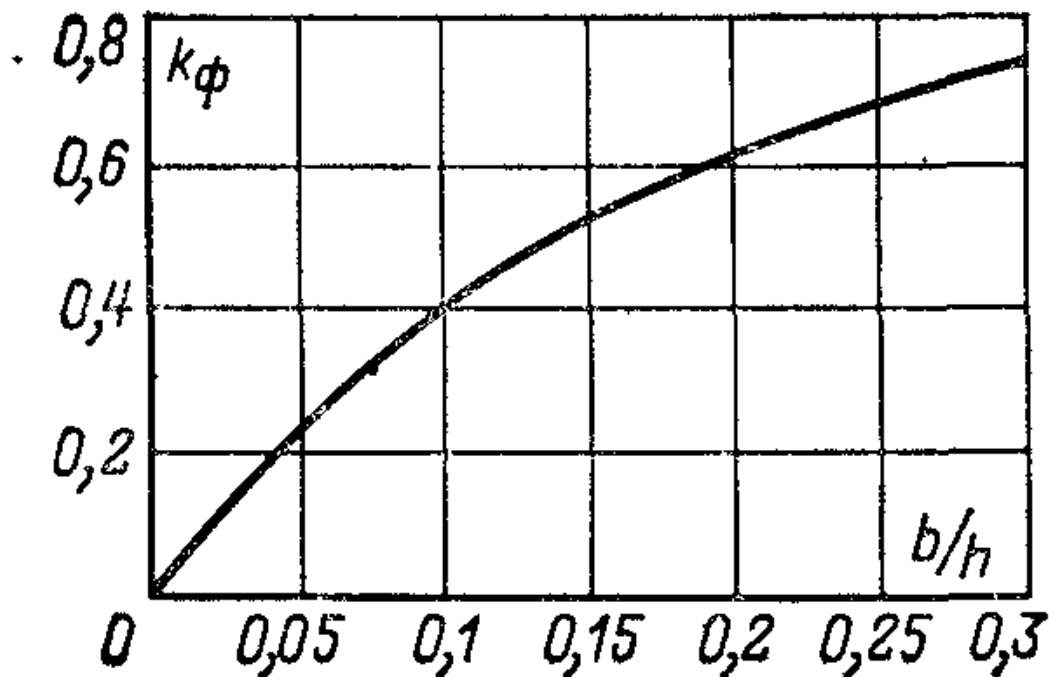


Рисунок 2.3 - Криві для визначення коефіцієнта k_ϕ для двосмугових шин при $a_{\text{п}} = 2b$

k_ϕ - коефіцієнт форми шин (рис. 2.3), що враховує вплив поперечних розмірів провідника на сили взаємодії.

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

$$f_c = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot 0,3 \cdot \frac{140148^2}{1} = 181,7 \left(\frac{H}{м} \right)$$

Механічна напруга між смугами

									Арк.
									59
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.556 ПЗ				

$$\sigma_c = \frac{f_c l_n^2}{12 \cdot W_c} = \frac{181,7 \cdot 2,038^2}{12 \cdot 48} = 1,31 \text{ (МПа)}$$

$$l_n = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_c}{i_{y\delta}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_c}{k_\phi}} = 0,216 \cdot \sqrt{\frac{0,02}{140148}} \cdot \sqrt[4]{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 144}{0,3}} = 2,038 \text{ (м)}$$

$$a_c = 2b = 2 \cdot 1 = 2 \text{ (м)}$$

$$W_c = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \cdot 12^2}{3} = 48 \text{ (см}^3\text{)}$$

де W_c - момент опору між смугами.

Механічна напруга між фазами

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(140148 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5^2}{3456 \cdot 2} = 0,0111 \text{ МПа}$$

$$W_\phi = \frac{bh^4}{6} = \frac{1 \cdot 12^4}{6} = 3456 \text{ (см}^3\text{)}$$

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

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

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

$$\sigma_{розр} = (1,31 + 0,00111) \cdot 10^6 \leq 82,5 \cdot 10^6$$

Умова механічної міцності двосмугової шини виконується.

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

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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 220 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 енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	У	З
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикач на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведений у табл. 2.13-2.15.

Таблиця 2.13 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	6,74 кА	25 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,702 кА ² ·с	288 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,82 Ом	1,2 Ом

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ220Б-III, користуючись довідником [2].

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.

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

						Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ	

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 $l = 100 \text{ м}$

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

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

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

що менше ніж $1,2 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	5092 А	6000 А
$i_y \leq i_{дин}$	86 кА	140 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	6,42 кА ² ·с	67800 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,403 Ом	1,2

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

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

									Арк.
									64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ				

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

Вибираємо трансформатор ТШВ-15. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.15 – 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	800 А
$i_y \leq i_{дин}$	86 кА	128 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	6,43 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

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

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.

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4мм^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 ТЛ10-II. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги (220 кВ) обираємо трансформатори НКФ-220-58У1 табл. 4.16, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2 4.17, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках [2],[3].

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Таблиця 2.16 – Трансформатори напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58У1	150/ $\sqrt{3}$ 3	100/ $\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.17 – Трансформатори напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна 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

									Арк.
									67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ				

2.6 Вибір трансформаторів 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. 2.18.

Таблиця 2.18 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			Рвст, кВт	Qв ст, кВАр
Охолод. ТРДЦН-63000/220	29,6*2	59,2	0,9	0,48	59,2	28,7
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	3*3,6	10,8	1	0	10,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, віділювачів, 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					83	28,7

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

$$S_{ТСН} \geq S_{СН},$$

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

$S_{СН}$ - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки

										Арк.
										68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.14.1.556 ПЗ					

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{83^3 + 28,7^2} = 70,25 \text{ кВА},$$

тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 70,25 кВА.

