

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.

“ ____ ” _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок електричної мережі та аналіз структури фактичних втрат електричної енергії”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-74п

Фесик В. В.

Керівник, доцент, канд. техн. наук

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2021 р

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

Завдання
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Фесика Віталія Валерійовича

1 Тема роботи: **“Розрахунок електричної мережі та аналіз структури фактичних втрат електричної енергії”**

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі роботи

3 Вихідні дані до роботи: задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- аналіз структури фактичних втрат електроенергії .

5 Перелік графічного матеріалу

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	Аналіз структури втрат електроенергії	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення роботи.	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-74п _____

Фесик В. В.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 72, рис. 13, табл. 20, кр. 2.

Бібліографічний опис: **“Розрахунок електричної мережі та аналіз структури фактичних втрат електричної енергії”** [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / В. В.Фесик; наук. керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2021. - 72 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкораспределение, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференціальний струмовий захист трансформатора, компенсуючі пристрої в електричних мережах, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, поточкораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, компенсирующие устройства в электрических сетях, потери мощности в сети.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, compensating devices in electrical networks, power loss in the network.

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Аналіз структури втрат електроенергії в електричних мережах.

Перелік прийнятих скорочень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЭС – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – ток короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

КРП – компенсація реактивної потужності

БСК - батарея статичних конденсаторів

СК - синхронні компенсатори

СТК - статичні тиристорні компенсатори

ЕЕРП – економічний еквівалент реактивної потужності

ЛІЧЕ – лічильник електроенергії

ВК – вимірювальні комплекси

Зміст

	Вступ.....	8
1	Розрахунок режиму роботи замкненого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій.....	10
1.1	Розрахунок поточкорозподілу в замкнутої мережі.....	11
1.2	Вибір типу проводів повітряних ліній.....	12
1.3	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	13
1.4	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів.....	16
1.5	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	20
1.6	Визначення напруг в вузлах навантаження.....	21
2	Розрахунок електричної частини підстанції	24
2.1	Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	24
2.2	Вибір трансформаторів власних потреб	25
2.3	Розрахунок струмів короткого замикання	27
2.4	Вибір високовольтних апаратів РП електричних частин	29
2.5	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги	33
2.6	Вибір ошиновки РП	40
2.7	Вибір ізоляторів.....	42
2.8	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина.....	43
2.9	Компонування розподільних пристроїв 10 кВ і конструктивна частина	44
2.10	Заземлювальні пристрої підстанції.....	45
3	Розрахунок релейного захисту трансформатора	46
3.1	Розрахунок струмів короткого замикання.....	46

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	“Розрахунок електричної мережі та аналіз структури фактичних втрат електричної енергії”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Фесик В. В.				Н	6	72
Перев.		Лебединський				СумДУ ЕТдн-74п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

3.2	Розрахунок диференційного струмового захисту	49
4	Структура втрат електроенергії.....	55
4.1	Технологічні втрати.....	56
4.1.1	Технічні втрати електроенергії.....	56
4.1.1.1	Навантажувальні втрати електроенергії.....	56
4.1.1.2	Втрати холостого ходу.....	57
4.1.1.3	Кліматичні потери електроенергии.....	59
4.1.2	Втрата на власні потреби підстанцій.....	61
4.1.3	Недооблік електроенергії.....	61
4.2	Комерційні втрати електроенергії.....	63
4.2.1	Похибки вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії споживачам.....	63
4.2.2	Втрати, зумовлені зниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності.....	65
4.2.2.1	Втрати при виставленні рахунків.....	65
4.2.2.2	Втрати від розкрадань електроенергії.....	65
4.2.3	Втрати електроенергії, зумовлені наявністю безгоспних споживачів.....	67
4.2.4	Втрати, зумовлені неодноразовістю оплати за електроенергію побутовими споживачами - так званої «сезонної складової»....	67
4.2.5	Похибки розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах.....	68
	Висновки	69
	Література.....	70
	Додаток А.....	71
	Додаток Б.....	72

Вступ

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування 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;
- систематизації, закріпленні та поглибленні теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін за напрямом професійної підготовки.

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);

– розрахунок релейного захисту трансформатора

– розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

1 Розрахунок режиму роботи замкнутого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані для виконання роботи

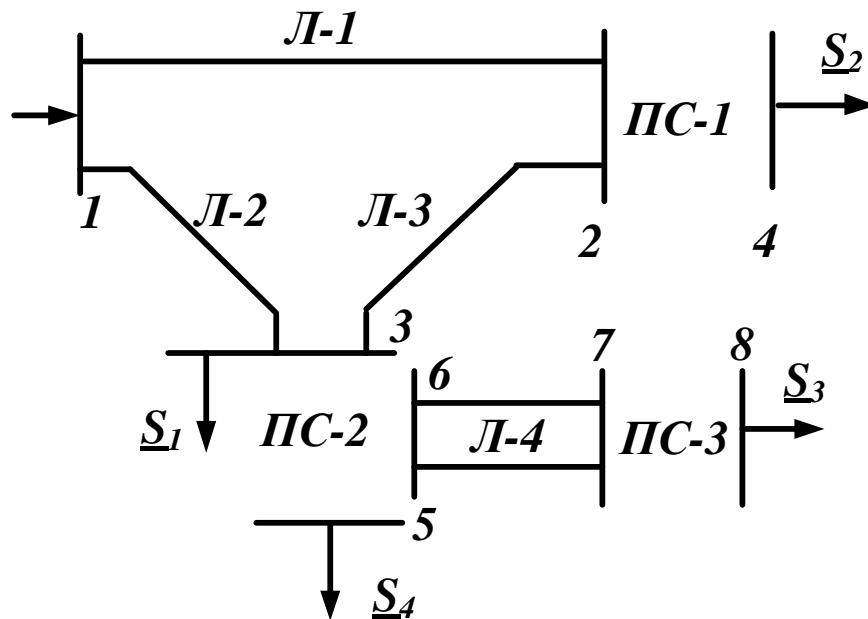


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої + електричної мережі

Таблиця 1.1– Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км				Потужності завантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3	\underline{S}_4
20	30	40	20	$\frac{25+j15}{\text{II}}$	$\frac{45+j30}{\text{II}}$	$\frac{10+j5}{\text{II}}$	$\frac{35+j20}{\text{II}}$

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Фесик В. В.				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський І.				Н	10	72
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-74п		
Н. контр.							
Затв.	Лебединський І.						
					Розрахунок режиму роботи замкнутого кола та вибір параметрів ліній і трансформаторів підстанцій		

1.1 Розрахунок поточкорозподілу в замкнутій мережі

Прийmemo навантаження вузла 3 рівним навантаженню вузлів 5 і 7, навантаження вузла 2 дорівнює сумі навантажень вузла 4 і вузла 9. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-3, Л-2 (рисунок 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 3 і 2.

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 = 45 + j30 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_1 + \underline{S}_4 + \underline{S}_3 = 70 + j40 \text{ МВА}$$

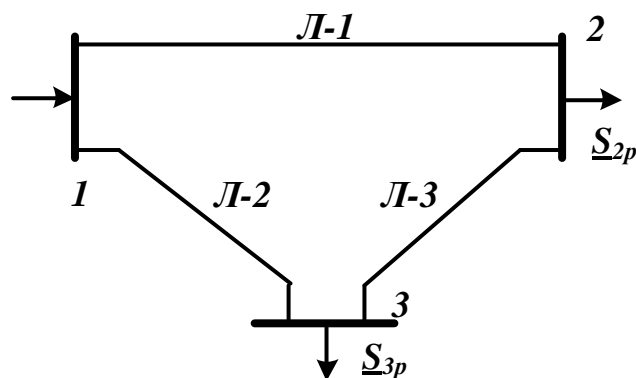


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на рисунку 1.2, за джерелом живлення А (рисунок 1.3) і позначимо потужності на ділянках мережі.

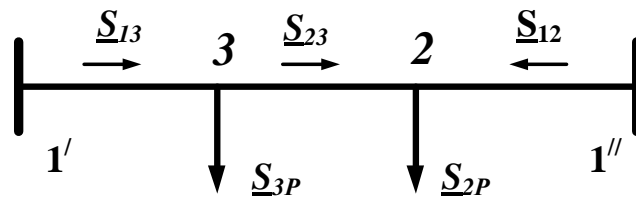


Рисунок 1.3 – Розімкнена мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі [1-3]:

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{21}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{21}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 56,7 + j33,33 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3P} = -13,3 - +j6,67 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{13} + \underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{13})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 58,3 + j36,67 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$115 + j 70 = 115 + j 70$$

Баланс потужності зійшовся.

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємної, тому точка 3 є точкою поточкорозподілу.

1.2 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначимо напруги на ділянках мережі (рисунок 1.3) за формулою Іларіонова [1-3].

$$U_L = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	20	30	40
Напруга ділянки, кВ	120	129	71

Приймаємо напругу електричної мережі рівною 110 кВ.

Визначаємо струми проводів ліній:

$$I = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_L}$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	345	362	78

Приймаємо для ліній провід марки АС-240/32

Таблиця 1.4 – Марка і параметри проводів [3]

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32
Параметри проводів			
R_o , Ом/км	0,118	0,118	0,118
X_o , Ом/км	0,405	0,405	0,405
b_o , См/км, $\times 10^{-6}$	2,81	2,81	2,81

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Визначаємо опори ліній

Таблиця 1.5 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
$R_L = r_o \cdot l_L$. Ом	2,36	3,54	4,72
$X_L = x_o \cdot l_L$. Ом	8,1	12,2	16,2

1.3 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругах мережі і навантаженнях вибираємо трансформатори [4].

Для ПС-1

Навантаження S_2 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{45^2 + 30^2}}{1,4} = 38,63 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТРДН-40000/110.

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{45^2 + 30^2}}{2 \cdot 25} = 0,676$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то два паралельно працюючі трансформатори ТРДН-40000/110 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.6 - Каталожні дані трансформатора ТРДН-25000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регу- лювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН- 40000/110	40	±8×1,5%	115	10,5	10,5	172	0,036	0,65	1,4	34,7	260

Для ПС-2

Навантаження S_3 та S_4 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_{T2} = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{45^2 + 25^2}}{1,4} = 36,77 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо триобмотковий трансформатор ТДТН-40000/110 .

Визначимо коефіцієнт завантаження:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{45^2 + 25^2}}{2 \cdot 40} = 0,64$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то трансформатор ТДТН-40000/110 задовольняє вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7- Каталожні дані трансформатора ТДТН-40000/110 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулюв ання	Каталожні дані					
			U _{НОМ} обмоток, кВ			U _к , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110*	40	±6×2%	115	38,5	10,5	10,5	17	6,5

Продовження таблиці 1.7

Каталожные данные			Расчетные данные						
ΔP _к , кВт	P _х , МВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , МВАр
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
200	0,043	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	0,24

ПС – 3

Навантаження S_3 відноситься до другої категорії, тому для забезпечення надійності електропостачання вибираємо два трансформатори [4], що працюють паралельно.

$$S_T = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{1,4} = 7,99 \text{ МВА}$$

По напрузі і потужності навантаження вибираємо трансформатор ТМН-10000/35.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_{зав} = \frac{S_2}{2 \cdot S_T} = \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{2 \cdot 25} = 0,5625$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,71, то два паралельно працюючих трансформатори ТМН-10000/35 задовольняють вимогам, що пред'являються.

Таблиця 1.7 - Каталожні дані трансформатора ТМН-10000/35 [5]

Тип	S _{НОМ} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН-40000/110	10	±9*1,3%	36,75	10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Складаємо однолінійну схему електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій.

