

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ Лебединський І.Л.
“ ___ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз заходів щодо зниження втрат”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-61п

Захарченко О. О.

Керівник, доцент, к.т.н

Лебединський І.Л.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2020 р.

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Захарченко Олексій Олексійович

1 Тема роботи “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз заходів щодо зниження втрат”

затверджено 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 заходів щодо зниження втрат”

5 Перелік графічного матеріалу

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

Календарний план

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	27.04.-14.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	15.05.-21.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	22.05.-28.05.2020	
4	Аналіз заходів щодо зниження втрат”	29.05.-05.06.2020	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-61п _____

Захарченко О. О.

Керівник роботи _____

Лебединський І.Л.

РЕФЕРАТ

с. 69, рис. 10, табл. 24, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз заходів щодо зниження втрат” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання”/ О.О Захарченко; керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 69 с.

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

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, 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, 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 втрат електроенергії в електричних мережах.

Перелік умовних позначень

- ПС – понижувальна підстанція
- ПЛ – повітряна лінія
- ВН – вища напруга
- СН – середня напруга
- НН – низька напруга
- РЕМ – розподільні електричні мережі
- ТВЕ – технічні втрати електроенергії
- ТС – трансформатор струму
- ТН – трансформатор напруги
- КЗ – коротке замикання
- РПН – регулювання під навантаженням
- РП – розподільний пристрій
- СКЗ – струм короткого замикання
- ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
- ТРЕ – технологічні витрати електроенергії
- ЛЕП – лінії електропередач
- МСЗ – максимальний струмовий захист
- ЗЗВ – заходи щодо зниження втрат
- СК – синхронні компенсатори
- ТВ – телевимірювання
- ПБЗ – переключення без збудження
- КУ – компенсуючі пристрої

Зміст

Вступ.....		8
1	Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій.....	10
1.1	Вибір напруг ліній.....	10
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій.....	13
1.3	Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів...	16
1.4	Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	20
1.5	Складання розрахункової схеми заміщення мережі.....	22
1.6	Визначення напруг у вузлах навантаження.....	22
1.7	Регулювання напруги в вузлах навантаження.....	25
2	Розрахунок електричної частини підстанції.....	26
2.1	Вибір трансформаторів власних потреб.....	27
2.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	29
2.3	Вибір високовольтних апаратів РП електричної частини.....	32
2.4	Вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	36
2.5	Вибір ошиновки розподільних пристроїв.....	42
2.6	Компонування розподільних пристроїв 110 кВ і конструкційна частина.....	45
2.7	Компонування розподільних пристроїв 35 кВ і конструкційна частина.	46
2.8	Заземлювальні пристрої підстанції.....	47
3	Розрахунок релейного захисту лінії	48
3.1	Розрахунок струмів короткого замикання.....	48
3.2	Струмова відсічка.....	50
3.3	МСЗ від міжфазного замикання.....	51
3.4	Двоступінчастий захист нульової послідовності від замикань на землю ЛЕП.....	53
4	Комплексний і загальносистемний підхід до вибору заходів щодо зниження втрат електроенергії.....	55
4.1	Класифікація заходів щодо зниження втрат електроенергії.....	55
4.2	Організаційні аспекти заходів щодо зниження втрат.....	55
4.3	Технічні аспекти заходів, щодо зниження втрат.....	56
4.3.1	Заходи щодо вдосконалення управління режимами електричних мереж.....	56
4.3.1.1	Реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище по реактивній потуж-	57

						БР.5.141.664.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Захарченко О.			“Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз заходів щодо зниження втрат”	н	6	69
Перев.		Лебединський І				СумДУ ЕТдн-61п		
Нач.бюро								
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І						