Приймаємо два трансформатора ТМ-63/10кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $70,69/63 = 1,11$ тобто на 11%, що допустимо.

В додатку представлена принципова схема підстанції з усіма обраними приладами та апаратурою при даних умовах експлуатації.

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

3 УЛАШТУВАННЯ ОПОР ТА ПРОВОДІВ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

Повітряна лінія електропередачі - пристрій, призначений для передачі або розподілу електричної енергії по проводах, що знаходяться на відкритому повітрі і прикріпленим за допомогою траверс (кронштейнів), ізоляторів і арматури до опор або іншим спорудам (мостів, шляхопроводів).

3.1 Склад ПЛ

- Секціонууючою пристрої;
- Волоконно-оптичні лінії зв'язку (у вигляді окремих самонесучих кабелів, або вбудовані в грозозахисний трос, силовий провід);
- Допоміжне обладнання для потреб експлуатації (апаратура високочастотного зв'язку, ємнісного відбору потужності та ін.)

3.2 Класифікація ВЛ

За родом струму:

- ВЛ змінного струму
- ВЛ постійного струму

В основному, ВЛ служать для передачі змінного струму і лише в окремих випадках використовують лінії постійного струму.

Для ПЛ змінного струму прийнята наступна шкала класів напруг: змінне - 0,4, 6, 10, (20), 35, 110, 150, 220, 330, 400, 500, 750 і 1150 кВ; постійне - 400 кВ.

За призначенням:

- надалекі ПЛ напругою 500 кВ і вище (призначені для зв'язку окремих енергосистем)

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- магістральні ПЛ напругою 220 і 330 кВ (призначені для передачі енергії від потужних електростанцій, а також для зв'язку енергосистем і об'єднання електростанцій всередині енергосистем - наприклад, з'єднують електростанції з розподільними пунктами)
- розподільні ПЛ напругою 35, 110 і 150 кВ (призначені для електропостачання підприємств і населених пунктів великих районів - з'єднують розподільні пункти зі споживачами)

По режиму роботи нейтралей в електроустановках:

- Трифазні мережі з незаземленими (ізольованими) нейтралями (нейтраль не приєднується до заземлювального пристрою або приєднана до нього через апарати з великим опором). У Росії такий режим нейтралі використовується в мережах напругою 3-35кВ з малими струмами однофазних замикань на землю.
- Трифазні мережі з резонансно-заземленими (компенсованими) нейтралями (нейтральна шина приєднана до заземлення через індуктивність). У Росії використовується в мережах напругою 3-35кВ з великими струмами однофазних замикань на землю.
- Трифазні мережі з ефективно-заземленими нейтралями (мережі високої і надвисокої напруги, нейтралі яких з'єднані з землею безпосередньо або через невелике активний опір). У Росії це мережі напругою 110, 150 і частково 220кВ, тобто мережі в яких застосовуються трансформатори, а не автотрансформатори, що вимагають обов'язкового глухого заземлення нейтралі по режиму роботи.

Мережі з глухозаземленою нейтраллю (нейтраль трансформатора або генератора приєднується до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір). До них відносяться мережі напругою менше 1 кВ, а так само мережі напругою 220кВ і вище.

По режиму роботи в залежності від механічного стану:

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- ВЛ нормального режиму роботи (дроти і троси не обірвані)
- ВЛ аварійного режиму роботи (при повному або частковому обриві проводів і тросів)
- ВЛ монтажного режиму роботи (під час монтажу опор, проводів і тросів)

3.3 Повітряні лінії електропередачі.

Електричною повітряною лінією ПЛ називається пристрій, що служить для передачі електричної енергії по проводах, розташованих на відкритому повітрі і прикріплених за допомогою ізоляторів та арматури до опор. Повітряні лінії електропередачі діляться на ПЛ напругою до 1000 В і вище 1000 В.

- при будівництві повітряних ліній електропередачі обсяг земляних робіт незначний. Крім того, вони відрізняються простотою експлуатації і ремонту. Вартість споруди повітряної лінії приблизно на 25-30% менше, ніж вартість кабельної лінії такої же протяжності. Повітряні лінії діляться на три класи:

- клас I - лінії з номінальним експлуатаційним напругою 35 кВ при споживачах 1 і 2-ї категорій і вище 35 кВ незалежно від категорій споживачів;

клас II - лінії з номінальним експлуатаційним напругою від 1 до 20 кВ при споживачах 1 і 2-ї категорій, а також 35 кВ при споживачах 3-ї категорії;

- клас III - лінії з номінальним експлуатаційним напругою 1 кВ і нижче. Характерною особливістю повітряної лінії напругою до 1000 В є використання опор для одночасного кріплення на них проводів радіомережі, зовнішнього освітлення, телеуправління, сигналізації. Основними елементами повітряної лінії є опори, ізолятори і проводи.