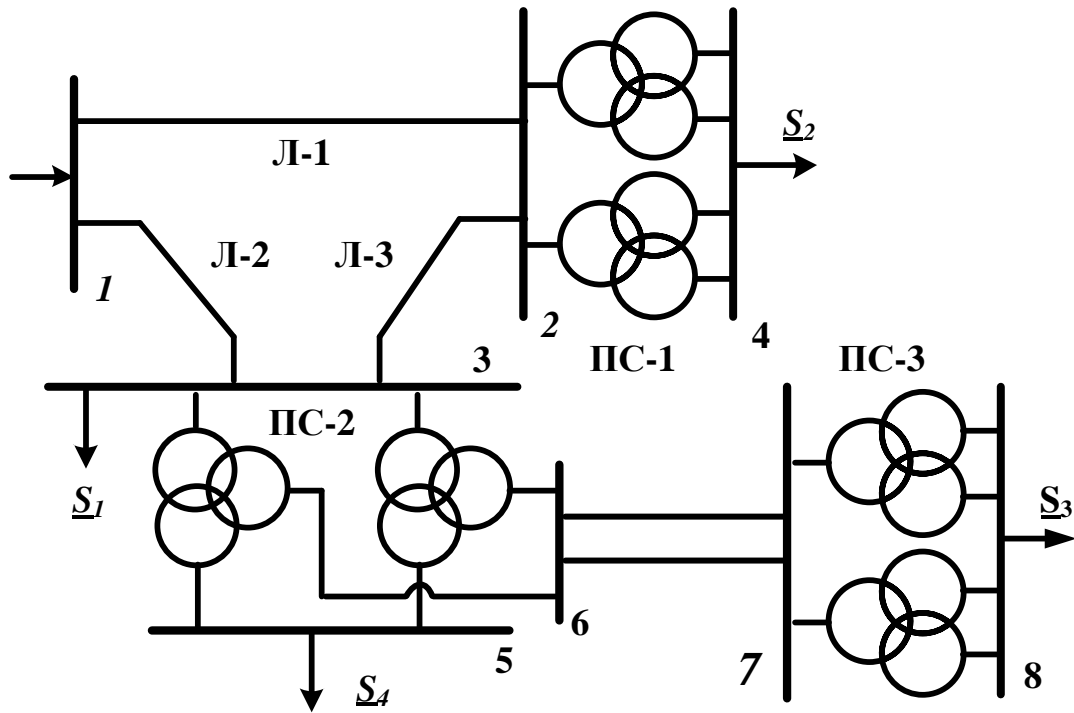


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

1.4 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні [1-3]. Зображаємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів, включених паралельно і розраховуємо потужність у вузлі 2

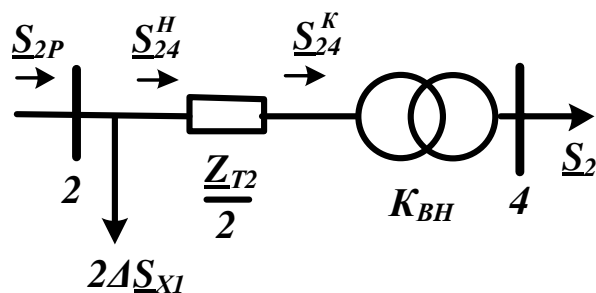


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції PC-2

Визначаємо потужність \underline{S}_{24}^K :

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_2 = 45 + j30 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужності \underline{S}_{24}^{Π} і \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{24}^{\Pi} = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 45,17 + j34,19 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 2:

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{2X} = 45,24 + j34,71 \text{ МВА}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 7 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Изображаєм схему заміщення двохобмотувальні трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 7

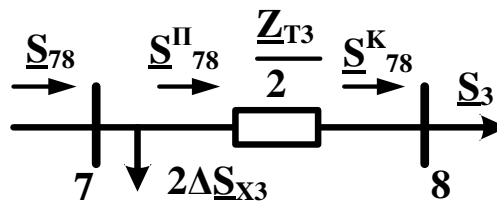


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{78}^K :

$$\underline{S}_{78}^K = \underline{S}_3 = 10 + j5 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{78}^{Π} :

$$\underline{S}_{78}^{\Pi} = \underline{S}_{78}^K + \frac{(P_{78}^K)^2 + (Q_{78}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{T4}}{2} = 10,04 + j5,52 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{78} = \underline{S}_{78}^{\Pi} + 2 \Delta \underline{S}_{X4} = 10,07 + j5,68 \text{ МВА}$$

Виберемо провід лінії 6–7 АС –150/24 $r_{67} = 0,168$ Ом/км, $x_{67} = 0,406$ Ом/км
Зображаємо схему заміщення лінії 6–7 і розраховуємо потужність у вузлі 6

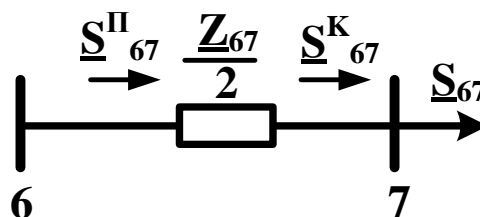


Рисунок 1.8 – Схема заміщення подстанции лінії 6–7

$$\underline{S}_{67}^K = \underline{S}_{78} = 10,07 + j5,68 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{67}^{\Pi} = \underline{S}_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_{H1}^2} \cdot \frac{Z_{67}}{2} = 10,26 + j6,12 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора при максимальному навантаженні. Изображаєм схему заміщення двохобмотувальні трансформатора і розраховуємо потужність у вузлі 3

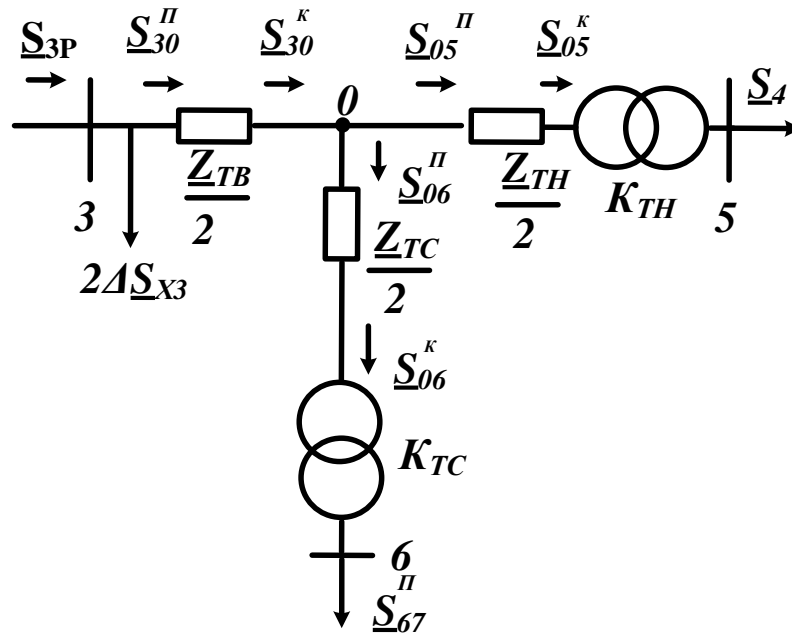


Рисунок 1.9 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{06}^{Π} :

$$\underline{S}_{06}^K = \underline{S}_{67}^{\Pi} = 10,257 + j6,12 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{06}^{\Pi} = \underline{S}_{06}^K + \frac{(P_{06}^K)^2 + (Q_{06}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 10,262 + j6,12 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{05}^{Π} :

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_4 = 35 + j20 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{05}^{\Pi} = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TH}}{2} = 35,05 + j21,5 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{30}^{Π} :

$$\underline{S}_{30}^K = \underline{S}_{05}^{\Pi} + \underline{S}_{06}^{\Pi} = 45,32 + j27,62 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{30}^{\Pi} = \underline{S}_{30}^K + \frac{(P_{30}^K)^2 + (Q_{30}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 45,41 + j31,75 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{3P} :

$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_{30}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X3} + \underline{S}_1 = 70,49 + j47,95 \text{ MVA}$$

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

1.5 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі (рисунок 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах [1-3].

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{3P}(l_{23} + l_{21}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{21}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = 46,44 + j37,27 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3P} = -13,44 - j8,27 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{3P} \cdot l_{13} + \underline{S}_{2P}(l_{23} + l_{13})}{l_{23} + l_{13} + l_{12}} = 58,69 + j42,98 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності.

$$\underline{S}_{3P} + \underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13}$$

$$115,74 + j82,66 = 115,74 + j82,66$$

Баланс потужності зійшовся. Потужність ділянки 2-3 вийшла від'ємною, тому точка 3 є точкою поточкорозподілу.

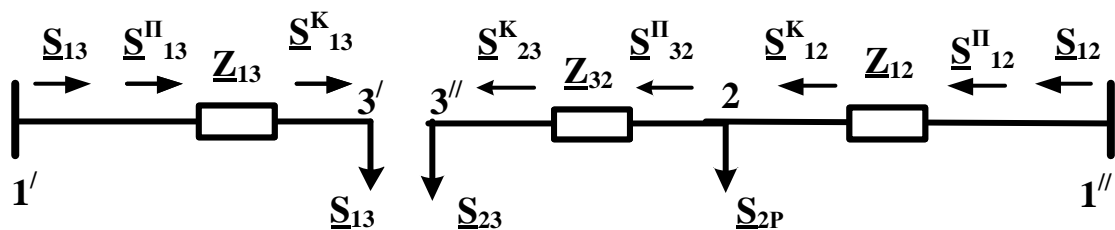


Рисунок 1.10– Розімкнена мережа

Визначимо поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.10.

Знайдемо потужність \underline{S}_{12} :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23} = 13,44 + j8,27 \text{ МВА},$$

$$\underline{S}_{23}^II = \underline{S}_{32}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{23} = 13,54 + j8,6 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^II + \underline{S}_{2P} = 58,78 + j43,32 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 60,86 + j50,45 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} = 58,69 + j42,98 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{13}^{\Pi} = \underline{S}_{13}^K + \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{13} = 60,23 + j48,3 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = 121,1 + j98,7 \text{ MVA}$$

1.6 Визначення напруг в вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків більшою номінальною напругою мережі $U_1 = 120 \text{ В}$.

Визначимо напругу вузла 3:

$$U_3 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{13}^{\Pi} R_{13} + Q_{13}^{\Pi} X_{13}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{13}^{\Pi} X_{13} - Q_{13}^{\Pi} R_{13}}{U_1} \right)^2} = 113,4 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 0:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{30}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2} + Q_{30}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2}}{U_3} \right)^2 + \left(\frac{P_{30}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2} - Q_{30}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2}}{U_3} \right)^2} = 108,5 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС-2, як приведені до високої сторони.

Визначимо напругу вузла 6:

$$U_6^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{06}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TC}}{2} + Q_{06}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{06}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TC}}{2} - Q_{06}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2} = 108,45 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 5:

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TH}}{2} + Q_{05}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TH}}{2} - Q_{05}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2} = 106,25 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 2 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,7 \text{ кВ}$$

$$U_6 = \frac{U_6^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 36,1 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 7:

$$U_7 = \sqrt{\left(U_6 - \frac{P_{67}^{\Pi} R_{67}}{2} + \frac{Q_{67}^{\Pi} X_{67}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{67}^{\Pi} X_{67}}{2} - \frac{Q_{67}^{\Pi} R_{67}}{2} \right)^2} = 35,16 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС–3, як приведені до високої сторони.

Визначимо напругу вузла 8:

$$U_8^B = \sqrt{\left(U_7 - \frac{P_{78}^{\Pi} \cdot R_{T3}}{2} + \frac{Q_{78}^{\Pi} \cdot X_{T3}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{78}^{\Pi} \cdot X_{T3}}{2} - \frac{Q_{78}^{\Pi} \cdot R_{T3}}{2} \right)^2} = 34,27 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 4 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,8 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12}}{2} + \frac{Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{12}^{\Pi} X_{12}}{2} - \frac{Q_{12}^{\Pi} R_{12}}{2} \right)^2} = 118,44 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні ПС –1, як приведені до високої сторони.

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^H \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{24}^H \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^H \cdot \frac{X_{T1}}{2} - Q_{24}^H \cdot \frac{R_{T1}}{2}}{U_2} \right)^2} = 110,2 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні ПС – 2 з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 10,06 \text{ кВ}$$

2 Розрахунок електричної частини підстанції

2.1 Розрахунок електричної частини підстанції

Тип трансформатора ТРДН-40000/110

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/10 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_4 .

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Напруга	U	110	кВ
Опір трансформатора	X	34,7	Ом
Довжина лінії	L_{12}	20	км
Опір лінії	X_{12}	8,1	Ом
Потужність системи	S_c	400	МВАр

Здійснюється вибір схеми первинних з'єднань, трансформаторів власних потреб, вимикачів РП, роз'єднувачів і ін.

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- враховувати перспективи розвитку мережі;
- допускати можливість розширення; забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань [8, 9, 10].

В якості основної схеми електричних з'єднань приймається стандартна схема з'єднань типової понижувальної підстанції 110/10 кВ. Схема наведена в додатку Б.

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Фесик В.В			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	24	72
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-74п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						

S_{BH} – потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки $S_{BH} = 17,69$ кВА, то беремо потужність трансформатора власних потреб рівним 25 кВА. Ремонтне навантаження підстанції беремо рівним 20 кВА. При підключенні такого навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20 %. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень:

$$S_{ТВН} = \frac{S_{ТНР} + S_{BH}}{1,2} = \frac{17,7 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВА} .$$

Стандартна потужність трансформатора 40 кВА. Остаточно, для живлення споживачів власних потреб приймаємо два трансформатори ТМ-40/10.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ				26

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C = 1500$ МВА.

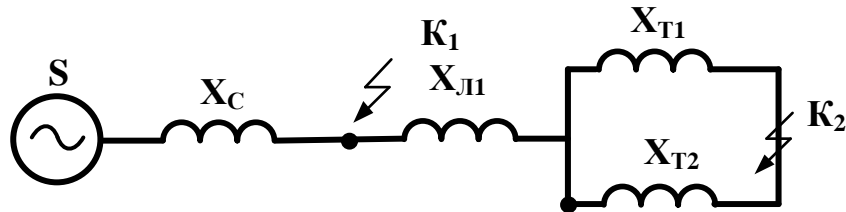


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{400} = 30,25 \text{ Ом}.$$

Опір:

–працюючих ліній Л – $X_{Л2} = 8,1$ Ом;

–трансформаторів $X_T / 2 = 17,35$ Ом.