										Арк.
										72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

- Для ліній напругою 1 кВ застосовують опори двох видів: дерев'яні із залізобетонними приставками і залізобетонні.
- Для дерев'яних опор використовують колоди, просочені антисептиком, з лісу II сорту - сосни, ялини, модрина, ялиці. Чи не просочувати колоди можна при виготовленні опор з лісу листяних порід зимової рубки. Діаметр колод у верхньому острубе повинен становити не менше 15 см для одностоякових опор і не менше 14 см для подвійних і А-подібних опор. Допускається приймати діаметр колод у верхньому острубе не менше 12 см на відгалуженнях, що йдуть до введів в будівлі та споруди. Залежно від призначення і конструкції розрізняють опори проміжні, кутові, відгалужувальні, перехресні і кінцеві.
- Проміжні опори на лінії є найбільш численними, так як служать для підтримки проводів на висоті і не розраховані на зусилля, які створюються уздовж лінії в разі обриву проводів. Для сприйняття цього навантаження встановлюють анкерні проміжні опори, розташовуючи їх "ноги" уздовж осі лінії. Для сприйняття зусиль, перпендикулярних лінії, встановлюють анкерні проміжні опори, маючи в своєму розпорядженні "ноги" опори поперек лінії.
- Анкерні опори мають більш складну конструкцію і підвищену міцність. Вони також поділяються на проміжні, кутові, відгалужувальні і кінцеві, які підвищують загальну міцність і стійкість лінії.
- Відстань між двома анкерними опорами називається анкерним прольотом, а відстань між проміжними опорами - кроком опор.
- У місцях зміни напрямку траси повітряної лінії встановлюють кутові опори.
- Для електропостачання споживачів, які перебувають на деякій відстані від магістральної повітряної лінії, використовуються

					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відгалужувальні опори, на яких закріплюються дроти, під'єднані до повітряної лінії і до введення споживача електроенергії.

- Кінцеві опори встановлюють на початку і кінці повітряної лінії спеціально для сприйняття односторонніх осьових зусиль.
- Конструкції різних опор показані на рис. 10.
- При проектуванні повітряної лінії кількість і тип опор визначають залежно від конфігурації траси, перетину проводів, кліматичних умов району, ступеня заселеності місцевості, рельєфності траси і інших умов.
- Для споруд ПЛ напругою понад 1 кВ застосовують переважно залізобетонні і дерев'яні антисептіровані опори на залізобетонних приставках. Конструкції цих опор уніфіковані.
- Металеві опори використовують головним чином в якості анкерних опор на повітряних лініях напругою вище 1 кВ.
- На опорах ПЛ розташування проводів може бути будь-яким, тільки нульовий провід в лініях до 1 кВ розміщують нижче фазних. При підвісці на опорах проводів зовнішнього освітлення їх розміщують нижче нульового проводу.
- Проводу ПЛ напругою до 1 кВ слід підвішувати на висоті не менше 6 м від землі з урахуванням стріли провисання.
- Відстань по вертикалі від землі до точки найбільшого провисання проводу називається розміром проводу ПЛ над землею.
- Проводу повітряної лінії можуть по трасі зближуватися з іншими лініями, перетинатися з ними і проходити на відстані від об'єктів.
- Розміром зближення проводів ПЛ називається допустиме найменша відстань від проводів лінії до об'єктів (будівель, споруд), розташованих паралельно трасі ПЛ, а розміром перетину – найкоротша відстань по вертикалі від об'єкта, розташованого під лінією (перетинаються) до проводу ПЛ.

					<i>БР 3.6.14.1.556 ПЗ</i>	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ВИСНОВОК

В даній роботі були знайдені потоки потужностей в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Знайдені також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуті величини напруги у вузлах мережі з урахуванням подовжніх і поперечних складових падінь напруги на ділянках мережі.

Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги не потрібна.

Доцільно зробити висновок, що всі поставлені завдання вирішені повною мірою і робота задовольняє вимогам описаним в [3].

Крім того, окремо перевірений трансформатор на 3 підстанції в режимі максимального навантаження. Для даної підстанції обрано вимикача на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач на низькій стороні, трансформатори струму на високій та низькій стороні, трансформатори напруги на високій та низькій стороні. Обраний трансформатор власних потреб, котрий встановлюється на низькій стороні.

					<i>БР 3.6.14.1.556 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		75

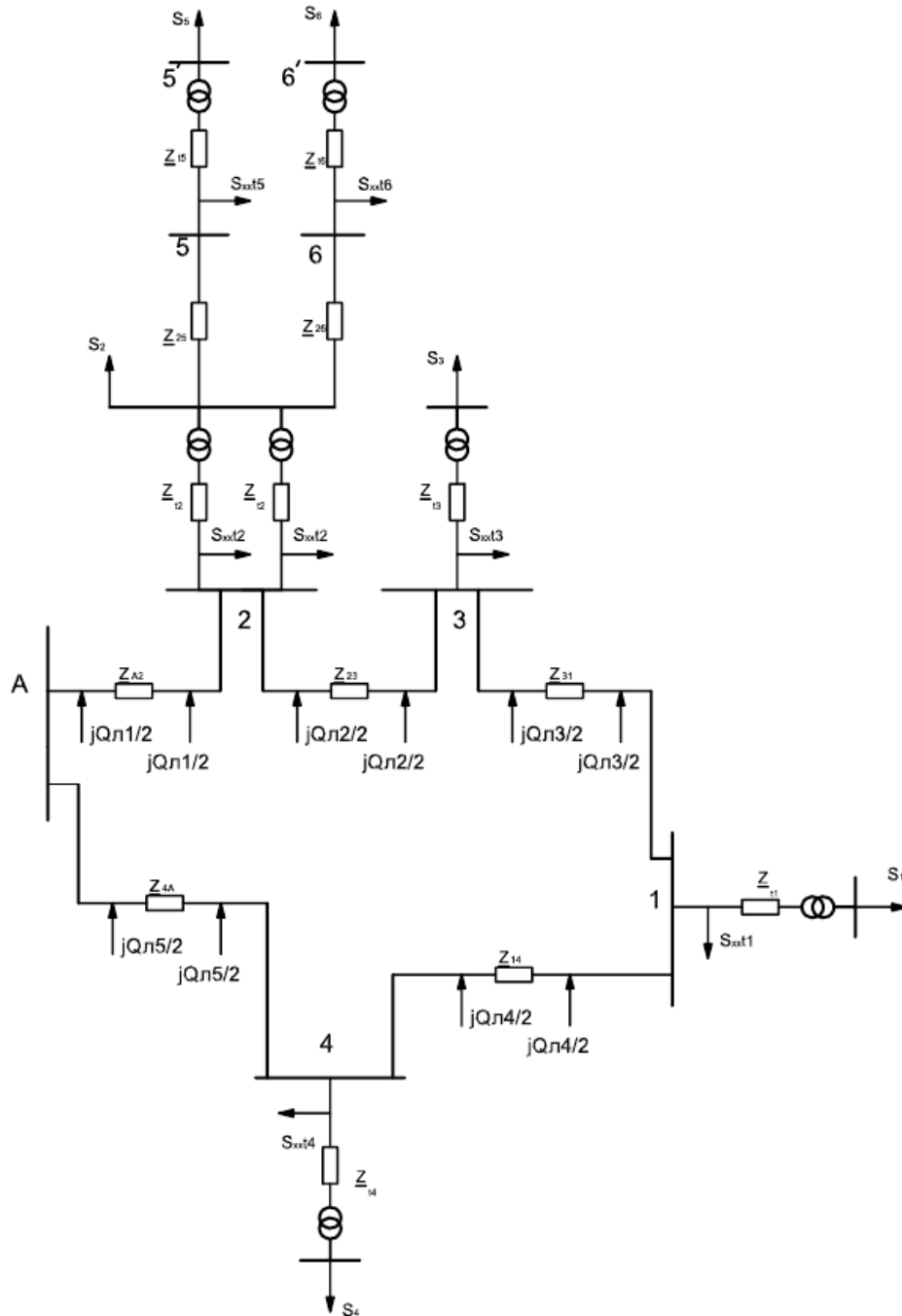
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – Учебник для вузов. М. Энергоатомиздат 1989, 592 с.
2. Правила устройства электроустановок. - М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
4. Силовые трансформаторы. Технические сведения. Сумы СумГУ 2005. Составил Лебединский И.Л.
5. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
6. 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 / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега, С.М. Лебеда. – Суми: Вид-во СумДУ, 2017. – 34 с.
7. Неклепаев Б. Н. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебн. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
8. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

						БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
							76
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

ДОДАТОК А

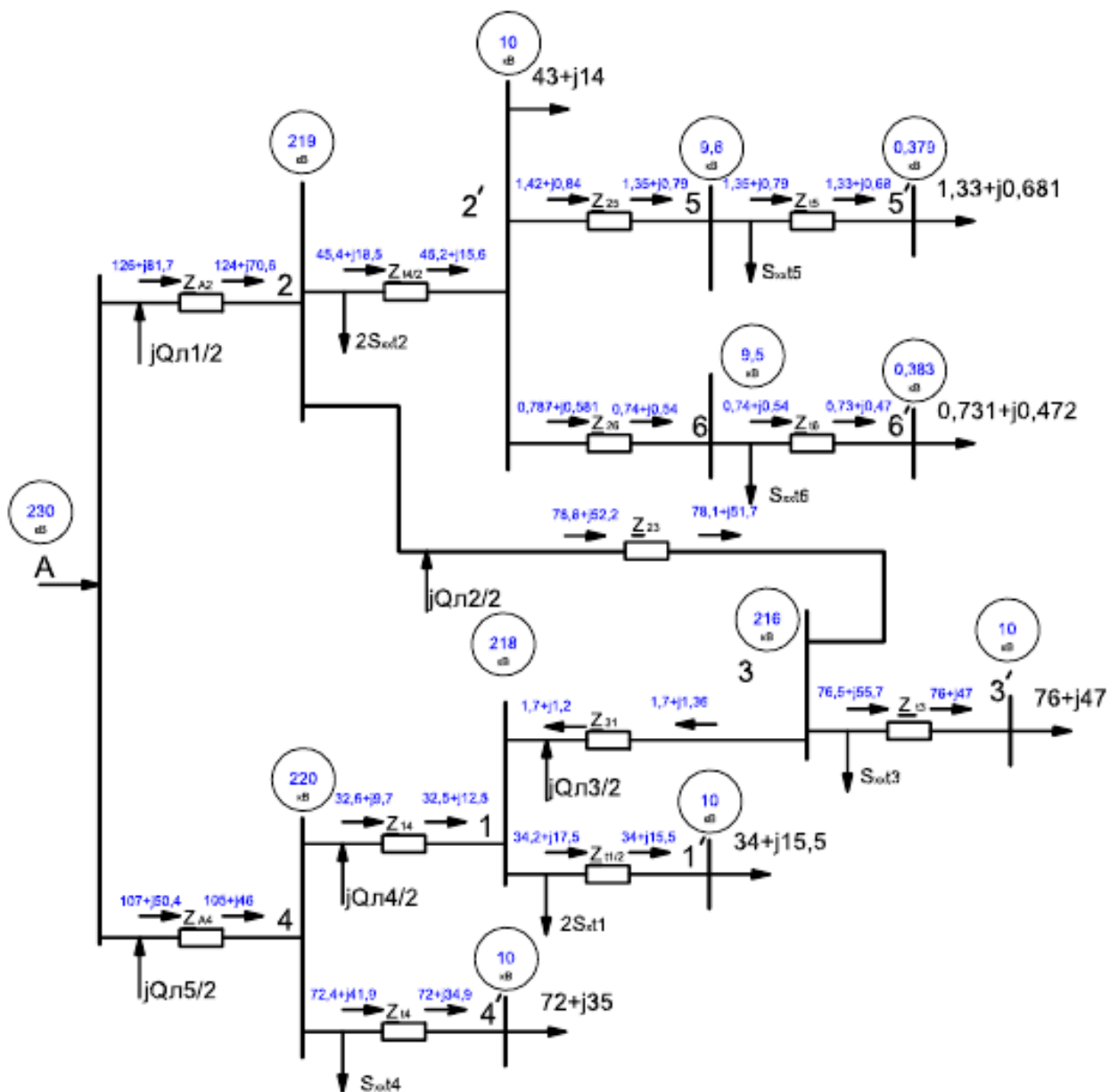
Схема заміщення мережі А



					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк. 77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