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (30,25 + 8,1)} = 1,66 \text{ кА},$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (30,25 + 8,1 + 17,35)} = 1,14 \text{ кА},$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_B}{U_H} = 1,66 \cdot \frac{115}{10,5} = 12,5 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

В точці K_1 :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 1,66 = 3,76 \text{ кА}$$

В точці K_2 :

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 12,5 = 28,38 \text{ кА}$$

Припустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, рівний часу відключення:

для точки K_1 :

$$I_{nr1} = I_{K1} = 1,66 \text{ кА}$$

для точки K_2 :

$$I_{nr2} = I_{K2} = 12,5 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 1,66 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,21 \text{ кА},$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 12,5 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 2,38 \text{ кА}$$

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

Інтеграл Джоуля:

для точки K_1 :

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 1,66^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,21 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для точки K_2 :

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 12,5^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 23,45 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Результати розрахунку зведені в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Струми короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ в поч. момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ в момент розходу контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)	1,66	3,76	1,66	0,21	0,234
Шини 10 кВ (K_2)	12,50	28,38	12,50	2,38	23,45

2.4 Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань [10].

При цьому для апаратів виконується:

1) вибір:

- за напругою;
- по нагріванню при тривалих струмах;
- щодо виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

2) перевірка на:

- електродинамічну стійкість;
- термічну стійкість.

Вибору підлягають:

1) вимикачі:

- на стороні високої напруги;
- ввідні на стороні 10 кВ;
- секційні на стороні 10 кВ;
- ліній, що відходять 10 кВ;

2) роз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 110 і 10 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 110 і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмопровідних частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора [10].

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 294,3 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{10}^{в\text{імк.}} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1618 \text{ А.}$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{10}^{с.в\text{імк}} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1618 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що відходить (якщо на одне приєднання доводиться 3МВА)

$$I_{10}^{відх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ А.}$$

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{відк}$$

Подальший вибір вимикачів і роз'єднувачів наведено в таблицях.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	2000 А
$I_{по} \leq I_{прСКВ}$	1,66 кА	40 кА
$i_{yo} \leq I_{СКВ}$	3,76 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	1,66 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	0,21 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,234 кА ² с	112 кА ² с

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

$$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ, } I_{НОМ} = 2000 \text{ А,}$$

$$I_{НОМ.відкл.} = 31,5 \text{ кА, } I_{СКВ.Ін.} = 40 \text{ кА,}$$

$$I_{СКВ} = 102 \text{ кА, } I_T = 40 \text{ кА,}$$

$$t_{відкл} = 0,07 \text{ сек, } \beta_H = 36 \text{ \% .}$$

$$I_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відк}}{100} = \frac{1,41 \cdot 36 \cdot 31,5}{100} = 16 \text{ кА}$$

$$B_K = I_T^2 \cdot t_r = 40^2 \cdot 0,07 = 112 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1,62 А	3,15 кА
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,5 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	28,38 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	12,5 кА	45/20 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	2,38 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	23,45 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

На сторону 10 кВ обраний маломасляний вимикач типу ВМПЭ-10-3150-31,5.

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,5 кА	120 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	28,38 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	12,5 кА	45 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	2,38 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	23,45 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

Обрано вимикач ВМПЭ-10-3150-31,5.

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів на відхідну лінію 10 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	12,5 кА	120 кА
$I_{y\theta} \leq I_{СКВ}$	28,38 кА	95 кА
$I_{п.т} \leq I_{відк.ном}$	12,5 кА	45 кА
$I_{a.т} \leq I_{a.ном}$	2,38 кА	—
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	23,45 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с

Вимикач ВММ – 10-400/630-10₅.

Таблиця 2.7 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	1000 А
$I_{y\theta} \leq I_{СКВ}$	3,76 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,234 кА ² ·с	3969/1323(кА ²)·с

Роз'єднувач обраний типу РНД3.1-110/1000ХЛ1.

2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для включення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. В даному проекті релейний захист не виконується, тому перевірку трансформаторів по вторинному навантаженню виконуємо з урахуванням включення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюються амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії. На шинях 110 кВ - вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на відході ліній - 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведено в таблиці 2.8 [10].

Таблиця 2.8 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	–	2,5
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне струмове навантаження в колі секційних вимикачів на стороні НН			0,5	0,5	0,5

Продовження таблиці 2.8

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Сумарне струмове навантаження в колі силового трансформатора з боку ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне струмове навантаження в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведено в таблицях 9 –12.

Таблиця 2.9 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні високої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	294 А	50-600 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	3,76 кА	62-124 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,234 кА ² с	162,5 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{Нном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТОГФ-110-1.

Для перевірки по вторинним навантаженням визначимо опір приладів:

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

Тоді опір сполучних проводів може бути:

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

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

$Z_{прил}$ – опір приладів, Ом;

Z_K – опір контактів, Ом.

$$Z_{np} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом.}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинен становити не менше 4 мм² для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 160 \text{ м}$

$$Z_{np} = \rho \cdot \frac{l}{F};$$

де ρ – питомий опір алюмінію, $0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

F – перетин жил, мм²;

$$Z_{np} = \frac{0,028 \cdot 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальна опір кола струму:

$$Z_H = Z_{npил} + Z_K + Z_{np} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25 \text{ Ом,}$$

що менше 4 Ом, допустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Трансформатор струму ТФЗМ-110-У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.10 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на стороні низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	2000 А
$I_{y0} \leq I_{дин}$	28,38 кА	81 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	23,45 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р.

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	1618 А	5-1000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	28,38 кА	250 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	23,45 кА ² ·с	303,75 кА ² ·с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Вибираємо трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/10Р.

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги також вибираємо відповідно до вимірювальних приладів і реле, що підлягають приєднанню до них. Далі підраховується очікуване навантаження і перевіряється похибка. У нормальному режимі навантаження трансформатора визначається споживанням приєднаних приладів і реле. За цих умов визначається, в якому класі і з якою похибкою працюватимуть трансформатори. Опір проводів від трансформатора напруги до приладів не враховується. Але згідно з ПУЕ втрати напруги лічильником не повинні перевищувати 0,5 %, а в проводах щитка – 3 %. З умов міцності перетин мідних проводів повинен бути не менше 1,5 мм², а алюмінієвих – не менше 2,5 мм².

Вторинне навантаження трансформаторів напруги наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

№ з/п	Прилад	Клас	Споживана потужність, Вт
1	Ватметр	Д-305	2
2	Варметр	Д-305	2
3	Ватметр реєструючий	Н-348	10
4	Варметр реєструючий	Н-348	10
5	Лічильник ватгодин	І-675	3

6	Лічильник ватгодин реактивний	I-673	3
7	Вольтметр	Э-378	2
8	Частотомір	Э-371	3

Коефіцієнт потужності перерахованих приладів дорівнює 1. Відстань від трансформаторів, встановлених в РП, до щита управління приймаємо 50 мм.

Вторинні проводи проектуємо алюмінієвими.

В якості трансформаторів напруги вибираємо на стороні 110 кВ трансформатори ТОГФ–110 (УХЛ1), на стороні 10 кВ – НТМИ–10–66. Їх характеристики наведені в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 – Характеристики вибраних трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність, В · А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	первинної, кВ	основний вторинної, В	додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ТВ–10–IV	$\frac{6}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100:3 или 100	30	50	75	200	400
	$\frac{10}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{15}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{20}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
	$\frac{24}{\sqrt{3}}$			50	75	150	300	630
ТОГФ–110	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	100:3	—	400	600	1200	2000

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ

Арк.

37

Таблиця 2.13 – Розподіл вторинного навантаження між фазами

№ з/п	Прилад	Навантаження, Вт	
		A-B	B-C
1	Ватметр	2	2
2	Варметр	2	2
3	Ватметр реєструючий	10	10
4	Варметр реєструючий	10	10
5	Лічильник ватгодин	3	3
6	Лічильник ватгодин реактивний	3	3
7	Вольтметр	2	—
8	Частотомір	—	3
Разом		32	33

З характеристики похибки при навантаженні менше 50 Вт і кутової похибки 10 хв клас точності дорівнює 0,5.

Для визначення втрати напруги в проводах визначимо струми:

$$S_{AB} = 32 \text{ Вт}, \quad I_a = \frac{S_{AB}}{U_{AB}} = \frac{32}{100} = 0,32 \text{ А},$$

$$S_{BC} = 33 \text{ Вт}, \quad I_c = \frac{S_{BC}}{U_{BC}} = \frac{33}{100} = 0,33 \text{ А}.$$

Для спрощення приймаємо $I_a = I_c = 0,325 \text{ А}$.

Тоді:

$$I_b = 0,325 \cdot \sqrt{3} = 0,562 \text{ А}.$$

Втрати напруги в проводі **a** й проводі **b** можуть бути визначені як.

$$I_a \cdot R + I_b \cdot R = (I_a + I_b) \cdot R.$$

Питомий опір алюмінію $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм/м}$, переріз проводу за умовами міцності $2,5 \text{ мм}^2$.

Тоді:

$$R = \frac{0,028 \cdot 50}{2,5} = 0,56 \text{ Ом}$$

Падіння напруги становить:

$$\Delta U = R \cdot (I_a + I_b) = 0,56 \cdot (0,325 + 0,562) = 0,5 \text{ В},$$

що становить 0,5 % і відповідає вимогам ПУЕ [4].

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ				39

2.6 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталєалюмінієвими проводами марки АС [10]. Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. При максимальному робочому струмі РП 10 кВ до 1618 А вибираємо переріз алюмінієвих шин за допустимим струмом, так як шинний міст, що з'єднує трансформатор з КРП, невеликої довжини і знаходиться в межах підстанції.

Приймаємо односмугові шини 100 мм × 8 мм, $I_{\text{доп}} = 1625$ А. За умовою нагріву в тривалому режимі шини проходять.

Перевіряємо шини на термічну стійкість.

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}$$

де C – функція, значення якої для алюмінієвих шин рівне $91 \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$.

$B_{\text{к}}$ - тепловий імпульс, розрахований при виборі вимикача

$$F_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{23,45}}{90 \cdot 10^{-3}} = 53,8 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий переріз 53,8 мм² менший допустимого 800 мм², для ошиновки РП 10 кВ вибираємо односмугові шини (100×80) мм. Переріз підходить по умові термічної стійкості.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перерізу також виконується по припустимому струму. Тверді 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 менша 30 і більша 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою:

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

2.8 Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими. Їх рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення [10].

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ допускається в таких випадках: розміщення ПС з трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

На ПС 110 кВ зі спрощеними схемами на стороні ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка обладнання ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будівлі ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо розміщеними, так і зблокованими з будівлями РПП в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ, напругою 110 кВ і вище, беруть при техніко-економічному обґрунтуванні при стислих умовах, а також в районах із забрудненою атмосферою. Трансформатори 110 кВ слід встановлювати відкритими, а в районах із забрудненою атмосферою-з посиленою ізоляцією. В ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідіймальних машин (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

2.9 Компонування розподільних пристроїв 10 кВ

і конструктивна частина

РП 10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлюваних в закритих приміщеннях [10].

РП 10 кВ закритого типу (в будівлях, в тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі "сендвіч" і ін.) можуть застосовуватися:

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

В ЗРП 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для ремонту і збереження викочуючих візків в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ				44

2.10 Заземлювальні пристрої підстанції

Всі електричні частини електроустановок, які нормально не перебувають під напругою, але здатні виявитися під нею через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися з землею [10]. Таке заземлення називається захисним.

Заземлення, призначене для створення нормальних умов роботи апарату або електроустановки, називається робочим.

Для захисту обладнання від пошкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, які приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один спільний заземлювальний пристрій.

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

$$X_{вн.макс} = 17,35 \cdot (1 + 0,16)^2 = 23,35 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.мін} = 30,36 \cdot (1 - 0,16)^2 = 21,41 \text{ Ом},$$

$$X_{нн.макс} = 30,36 \cdot (1 + 0,16)^2 = 40,87 \text{ Ом}$$

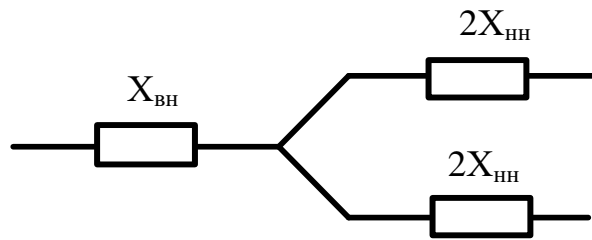


Рисунок 3.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахуємо струми при трифазному КЗ за трансформатором [13].

Максимальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.макс.вн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{вн.мін} + X_{нн.мін})} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (30,25 + 12,24 + 21,41)} = 1,19 \text{ кА}.$$

Максимальне значення напруги в мережі:

$$U_{макс.вн} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ}.$$

$$I_{к.макс.нн} = I_{к.макс.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 1,19 \cdot \frac{121}{10,5} = 13,77 \text{ кА}.$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{к.мін.вн} = \frac{U_{макс}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{вн.макс} + X_{нн.макс})} = \frac{121000}{2 \cdot (30,25 + 23,35 + 40,87)} = 817 \text{ А}$$

$$I_{к.мін.нн} = I_{к.мін.вн} \cdot \frac{U_{макс}}{U_{нн}} = 817 \cdot \frac{115}{10,5} = 9,42 \text{ кА}$$

3.2. Розрахунок диференційного струмового захисту

3.2.1 Визначаємо первинний струм для всіх сторін трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

для 110 кВ:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 201 \text{ А}$$

для 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,2 \text{ кА.}$$

За цими струмами визначаються відповідні вторинні струми I_{IV} , I_{IIV} , I_{IIIV} , виходячи з коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму K_I і коефіцієнт схеми K_{cx} ($K_{cx} = \sqrt{3}$):

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{K_I}$$

Для 110 кВ: $K_I = 600/5$

$$I_{ном.в} = \frac{201 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5}} = 2,9 \text{ А}$$

Для 10 кВ: $K_I = 6000/5$

$$I_{ном.н} = \frac{2200 \cdot \sqrt{3}}{\frac{6000}{5}} = 3,17 \text{ А}$$

На рис. 3.2 приведена пояснювальна схема включення струмових кіл диференційного захисту трансформатора.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

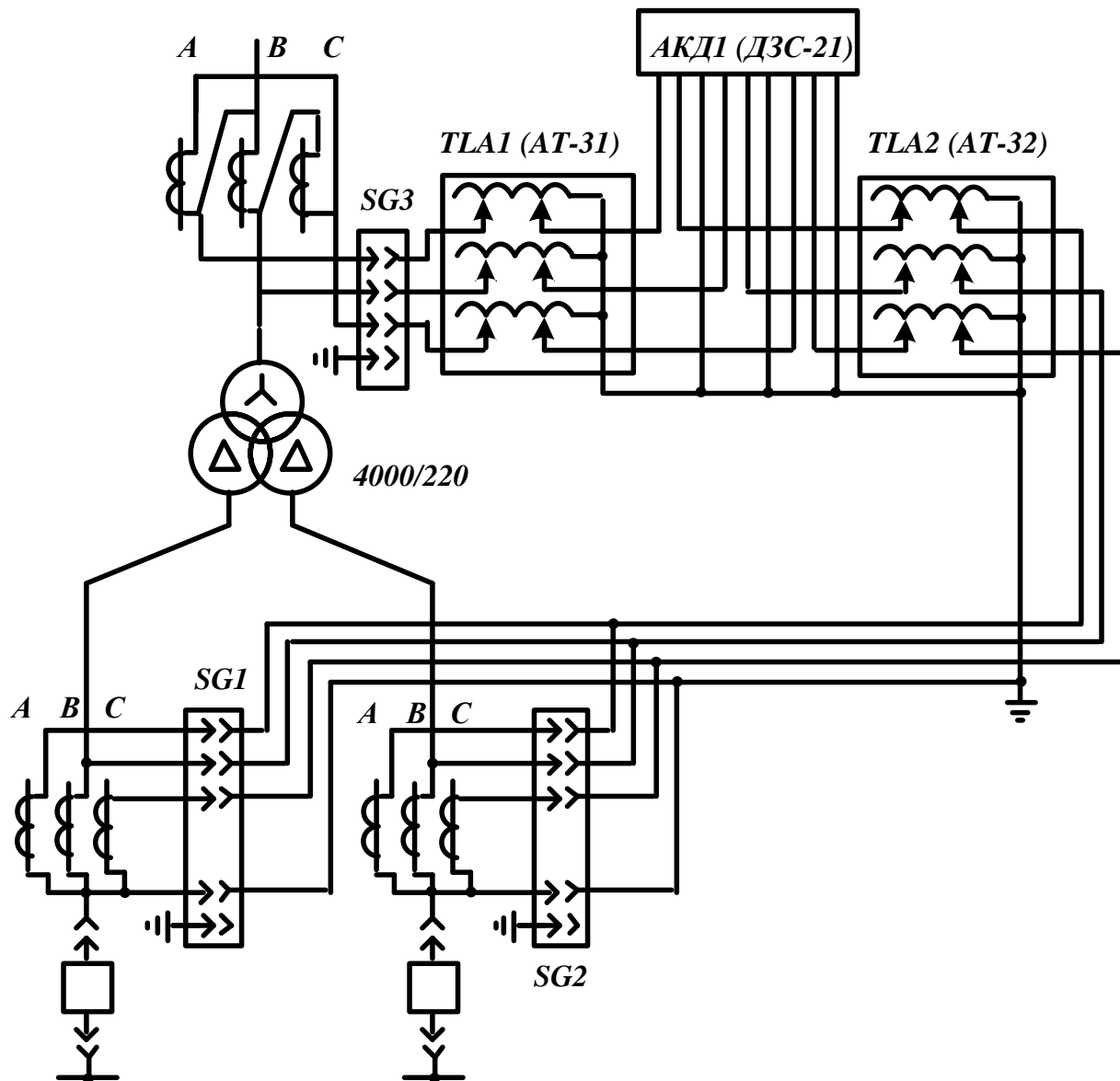


Рисунок 3.2 – Принципова схема включення реле ДЗС-21

Таблиця 3.1

№ з/п	Назва величини	Позначення і метод визначення	220 кВ	10 кВ
1	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансформатора реле на основній стороні, А	$I_{відг.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$	4,6	–
2	Розрахунковий струм розгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{відг.розр.неосн} =$ $= I_{ном.в.неосн} \cdot \frac{I_{відг.ном.осн}}{I_{ном.в.осн}}$	–	$4,13 \cdot \frac{4,6}{4,55} =$ $= 4,16$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту			АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А		–	4,55
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми		–	1-9
6	Номер використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	1-10
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження АТ струму, до якого підключається реле		–	4,6
8	Номінальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А,		–	,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле		2	
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{відг.гал.розр} = \frac{I_{ном.в}}{k_{АТ}}$	4,54	$\frac{4,13 \cdot 5}{4,25} = 4,86$
11	Номінальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{відг.гал.ном}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле		1	1

3.2.2 Вибираємо відгалуження трансреактора реле ТAV, або автотрансформатора струму для основної сторони (за основну сторону вибирається сторона 220 кВ, на якій вторинний струм в плечі захисту приблизно дорівнює номінальному струму відгалуження трансреактора реле) $I_{відн.ном.осн}$:

$$I_{відн.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$$

3.2.3 Вибираємо відгалуження автотрансформатора струму АТ-31 для неосновної сторони 10 кВ $I_{відн.ном.неосн}$. Виходячи з зворотного відгалуження трансформаторів реле ТAV для основної сторони $I_{відн.ном.осн}$ і номінального вторинного струму в плечі захисту на розглянутій неосновній стороні:

$$I_{відг.ном.неосн} \leq I_{відг.розр.неосн} = I_{відг.ном.осн} \cdot \frac{I_{ном.в.неосн}}{I_{ном.в.осн}}$$

3.2.4 Вибираємо сторони, на яких використовується гальмування

Гальмування, як правило, слід виконувати від струмів на всіх сторонах трансформатора, але в трансформаторі, в якому розраховується диференційний струмовий захист, гальмування виконується тільки від струмів груп трансформаторів струму, встановлених на приймаючих (високої напруги) сторонах захисного трансформатора.

3.2.5 Вибираємо установку «початкового гальмування» $I_{гал.поч}$.

Установку приймаємо в залежності від сторін, на яких використовується гальмування, тому виходячи з умов, прийнятих в п. 2.4 $I_{гал.поч} = 0,6$.

3.2.6 Вибираємо відгалуження проміжних трансформаторів струму і приставки додаткового гальмування, виходячи з вторинних струмів $I_{ном.в}$ і коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів струму АТ-31 $k_{ат}$:

$$I_{відг.гал.ном} \leq I_{відг.гал.розр} = \frac{I_{ном.в.}}{k_{ат}}$$

3.2.7 Знаходимо первинний гальмовий струм:

$$I_{гал.поч.п} = 1,2 \cdot I_{ном} \left(k_{струмII} \frac{I_{відг.гал.номII}}{I_{відг.гал.розрII}} \right) = 248 \text{ А}$$

3.2.8 Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному «початку гальмування»:

$$I_{нб.гал.поч} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{II} + \frac{I_{одн.розр.П} - I_{одн.номII}}{I_{одн.розрII}}) \cdot I_{гал.поч} = 148 \text{ А}$$

де $k_{одн}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

ε - відносне значення повної помилки трансформаторів струму, яке відповідає встановленому режиму КЗ;

k_{II} - коефіцієнт поточкорозподілу;

ΔU – відносні помилки, які обумовлюють регулювання напруги на сторонах захисного трансформатора.

3.2.9 Визначаємо первинний мінімальний струм спрацьовування захисту (його чутливого органу) за наступними умовами:

Налаштування від первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{с.з.мін} \geq k_{нал} \cdot I_{нб.гальм.поч}$$

де $k_{нал}$ - коефіцієнт налаштування, що дорівнює 1,5

$$I_{с.з.мін} = 1,5 \cdot 148 = 222 \text{ А}$$

Налаштування від струму небалансу перехідного режиму зовнішнього КЗ:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 201 = 60,32 \text{ А}$$

За розрахункове приймається найбільше з отриманих розрахункових значень $I_{с.з.мін} = 60,32 \text{ А}$.

3.2.10 Визначаємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймаємо сторону низької напруги:

3.2.14 Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту КЗ між двома фазами на стороні НН трансформатора:

$$k_{\text{ч}}^{(m)} = \frac{I_{\text{к.мін.вн}}^{(m)} \cdot K_{\text{сх.п}}^{(m)}}{I_{\text{с.з.мін}} \cdot K_{\text{сх.п}}^{(3)}} = 1,753$$

$$k_{\text{ч}}^{(m)} = \frac{I_{\text{к.мін.нн}}^{(m)} \cdot K_{\text{сх.п}}^{(m)}}{I_{\text{с.з.мін}} \cdot K_{\text{сх.п}}^{(3)}} = 20,2$$

4 Структура втрат електроенергії

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями:

- 1 характером втрат (постійні, змінні),
- 2 класами напруги,
- 3 групами елементів,
- 4 виробничими підрозділами і т. п.

Для цілей аналізу і нормування втрат доцільно використовувати укрупнену структуру втрат електроенергії, в якій втрати розділені на складові виходячи з їх фізичної природи і специфіки методів визначення їх кількісних значень.

Фактичні втрати електроенергії складаються з:

- технологічних.
- “комерційних”

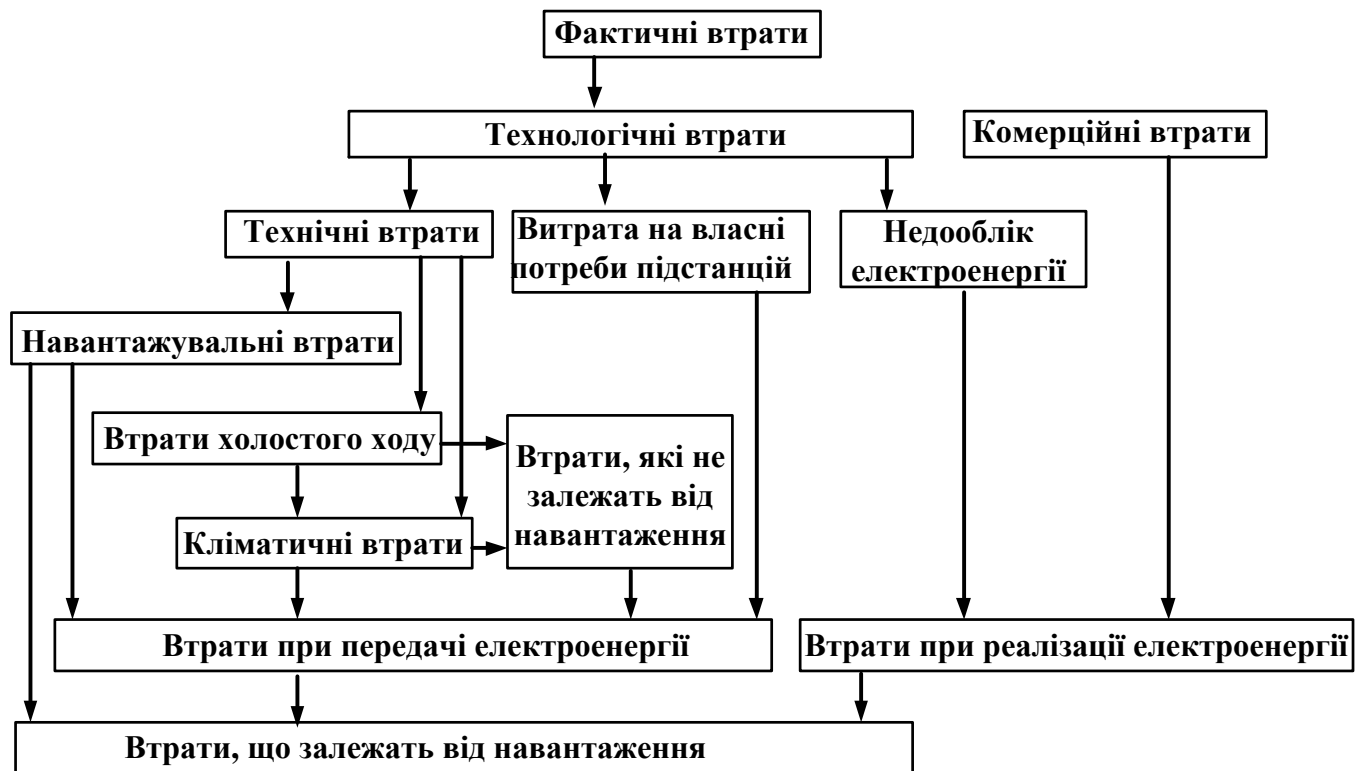


Рисунок 4.1 – Структура втрат електроенергії

Подпись и дата						БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ					
Инв.№дубл.	Взам.инв.№										
Подпись и дата	Инв.№подл.										
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Структура втрат електроенергії				Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.	Фесик В. В.	Лебединський І.							У	55	72
Перев.	Лебединський І.								СумДУ ЕТДн-74п		
Н. контр.											
Затв.	Лебединський І.										