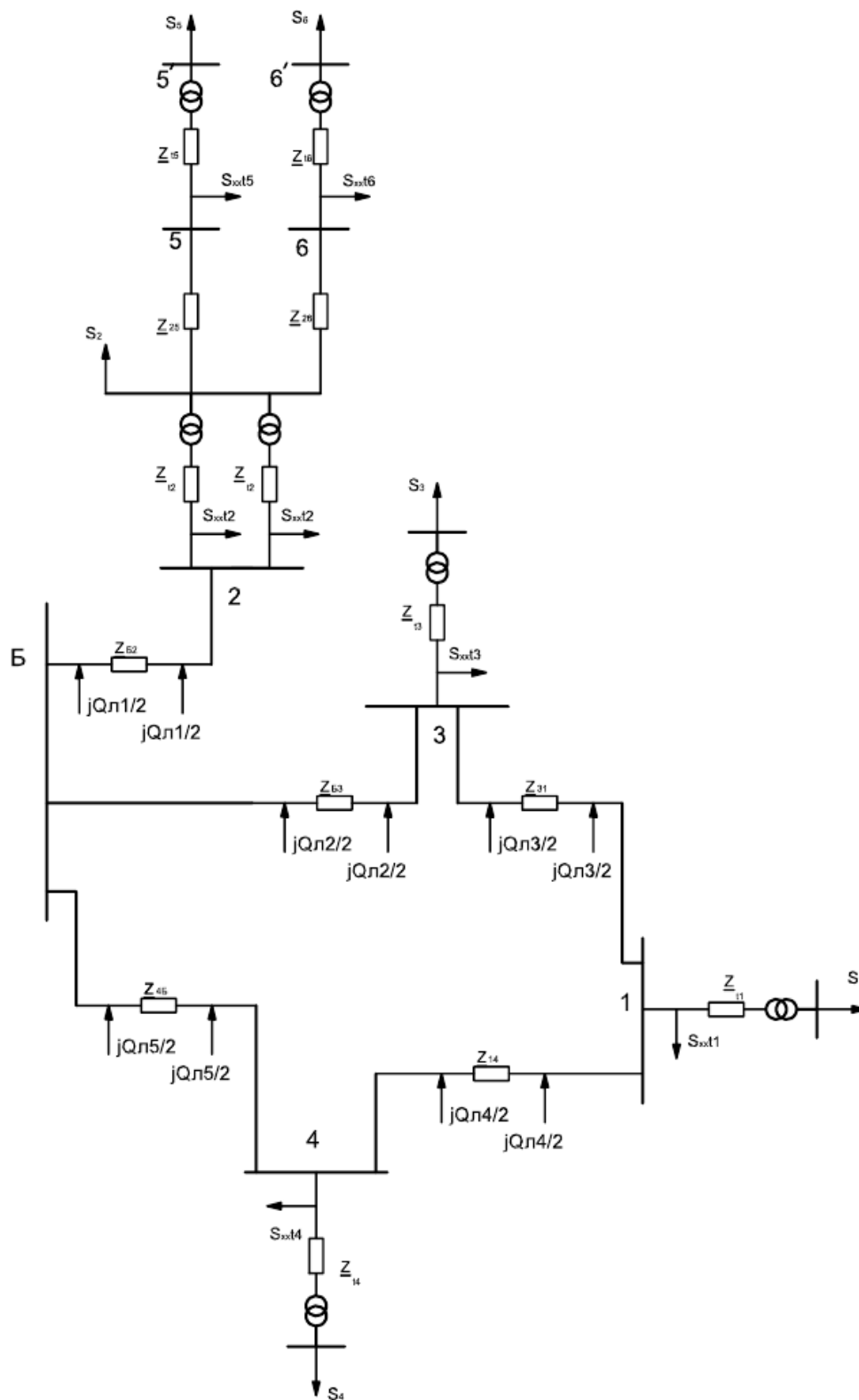
ДОДАТОК Б

Схема заміщення мережі А в режимі максимального навантаження



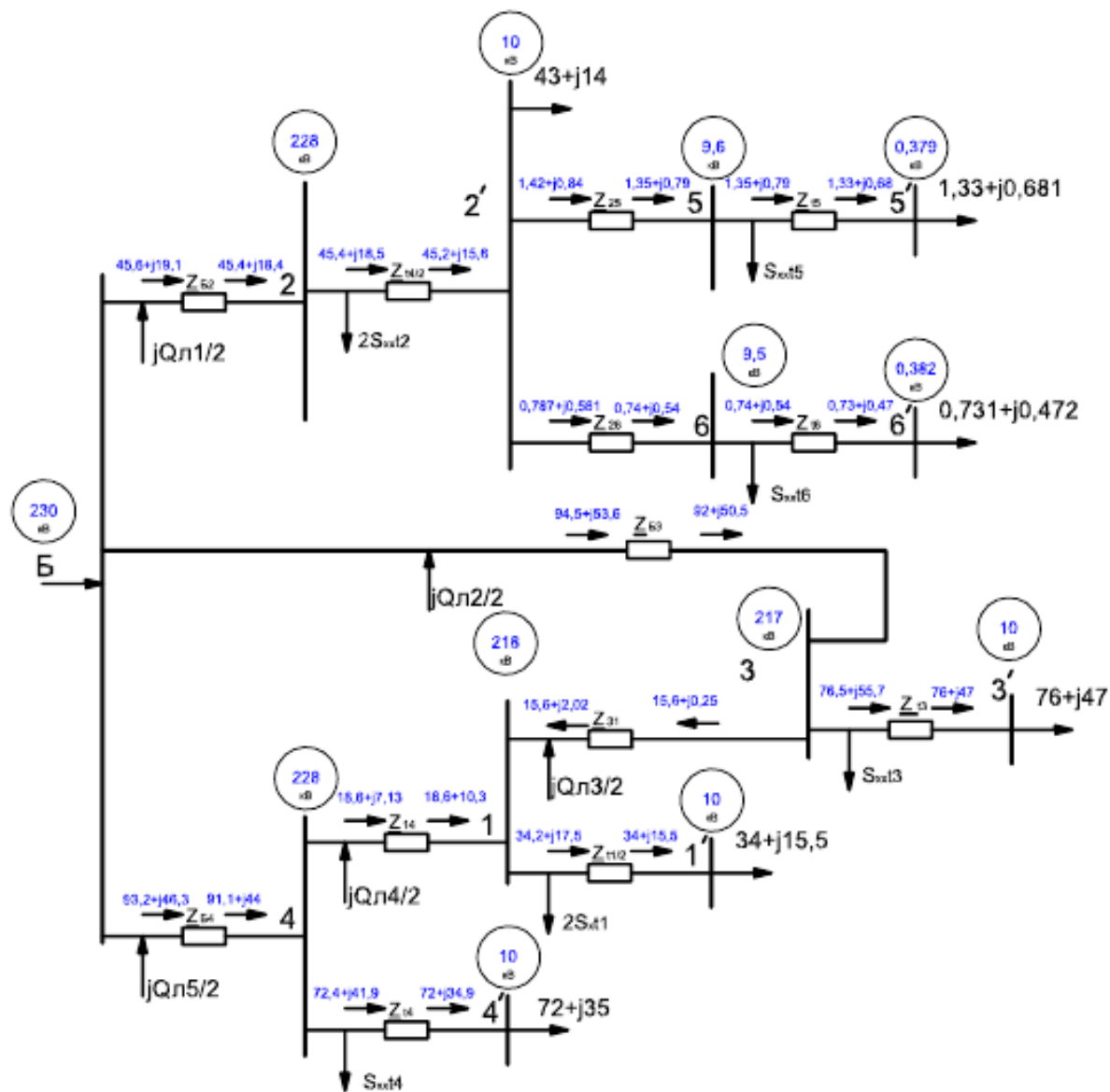
ДОДАТОК В

Схема заміщення мережі Б



ДОДАТОК Г

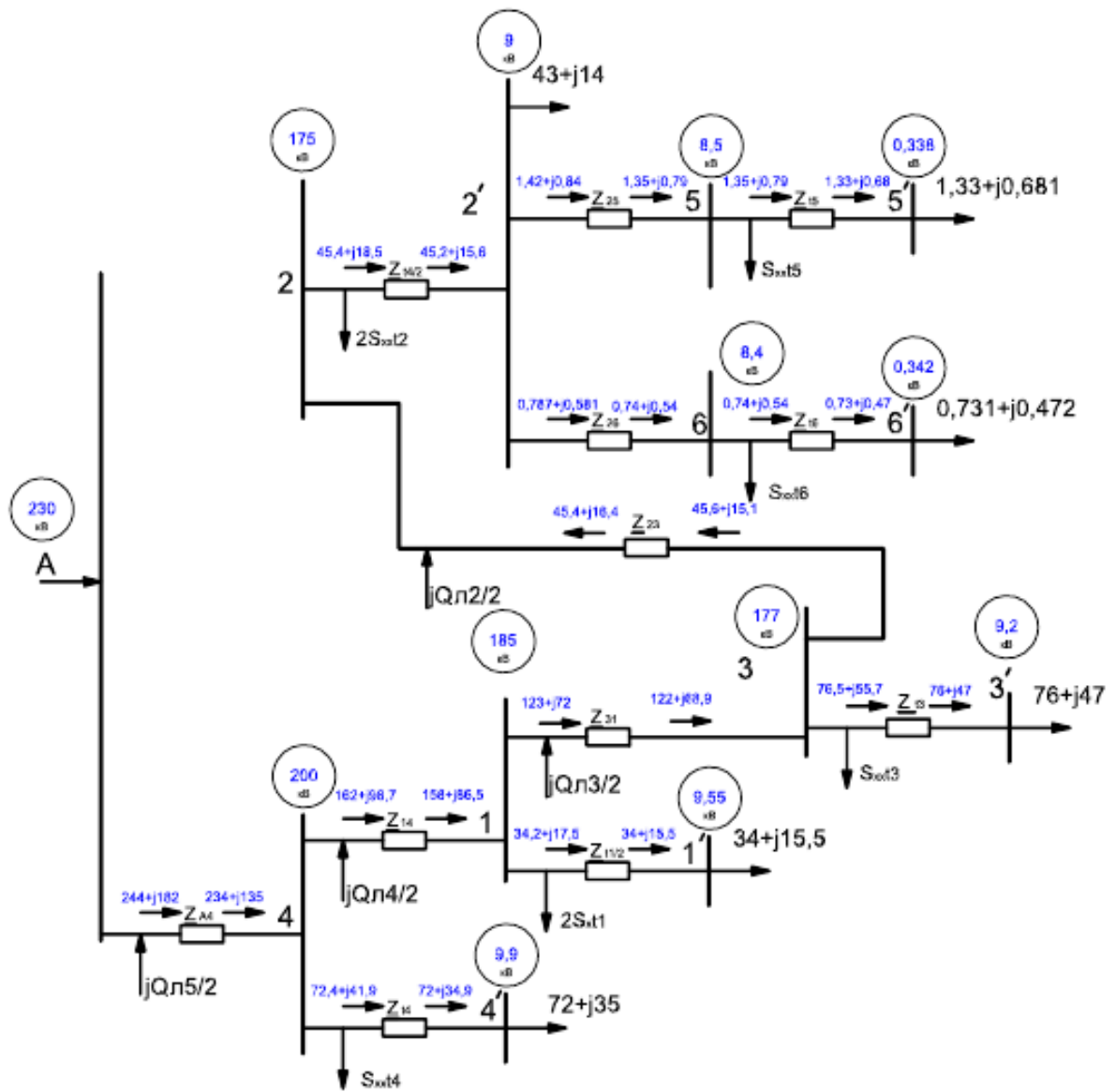
Схема заміщення мережі Б в режимі максимального навантаження