4.1 Технологічні втрати

Технологические потери делятся.

4.1.1 Технічні втрати електроенергії

4.1.1.1 Навантажувальні втрати електроенергії

- 1 в проводах ліній передачі;
- 2 силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- 3 струмообмежуючих реакторах;
- 4 загороджувачах високочастотного зв'язку;
- 5 трансформаторах струму;
- 6 сполучних проводах і шинах розподільних пристроїв (РП) підстанцій.

Втрати в лініях і силових трансформаторах, які в загальному вигляді можна визначити за формулою, тис. кВт·г:

$$\Delta W_{\text{пер}} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2 \quad (4.1)$$

де $I(t)$ – струм елемента в момент часу t ;

Δt – інтервал часу між послідовними його вимірами, якщо останні здійснювалися через рівні досить малі інтервали часу.

Втрати в трансформаторах струму. Втрати активної потужності в ТС і його вторинному колі визначають сумою трьох складових: втрат в первинній ΔP_1 і вторинній ΔP_2 обмотках і втрат в навантаженні вторинного кола ΔP_{H2} . Для втрат електроенергії в ТС одного приєднання, тис. кВт·г за розрахунковий період тривалістю T , днів:

$$\Delta W_{\text{ТТ}} = (a + b \cdot \sqrt{K_{\text{ТТ}}}) \cdot \beta_{\text{ТТЭКВ}}^2 \cdot T \cdot 10^{-6}, \quad (4.2)$$

де $\beta_{\text{ТТЭКВ}}$ - коефіцієнт еквівалентного струмового завантаження ТС;

a і b - коефіцієнти залежно питомих втрат потужності в ТС і в його вторинному колі $\Delta p_{\text{ТТ}}$, що має вид:

									Аркуш
									56
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ				

$$\Delta P_{\text{ТТ}} = 2 \cdot [40 + 2 \cdot (6 + 0,5 \cdot 15 \sqrt{K_{\text{ТТ}}})] = 104 + 30 \sqrt{K_{\text{ТТ}}} \quad (4.3)$$

Втрати в високочастотних загороджувачах зв'язку. Сумарні втрати в ВЗ і пристрої приєднання на одній фазі ПЛ можуть бути визначені за формулою, тис. кВт·г:

$$\Delta W_{\text{ВЧ}} = (\Delta P_{\text{ном}} \cdot \beta_{\text{ВЗ}}^2 + \Delta P_{\text{пр}}) \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (4.4)$$

де $\beta_{\text{ВЗ}}$ - відношення середньоквадратичного робочого струму ВЗ за розрахунковий період до його номінального струму;

$\Delta P_{\text{пр}}$ - втрати в пристроях приєднання.

4.1.1.2 Втрати холостого ходу

- 1) в силових трансформаторах (автотрансформаторах);
- 2) компенсуючих пристроях (синхронних і тиристорних компенсаторах, батареях конденсаторів і шунтуючих реакторах);
- 3) обладнанні системи обліку електроенергії (ТС, ТН, лічильниках і сполучних проводах);
- 4) вентильних розрядниках і обмежувачах перенапруги;
- 5) пристроях приєднання високочастотного зв'язку (ВЧ-зв'язку);
- 6) ізоляції кабелів.

Для електричних мереж 0,38 - 6 - 10 кВ складові втрат холостого ходу (умовно-постійних втрат) включають:

Втрати електроенергії холостого ходу в силовому трансформаторі, які визначають за час T по формулі, тис. кВт·г:

$$\Delta W_{\text{Х}} = \frac{\Delta P_{\text{Х}}}{U_{\text{Н}}} \cdot \int_0^T U^2(t) dt, \quad (4.5)$$

де $\Delta P_{\text{Х}}$ - втрати потужності холостого ходу трансформатора при номінальній напрузі $U_{\text{Н}}$;

									Аркуш	
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ					57

$U(t)$ - напруга в точці підключення (на ввіді ВН) трансформатора в момент часу t .

Втрати в компенсуючих пристроях (КП), що залежать від типу пристрою.

У розподільних мережах 0,38-6-10 кВ використовуються в основному батареї статичних конденсаторів (БСК). Втрати в них визначають на основі відомих питомих втрат потужності $\Delta p_{\text{БСК}}$, кВт / кВАр:

$$\Delta W_{\text{БСК}} = \Delta p_{\text{БСК}} \cdot \Delta W_{\text{QБСК}}, \quad (4.6)$$

де $W_{\text{QБСК}}$ - реактивна енергія, вироблена батареєю конденсаторів за розрахунковий період. Зазвичай $\Delta p_{\text{БСК}} = 0,003$ кВт/кВАр.

Втрати в трансформаторах напруги. Втрати активної потужності в ТН складаються з втрат в самому ТН і у вторинному навантаженні:

$$\Delta P_{\text{ТН}} = \Delta P_{1\text{ТН}} + \Delta P_{2\text{ТН}}. \quad (4.7)$$

Втрати в самому ТН $\Delta P_{1\text{ТН}}$ складаються в основному з втрат в сталевому магнітопроводі трансформатора. Вони ростуть із зростанням номінальної напруги і для однієї фази при номінальній напрузі чисельно приблизно рівні номінальній напрузі мережі. У розподільних мережах напругою 0,38-6-10 кВ вони складають близько 6-10Вт.

Втрати у вторинному навантаженні $\Delta P_{2\text{ТН}}$ залежать від класу точності ТН $K_{\text{ТН}}$. Причому, для трансформаторів напругою 6-10 кВ ця залежність лінійна. При номінальному навантаженні для ТН даного класу напруги $\Delta P_{2\text{ТН}} \approx 40$ Вт. Однак на практиці вторинні кола ТН часто перевантажуються, тому зазначені значення необхідно множити на коефіцієнт завантаження вторинного кола ТН $\beta_{2\text{ТН}}$. З огляду на вищевикладене, сумарні втрати електроенергії в ТН і навантаженні його вторинного кола визначають за формулами, тис. кВт-г:

$$\Delta W_{\text{ТН}} = (U + \beta_{2\text{ТН}} \cdot \Delta P_{2\text{ТН}} \cdot K_{\text{ТН}}) \cdot T \cdot 10^{-6}. \quad (4.8)$$

Втрати в ізоляції кабельних ліній, які визначають за формулою, кВт-г:

$$\Delta W_{\text{каб}} = T \cdot b_c \cdot U^2 \cdot \text{tg}\varphi \cdot L_{\text{каб}}, \quad (4.9)$$

									Аркуш
									58
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ				

де b_c - ємнісна провідність кабелю, Сим/км;

U - напруга, кВ;

$L_{\text{каб}}$ - довжина кабеля, км;

$\text{tg}\varphi$ - тангенс кута діелектричних втрат, що визначається за формулою:

$$\text{tg}\varphi = (0.003 + 0.0002 \cdot T_{\text{сл}}) \cdot (1 + a_{\tau} \cdot T_{\text{сл}}), \quad (4.10)$$

де $T_{\text{сл}}$ - число років експлуатації кабелю;

a_{τ} - коефіцієнт старіння, що враховує старіння ізоляції протягом експлуатації.

Збільшення тангенса кута діелектричних втрат, що відбувається при цьому, відображається другою дужкою формули.

4.1.1.3 Кліматичні втрати електроенергії

Климатические потери электроэнергии – потери, обусловленные погодными условиями, которые необходимо учитывать для линий электропередач напряжением 110 кВ і вище для втрат на корону і від 6 кВ для втрат від струмів витоку по ізоляторах.

Склад кліматичних втрат електроенергії:

- втрати на корону в повітряних лініях електропередач 110 кВ і вище;
- втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній електропередач;
- витрата електроенергії на плавлення ожеледі.

Разом з тим, існують складові втрат, значення яких визначається не стільки температурою, скільки видом погоди. До них, перш за все, слід віднести втрати на корону, яка виникає на проводах високовольтних ліній електропередачі через велику напруженість електричного поля на їх поверхні. В якості типових видів погоди при розрахунку втрат на корону прийнято виділяти хорошу погоду, сухий сніг, дощ і паморозь (в порядку зростання втрат).

При зволоженні забрудненого ізолятора на його поверхні виникає провідне середовище, (електроліт), що сприяє суттєвому зростанню струму витоку. Ці

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

втрати відбуваються в основному при вологій погоді (туман, роса, дощі). За даними статистики, річні втрати електроенергії в мережах АТ-енерго через струми витоку по ізоляторах ПЛ всіх напруг виявляються сумірними з втратами на корону. При цьому приблизно половина їх сумарного значення припадає на мережі 35 кВ і нижче. Важливим є те, що і струми витоку, і втрати на корону мають чисто активний характер і тому є прямою складовою втрат електроенергії.

Кліматичні втрати включають:

Втрати на корону. Втрати на корону залежать від перетину пооводу і робочої напруги (чим менший переріз і вища напруга, тим більша питома напруженість на поверхні проводу і тим більші втрати), конструкції фази, довжини лінії, а також від погоди. Питомі втрати при різних погодних умовах визначають на підставі експериментальних досліджень. Втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній. Мінімальна довжина шляху струму витоку по ізоляторах нормується в залежності від ступеня забрудненості атмосфери (СЗА). При цьому наводяться в літературі дані про опори ізоляторів дуже різномірні і не прив'язані до рівня СЗА.

Потужність, що виділяється на одному ізоляторі, визначають за формулою, кВт:

$$P_{из} = \frac{U_{из}^2}{R_{из}}, \quad (4.11)$$

де $U_{из}$ - напруга, що припадає на ізолятор, кВ;

$R_{из}$ - його опір, кОм.

Втрати електроенергії, зумовлені струмами витоку по ізоляторах ПЛ, можна визначити за формулою, тис. кВт·г:

$$\Delta W_{из} = \frac{U_{ном}^2}{3 \cdot R_{из} \cdot N_{из}} \cdot T_{вл} \cdot N_{гир} \cdot 10^{-3}, \quad (4.12)$$

де $T_{вл}$ - тривалість в розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса і мрякливі дощі);

$N_{гир}$ - число гірлянд ізоляторів.

									Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ				60

Всі ці втрати визначають на основі даних про питомі втрати потужності в залежності від перерізу і числа проводів у фазі, району розташування повітряної лінії електропередачі, робочої напруги лінії.

4.1.2 Втрати на власні потреби підстанцій

Це витрата електроенергії, що споживається допоміжним обладнанням, яке підтримує роботу основного обладнання процесу вироблення, перетворення і розподілу електричної енергії.

Це витрата фіксується, як правило, лічильниками електроенергії, встановленими на високій або низькій стороні трансформаторів власних потреб.

Склад споживачів власних потреб:

- 1) електродвигуни вентиляторів і обладнання систем охолодження силових трансформаторів;
- 2) пристрої, призначені для заряду акумуляторних батарей;
- 3) освітлення території підстанції;
- 4) допоміжні пристрої синхронних компенсаторів;
- 5) живлення:

- компресорів;
- кіл управління і оперативних кіл;
- апаратури автоматики, зв'язку і телемеханіки;
- засувок;
- насосів (масляні, циркуляційні та дренажні);

б) обігрів:

- обладнання в осередках КРПН (з апаратурою релейного захисту та автоматики, лічильниками або вимикачами) і в шафах РЗА зовнішньої установки:

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

- баків масляних вимикачів, приводів роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів, пристроїв РПН;
- агрегатних шаф і шаф управління повітряних вимикачів;
- повітрозбірників;

7) обігрів, освітлення і вентиляція приміщень

- ОПУ, ЗРП ОВБ,
- акумуляторної,
- компресорної,
- насосної пожежогасіння,
- будівель допоміжних пристроїв синхронних компенсаторів,
- прохідної

8) невеликі за обсягом ремонтні роботи, що виконуються в процесі експлуатації;

9) інші:

- дренажні насосні,
- пристрої РПН,
- дистильатори,
- дрібні верстати і пристосування тощо.

4.1.3 Недооблік електроенергії

Ці втрати отримують розрахунковим шляхом на основі даних про метрологічні характеристики і режим роботи приладів, що використовуються для вимірювання енергії (ТС, ТН і самих електрولیчильників).

У розрахунок метрологічних втрат включають всі прилади обліку відпуску електроенергії з мережі, в тому числі й прилади обліку витрати електроенергії на СН підстанцій.

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
						62
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2 Комерційні втрати електроенергії

В ідеальному випадку комерційні втрати електроенергії в електричній мережі, повинні бути рівні нулю. Очевидно, однак, що в реальних умовах відпуску в мережу, корисний відпуск і технічні втрати визначаються з похибками.

Різниці цих похибок фактично і є структурними складовими комерційних втрат. Вони повинні бути по можливості зведені до мінімуму за рахунок виконання відповідних заходів.

Якщо така можливість відсутня, необхідно внести поправки до показань електролічильників, компенсуючі систематичні похибки вимірювань електроенергії.

Це вплив «людського фактора» і включає в себе всі прояви таких впливів:

- 1) свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників,
- 2) споживання енергії окрім лічильників,
- 3) несплату або неповну оплату показань лічильників,
- 4) визначення надходження та відпуску електроенергії за деякими точками обліку розрахунковим шляхом (при розбіжності меж балансової належності мереж і місць установки приладів обліку) і т. п.

4.2.1 Похибки вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії споживачам

Похибка вимірювань електроенергії в загальному випадку може бути розбита на безліч складових, розглянемо найбільш значущі складові похибок вимірювальних комплексів (ВК), в які можуть входити:

- 1) трансформатор струму (ТС);
- 2) трансформатор напруги (ТН),
- 3) лічильник електроенергії (ЛПЧЕ),

									Аркуш
									63
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ				

4) лінія приєднання ЛПЧЕ до ТН.

Складові похибок вимірювань:

- 1) похибки вимірювань електроенергії в нормальних умовах роботи вимірювальних приладів, які визначаються класами точності ТС, ТН і ЛПЧЕ;
- 2) додаткові похибки вимірювань електроенергії в реальних умовах експлуатації вимірювальних приладів, зумовлені:
 - а) заниженим проти нормативного коефіцієнтом потужності навантаження (додатковою кутовою похибкою);
 - б) впливом на ЛПЧЕ магнітних і електромагнітних полів різної частоти;
 - в) недовантаженням і перевантаженням ТС, ТН і ЛПЧЕ;
 - г) несиметрією і рівнем підведеної до вимірювальних приладів напруги;
 - д) роботою ЛПЧЕ в неопалюваних приміщеннях з неприпустимо низькою температурою тощо.;
 - е) недостатньою чутливістю ЛПЧЕ при їх малих навантаженнях, особливо в нічні години;
- 3) систематичні похибки, обумовлені наднормативними термінами служби вимірювальних приладів.
- 3) похибки, пов'язані з неправильними схемами підключення електролічильників, ТС і ТН, зокрема, порушеннями фазування підключення лічильників; похибки, обумовлені несправними приладами обліку електроенергії;
- 4) похибки зняття показань електролічильників через помилки, або навмисні викривлення записів показань;
- 5) неодночасність або невиконання встановлених термінів зняття показань лічильників, порушення графіків обходу лічильників;
- б) помилок у визначенні коефіцієнтів перерахунку показань лічильників в електроенергію.

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
						64
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2.2 Втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності

Ці втрати включають дві складові.

4.2.2.1 Втрати при виставленні рахунків

Ця комерційна складова обумовлена неточністю даних про споживачів електроенергії, в тому числі:

- 1) недостатньою або помилковою інформацією про укладені договори на користування електроенергією;
- 2) помилками при виставленні рахунків, в тому числі не виставленими рахунками споживачам через відсутність точної інформації по них і постійного контролю за актуалізацією цієї інформації;
- 3) відсутністю контролю та помилками у виставленні рахунків клієнтам, які користуються спеціальними тарифами;
- 4) відсутністю контролю та обліку відкоригованих рахунків, тощо.

4.2.2.2 Втрати від розкрадань електроенергії

Це одна з найбільш істотних складових комерційних втрат, яка є предметом клопоту енергетиків в більшості країн світу.

Термін «крадіжка електроенергії» застосовується тільки в тих випадках, коли електроенергія не враховується або не повністю реєструється з вини споживача, або коли споживач розкриває лічильник або порушує систему подачі електроживлення з метою зниження врахування лічильником витрати споживаної електроенергії.

Узагальнення міжнародного та вітчизняного досвіду по боротьбі з розкраданнями електроенергії показало, що в основному цими розкраданнями займаються побутові споживачі.

									Аркуш	
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ					65

Мають місце крадіжки електроенергії, здійснювані промисловими і торговими підприємствами, але обсяг цих крадіжок не можна вважати визначальним.

Розкрадання електроенергії мають досить чітку тенденцію до зростання, особливо в регіонах з несприятливим теплопостачанням споживачів в холодні періоди року.

А також практично у всіх регіонах в осінньо-весняні періоди, коли температура повітря вже сильно знизилася, а опалення ще не включене.

Існують три основні групи способів розкрадань електроенергії:

I- механічні

Механічне втручання в роботу (механічне відкриття) лічильника, яке може приймати різні форми, включаючи:

- 1) свердління отворів в донній частині корпусу, кришки або склі лічильника; вставка (в отвір) різних предметів типу плівки шириною 35 мм, голки і т.п. для того, щоб зупинити обертання диска або скинути показання лічильника;
- 2) переміщення лічильника з нормального вертикального в напівгоризонтальне положення для того, щоб знизити швидкість обертання диска;
- 3) самовільний зрив пломб, зміни в центрі осей механізмів (шестерень) для запобігання повної реєстрації витрат електроенергії;

II- електрические

Найбільш поширеним електричним способом розкрадань електроенергії є так званий «накид» на виконану голим проводом повітряну лінію.

Досить широко використовуються також такі способи як:

- 1) інвертування фази струму навантаження;
- 2) застосування різного типу «відмотувань» для часткової або повної компенсації струму навантаження зі зміною її фази;
- 3) шунтування кола струму лічильника - установка так званих «закороток»; заземлення нульового проводу навантаження;

									Аркуш
									66
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ				

4) порушення чергування фазного і нульового проводів в мережі з заземленою нейтраллю живильного трансформатора.

III- магнітні

Застосування магнітів з зовнішньої сторони лічильника може вплинути на його робочі характеристики. Зокрема, можна при використанні індукційних лічильників старих типів за допомогою магніту уповільнити обертання диска.

В даний час нові типи лічильників виробники намагаються захистити від впливу магнітних полів. Тому цей спосіб розкрадань електроенергії стає все більш обмеженим.

4.2.3 Втрати електроенергії, зумовлені наявністю безгоспних споживачів

Кризові явища в країні, поява нових акціонерних товариств призвели до того, що в більшості енергосистем в останні роки з'явилися і вже досить значний час існують житлові будинки, гуртожитки, цілі житлові селища, які не стоять на балансі будь-яких організацій. Електро- і теплоенергію, що поставляються в ці будинки, мешканці нікому не оплачують.

Спроби енергосистем відключити неплатників не дають результатів, так як жителі знову самовільно підключаються до мереж. Електроустановки цих будинків ніким не обслуговуються, їх технічний стан загрожує аваріями і не забезпечує безпеку життя і майна громадян.

4.2.4 Втрати, зумовлені неодноразовістю оплати за електроенергію побутовими споживачами - так званої «сезонної складової»

Ця вельми істотна складова комерційних втрат електроенергії має місце у зв'язку з тим, що побутові споживачі об'єктивно не в змозі одночасно зняти показання лічильників і оплатити за електроенергію. Як правило, платежі відстають від

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

реального електроспоживання, що, безумовно, вносить похибку в визначенні фактичного корисного відпуску побутовим споживачам і в розрахунок фактичного небалансу електроенергії, так як відставання може становити від одного до трьох місяців і більше.

4.2.5 Похибки розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах

Оскільки комерційні втрати електроенергії не можна виміряти, то їх можна з тією чи іншою похибкою обчислити.

Значення цієї похибки залежить не тільки від похибок вимірювань об'єму розкрадань електроенергії, наявності «безгоспних споживачів», інших розглянутих вище факторів, але і від похибки розрахунку технічних втрат електроенергії. Чим точнішими будуть розрахунки технічних втрат електроенергії, тим, очевидно, точніші будуть оцінки комерційної складової, тим об'єктивніше можна визначити їх структуру і намітити заходи щодо їх зниження.

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Висновки

В процесі виконання дипломного проекту була досягнута задача, яка описана у вступі мета і вирішені поставлені завдання.

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

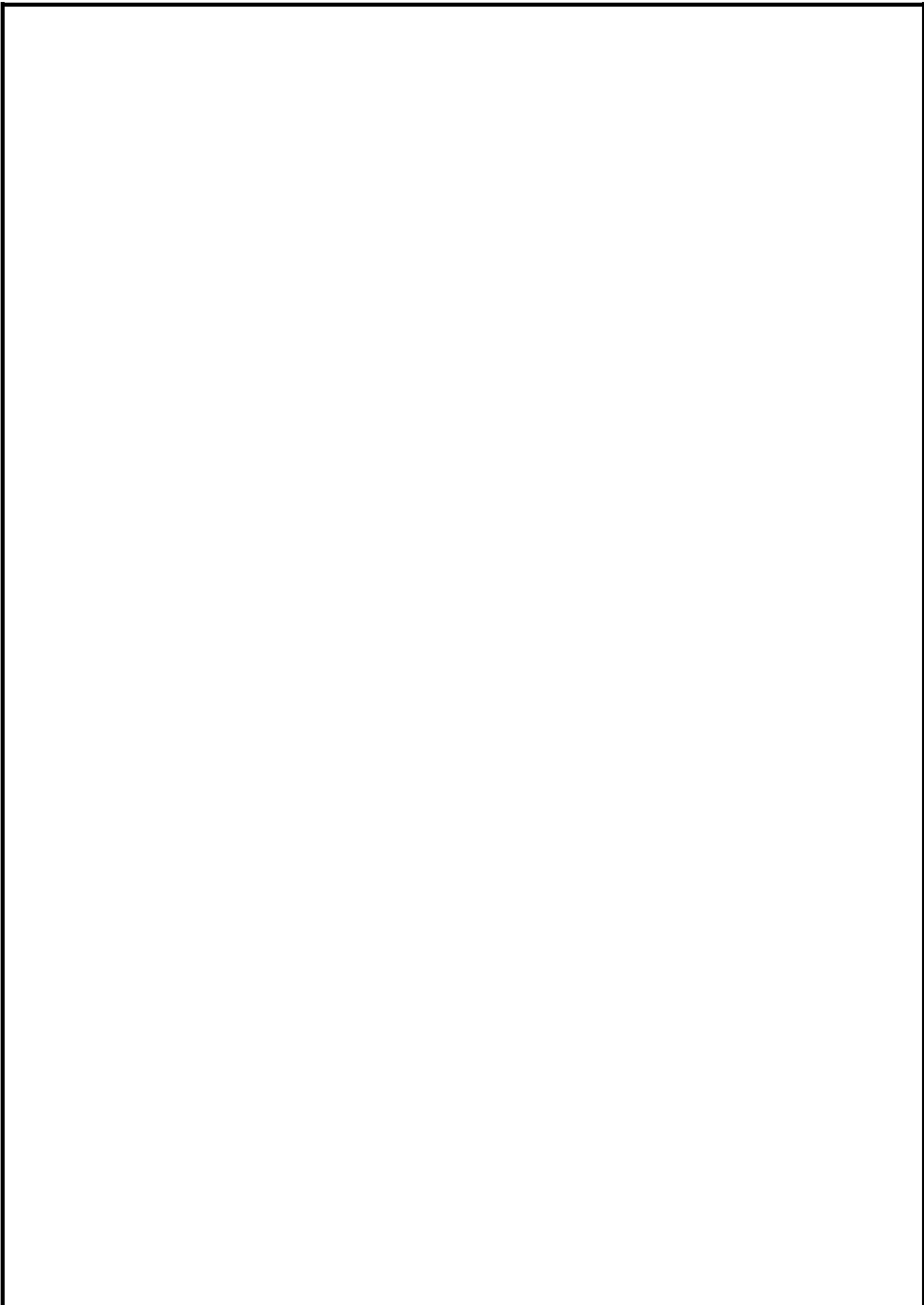
У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту трансформатора.

У розділі «Структура втрат електроенергії» виконаний аналіз видів втрат електричної енергії.

23 Волков В. П., Шевченко С. Ю. Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Енергозбереження» НТУ «ХП» Харків 2005 р. – 36 с.