					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

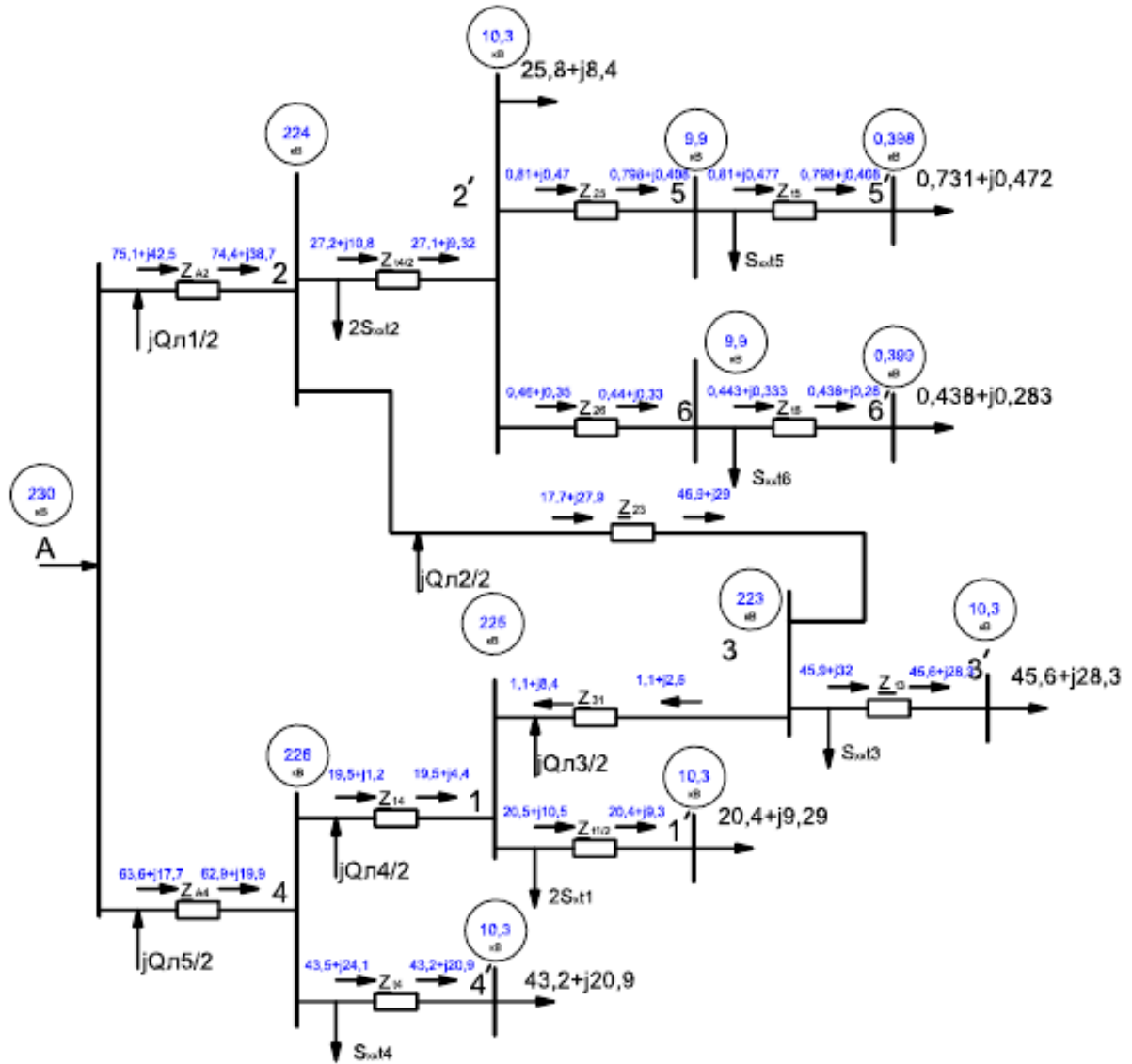
ДОДАТОК Д

Схема заміщення мережі А в аварійному режимі

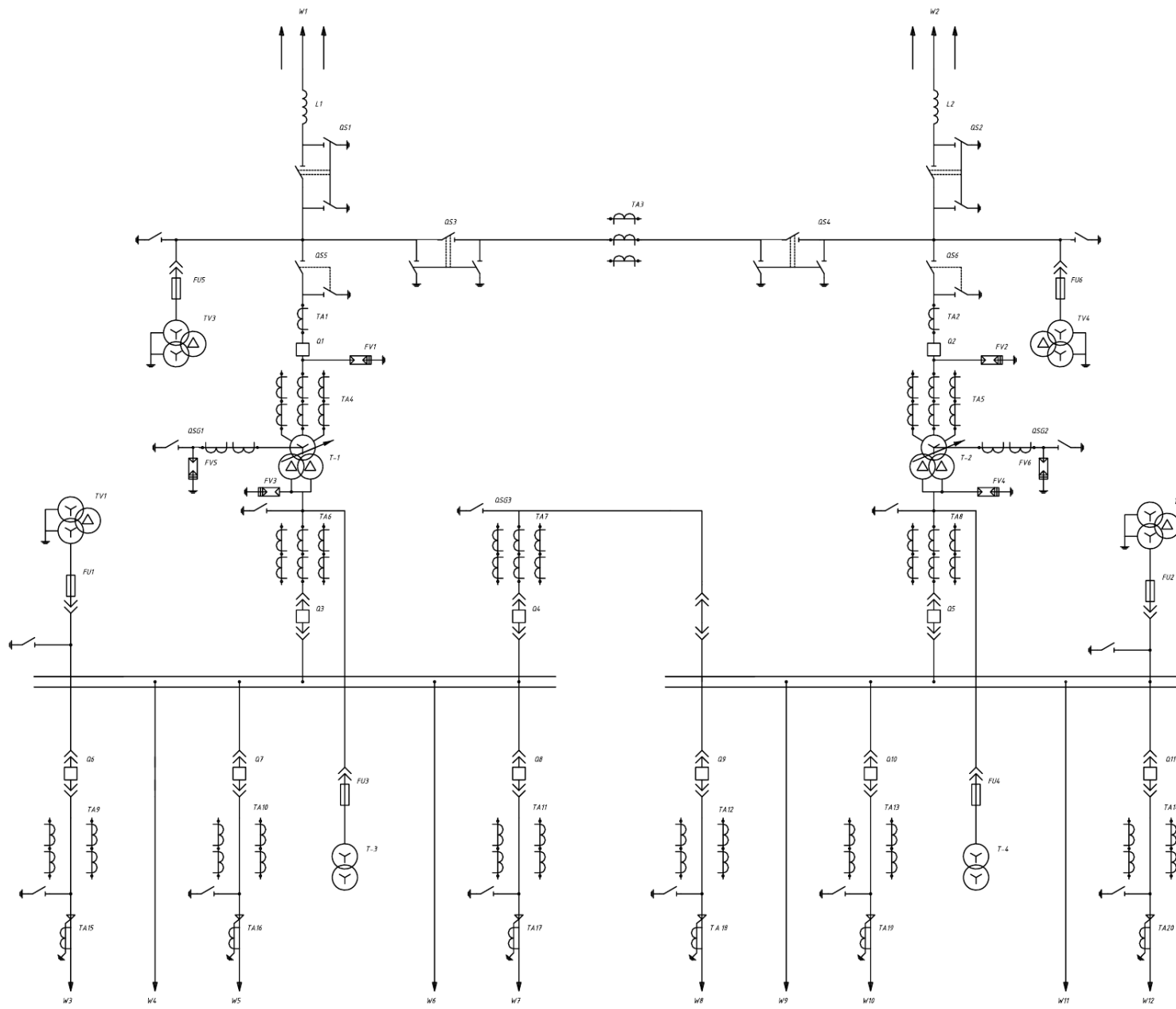


ДОДАТОК Е

Схема заміщення мережі А в мінімальному режимі



					БР 3.6.14.1.556 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82



Перелік апаратів

Форм	Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-ть	Прим
		1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-63000/220	2	
		2	Q1, Q2	Вимикач ЯЕ - 220Л - 11(21)У4	2	
		3	Q3, Q5	Вимикач МТГ-10-5600-63УЗ	2	
		4	Q4	Вимикач МТГ-11-3500/1000ТЗ	1	
		5	Q6...Q11	Вимикач ВЕ-10-40/1600УЗ	6	
		6	QS1...QS6	Роз'єднувач зовн. РНДЗ-1-220/630 Т1	6	
		7	TA1...TA5	Трансформатор струму ТФМ220Б-III	5	
		8	TV3, TV4	Трансформатор напруги НКФ-220-58У1	2	
		9	FV1...FV2	Розрядник вентиляний	2	
		10	FV3...FV6	Розрядник вентиляний	4	
		11	QSG1...QSG3	Заземлювач однополюсний	3	
		12	TA6, TA8	Трансформатор струму ТШВ-15	3	
		13	TA9, TA14	Трансформатор струму ТЛ10-II	6	
		14	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-63/10	2	
		15	TV1, TV2	Трансформатор напруги НОМ-10-66У2	2	
		16	TA15...TA20	Трансформатор струму	6	

Эк. Арх. № докум.	Підпис	Дата	Схема заміщення понижувальної підстанції ПС - 220/10 кВ	Лист	Маса	Масштаб
Розроб. [Ініціал]				1		1:1
Перевр. [Ініціал]				Аркш 1	Аркшів 1	
КУРСОВИЙ ПРОЕКТ з курсу "Електрична частина станцій та підстанцій"				СумДУ ЕТ-61		