24 <http://www.em.dn.ua/iz/farfor/star/shtyr/onsh-10-500.htm>

					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

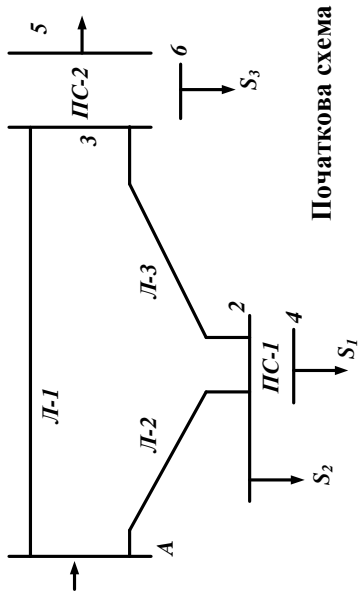


					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

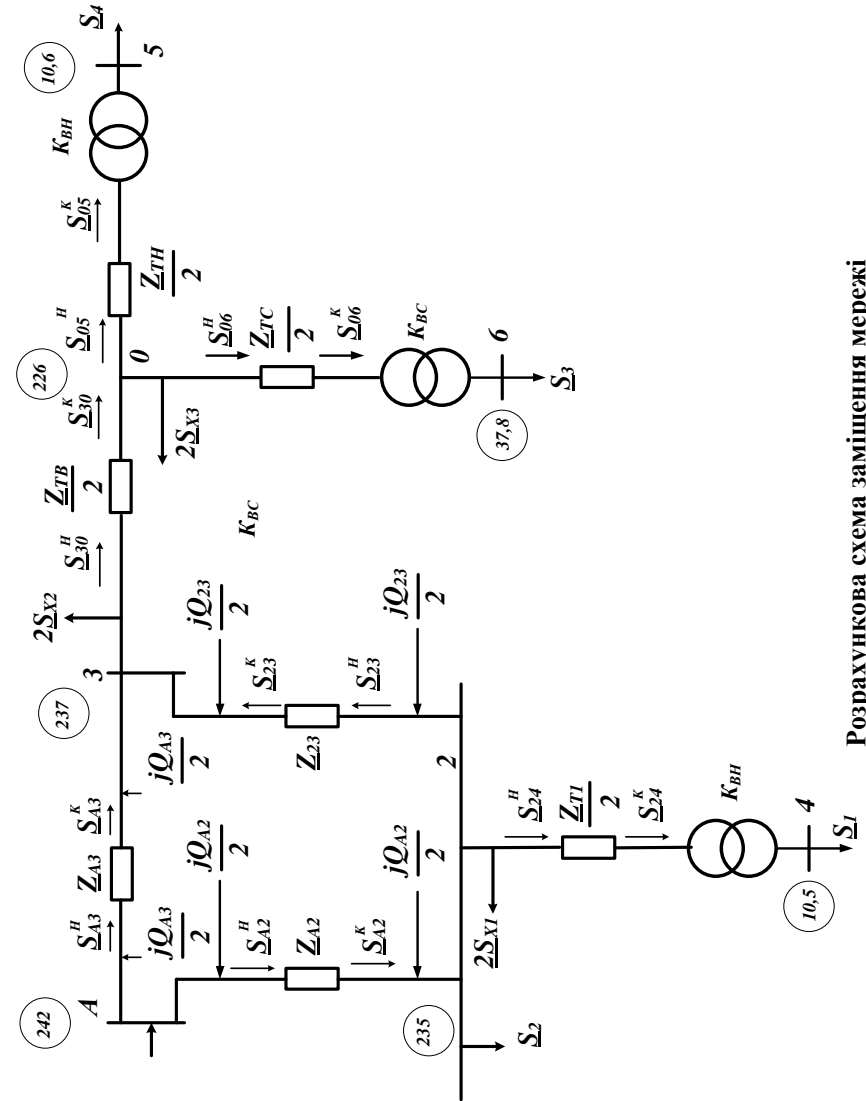
Довжина ліній
 Л-1 40 км
 Л-2 70 км
 Л-3 40 км

Категорія споживача
 S₁ - I
 S₂ - II
 S₃ - II
 S₄ - III

Потужності навантажень
 S₁ = 40 + j20 MVA
 S₂ = 50 + j30 MVA
 S₃ = 20 + j10 MVA
 S₄ = 35 + j15 MVA



Початкова схема мережі



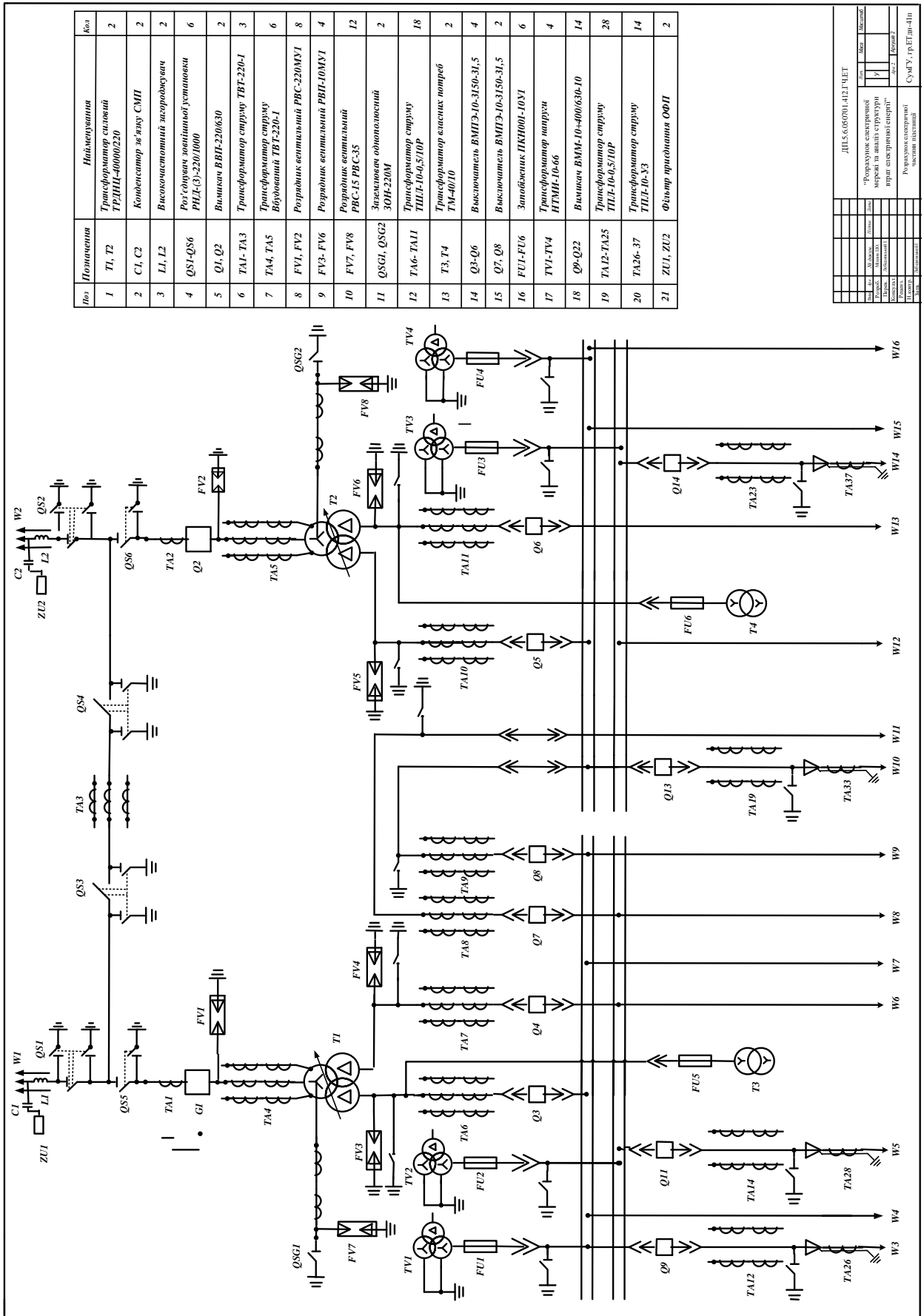
Потужності на ділянках мережі

Пози	Початок	Кінець
S ₄	147,3+j75,94	
S ₄₂	63,73+j36,7	62,86+j33,5
S ₂₃	27,44+j13,91	27,35+j13,6
S ₄₃	83,6+j46,15	82,75+j43,0
S ₃₀	55,2+j33,3	55,06+j26,9
S ₀₆	20,01+j10	20+j10
S ₀₅	35,1+j16,9	35+j15
S ₂₄	40,1+j23,3	40+j20

Розрахункова схема заміщення мережі

ДП С.6.06701.14.1 ПЗ.ЕТ	
№	Місяць
1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
6	6
7	7
8	8
9	9
10	10
11	11
12	12
13	13
14	14
15	15
16	16
17	17
18	18
19	19
20	20
21	21
22	22
23	23
24	24
25	25
26	26
27	27
28	28
29	29
30	30
31	31
32	32
33	33
34	34
35	35
36	36
37	37
38	38
39	39
40	40
41	41
42	42
43	43
44	44
45	45
46	46
47	47
48	48
49	49
50	50
51	51
52	52
53	53
54	54
55	55
56	56
57	57
58	58
59	59
60	60
61	61
62	62
63	63
64	64
65	65
66	66
67	67
68	68
69	69
70	70
71	71
72	72
73	73
74	74
75	75
76	76
77	77
78	78
79	79
80	80
81	81
82	82
83	83
84	84
85	85
86	86
87	87
88	88
89	89
90	90
91	91
92	92
93	93
94	94
95	95
96	96
97	97
98	98
99	99
100	100

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

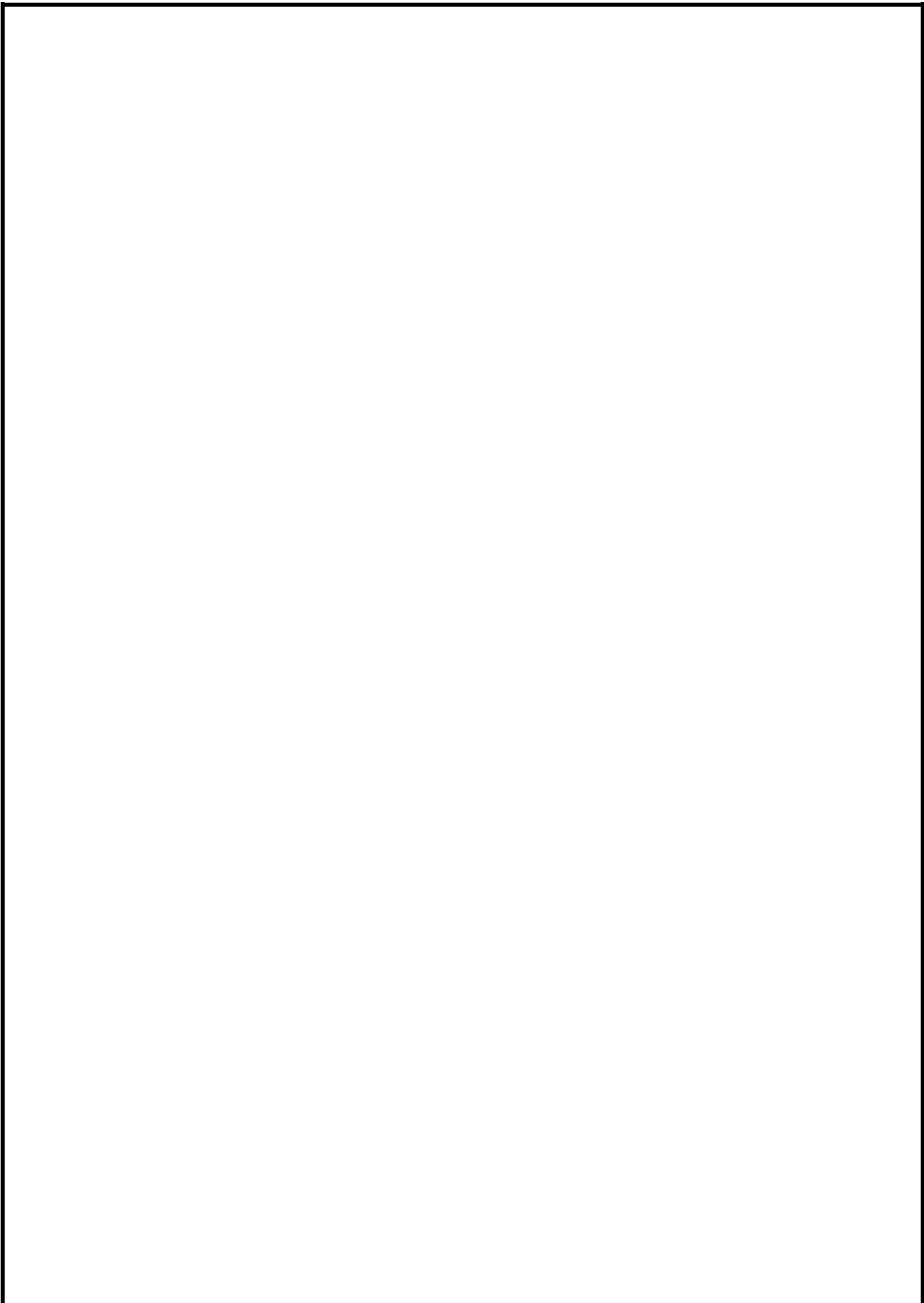


№п/п	Позначення	Найменування	Кол-во
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДП-10/0,4/220	2
2	C1, C2	Конденсатор з'єдну СМП	2
3	L1, L2	Високоємнісний індукторний	2
4	Q51-Q56	Роз'єднувач автоматичний установки РВЛ-3-220/1000	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВГ-220/630	2
6	TA1-TA3	Трансформатор струму ТВГ-220-1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму вбудований ТВГ-220-1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентильний РРС-220МУ1	8
9	FV3-FV6	Розрядник вентильний РРП-10МУ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентильний РРС-15 РРС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заспокоювач одинотактний ЗОН-220М	2
12	TA6-TA11	Трансформатор струму ТШЛ-10-4,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Выключатель ВМПЭ-10-3150-31,5	4
15	Q7, Q8	Выключатель ВМПЭ-10-3150-31,5	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПРН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМН-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10-400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р	28
20	TA26-37	Трансформатор струму ТШЛ-10-33	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр приєднання ОВП	2

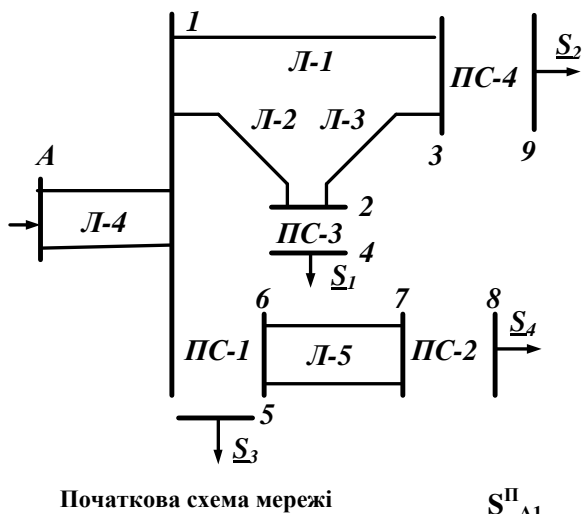
ДЛ.5.6.0701.412.ПЗ.ЕТ			
№	Дата	Місце	Місце
1		У	У
2		У	У
3		У	У
4		У	У
5		У	У
6		У	У
7		У	У
8		У	У
9		У	У
10		У	У
11		У	У
12		У	У
13		У	У
14		У	У
15		У	У
16		У	У
17		У	У
18		У	У
19		У	У
20		У	У
21		У	У
22		У	У
23		У	У
24		У	У
25		У	У
26		У	У
27		У	У
28		У	У
29		У	У
30		У	У
31		У	У
32		У	У
33		У	У
34		У	У
35		У	У
36		У	У
37		У	У
38		У	У
39		У	У
40		У	У
41		У	У
42		У	У
43		У	У
44		У	У
45		У	У
46		У	У
47		У	У
48		У	У
49		У	У
50		У	У
51		У	У
52		У	У
53		У	У
54		У	У
55		У	У
56		У	У
57		У	У
58		У	У
59		У	У
60		У	У
61		У	У
62		У	У
63		У	У
64		У	У
65		У	У
66		У	У
67		У	У
68		У	У
69		У	У
70		У	У
71		У	У
72		У	У
73		У	У
74		У	У
75		У	У
76		У	У
77		У	У
78		У	У
79		У	У
80		У	У
81		У	У
82		У	У
83		У	У
84		У	У
85		У	У
86		У	У
87		У	У
88		У	У
89		У	У
90		У	У
91		У	У
92		У	У
93		У	У
94		У	У
95		У	У
96		У	У
97		У	У
98		У	У
99		У	У
100		У	У

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ

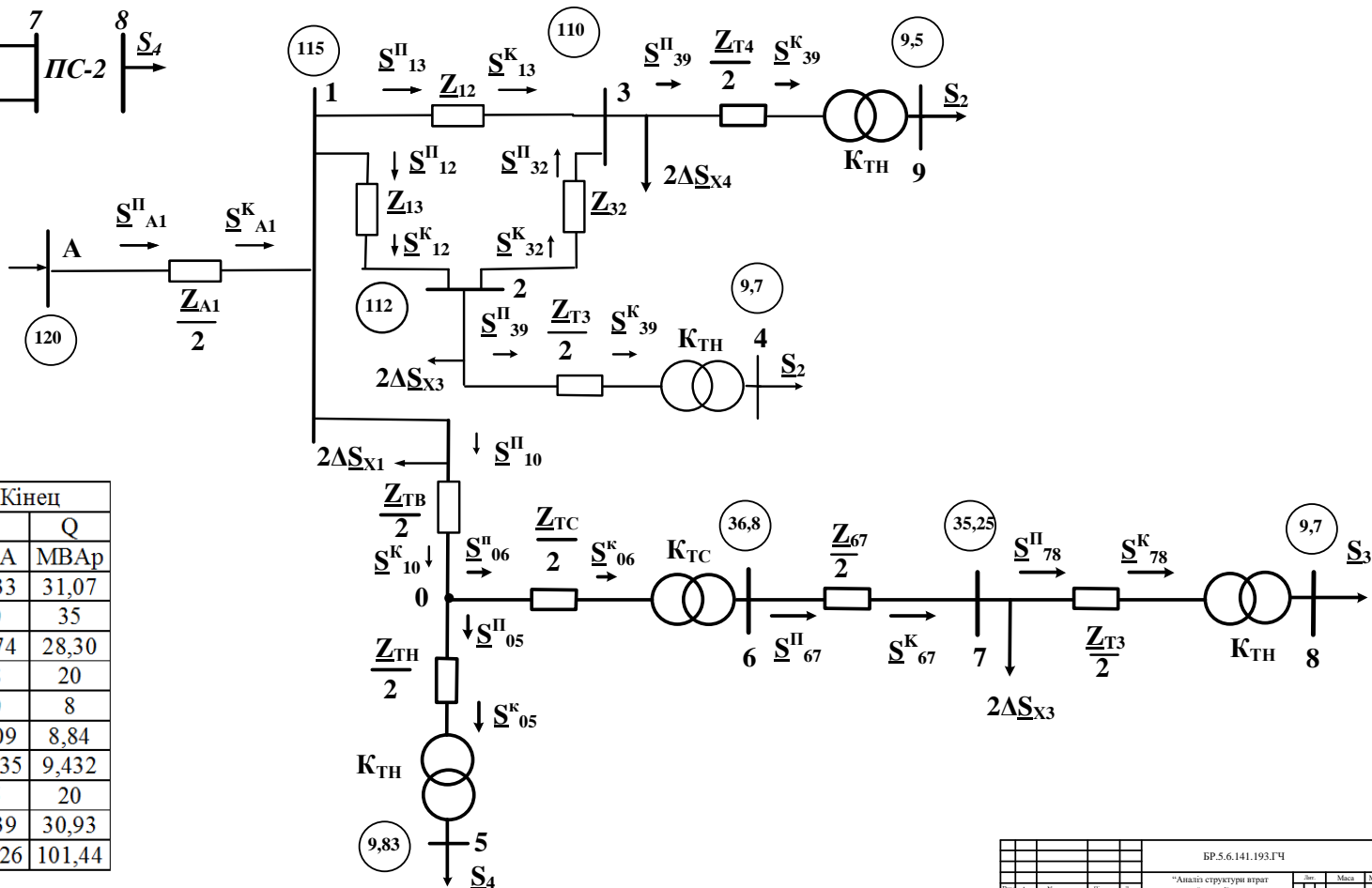


					БР.5.6.141.321.ПЗ.ЕТ	Аркуш
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76



- Категорія споживача
- S_1 - II
 - S_2 - II
 - S_3 - II
 - S_4 - II
- Потужності навантажень
- $S_1 = 28 + j20$ МВА
 - $S_2 = 40 + j35$ МВА
 - $S_3 = 10 + j8$ МВА
 - $S_4 = 35 + j20$ МВА

- Довжина ліній
- Л-1 30 км
 - Л-2 20 км
 - Л-3 40 км
 - Л-4 20 км
 - Л-5 20 км

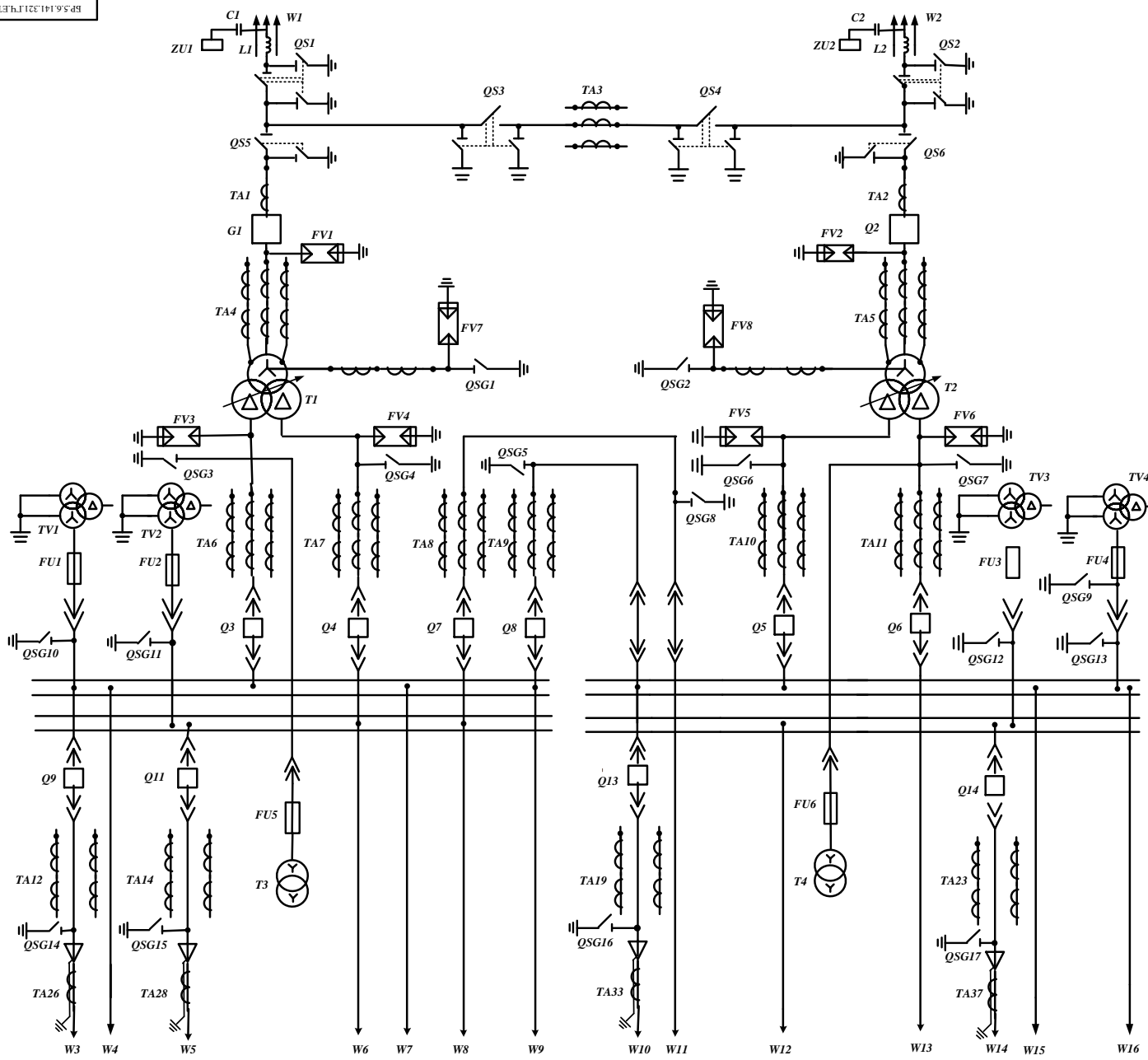


Ділянка	Початок		Кінець	
	P МВА	Q МВАр	P МВА	Q МВАр
1--3	35,33	31,07	35,33	31,07
3--9	40,16	39,05	40	35
1--2	41,70	31,59	40,74	28,30
2--4	28,12	22,73	28	20
7--8	10,06	8,68	10	8
6--7	10,33	9,43	10,09	8,84
0--6	10,341	9,432	10,335	9,432
0--5	35,05	21,50	35	20
1--0	45,49	35,36	45,39	30,93
A--1	124,5	105,7	123,26	101,44

Розрахункова схема заміщення мережі

				БР.5.6.141.193.ГЧ			
				"Аналіз структури витрат електричної енергії та розрахунок режимів роботи електричних мереж"			
Виб. Арх.	№ докум.	Після	Днів	Лист	Маса	Масштаб	
Розроб.	Хомченко А.М.			11			
Перев.	Бобровський						
Консулт.					Арк.1	Аркунів.2	
Реценз.							
Наказ.							
Виб.	Бобровський						
				Розрахунок електричної мережі			
				СумГУ, гр.ЕТДн-74п			

БР.5.6.141.321.ГЧ.ЕТ



Поз	Позначення	Найменування	Кол
1	T1, T2	Трансформатор силовий ТРДН-4000/110	2
2	C1, C2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	L1, L2	Високошвидкісний загорджувач	2
4	Q51-Q56	Роз'єднувач зовнішньої установки РНД 31-110/1000-НУХЛ1	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВЕМ – 110Б – 31,5/2000В1	2
6	TA1- TA3	Трансформатор струму ТОГФ –110 – УХЛ1	3
7	TA4, TA5	Трансформатор струму ТОГФ –110 – УХЛ1	6
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляцій РВС-220МВ1	8
9	FV3- FV6	Розрядник вентиляцій РВП-10МВ1	4
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляцій РВС-15 РВС-35	12
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-220М	2
12	TA6- TA11	Трансформатор струму ТШЛ-10-0,5/10Р	18
13	T3, T4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/10	2
14	Q3-Q6	Вимикач ВМ 1 S-10-40/ 3150-42	4
15	Q7, Q8	Вимикач ВМ 1 S-10-40/ 3150-42	2
16	FU1-FU6	Запобіжник ПКН001-10У1	6
17	TV1-TV4	Трансформатор напруги НТМИ-10-66	4
18	Q9-Q22	Вимикач ВММ-10-400/630-10	14
19	TA12-TA25	Трансформатор струму ТВ-10-IV	28
20	TA26- 37	Трансформатор струму ТВ-10-IV	14
21	ZU1, ZU2	Фільтр приєднання ОФП	2
22	QSG3-QSG17	Заземлювачі внутрішньої установки ЗР-10НУЗ	7

БР.5.6.141.321.ГЧ.ЕТ					Лист	Місяць	Місяць
Розроб	Фізік В.П.	*Розрахунок електричної мережі та аналіз структури фазических кіл електричної мережі*			1	11	
Перевірив	Мельничук М.І.				2	11	
Розроб					Лист 2		Лист 2
Листовий		Розрахунок електричної частини підстанції			Сум' У, гр.ЕТдн-74н		
Місяць	Листопад						