	ності і напрузі.....	
4.3.1.2	Переведення невикористовуваних генераторів в режим СК.....	58
4.3.1.3	Оптимальний закон регулювання напруги в центрі живлення радіальної мережі 35 - 110 кВ.....	58
4.3.1.4	Оптимізація місць розмикання мереж 6 - 10 - 35 кВ з двостороннім живленням.....	59
4.3.1.5	Відключення одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами в режимах малих навантажень.....	59
4.3.1.6	Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ....	59
4.3.2	Заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж.....	60
4.3.3	Заходи щодо реконструкції електричних мереж.....	60
4.3.4	Заходи щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж.....	61
	Висновки.....	63
	Література.....	64
	Додаток А.....	68
	Додаток Б.....	69

Вступ

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:

- 1) набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- 2) формування навичок використання отриманих знань під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- 3) набуття досвіду виконання технічної документації - пояснювальної записки і креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- 4) 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;

					БР.5.141.664.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		8

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- аналіз заходів щодо зниження втрат”

					БР.5.141.664.ПЗ.ЕТ	Арк
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

Вихідні дані

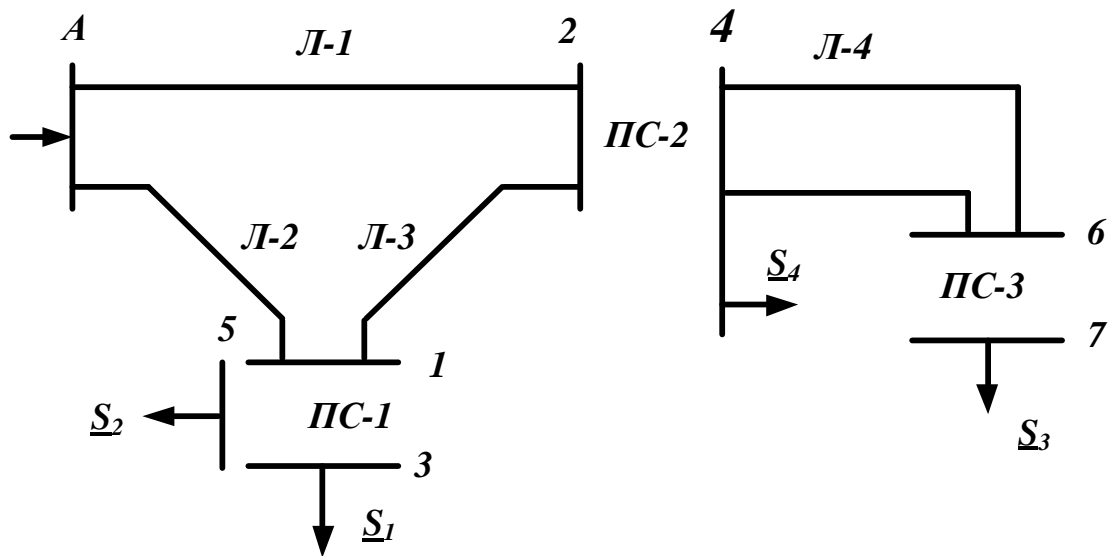


Рисунок 1.1 – Однолінійна електрична схема заданої електричної мережі
 На рисунку 1.1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі.
 Дана мережа живиться від джерела напруги А.

Таблиця 1.1 - Вихідні дані до схеми

Довжина ПЛ, км				Потужності навантажень вузлів, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
60	40	30	40	$\frac{40+j20}{II}$	$\frac{30+j10}{II}$	$\frac{20+j10}{I}$	$\frac{10+j5}{III}$

1.1 Вибір напруг ліній

Приймемо навантаження вузла “6” рівним навантаженню вузла “7”, а навантаження вузла “1” рівним навантаженню вузлів “5” і “8”.

Визначимо розрахункові навантаження вузлів електричної мережі [1-3]:

$$\underline{S}_{IP} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 = 70 + j30 \text{ МВА};$$

					БР.6.141.664 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Захарченко О.			“Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	10	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТДН-61п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_4 + \underline{S}_3 = 30 + j15 \text{ MVA};$$

Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рисунок 1.2).

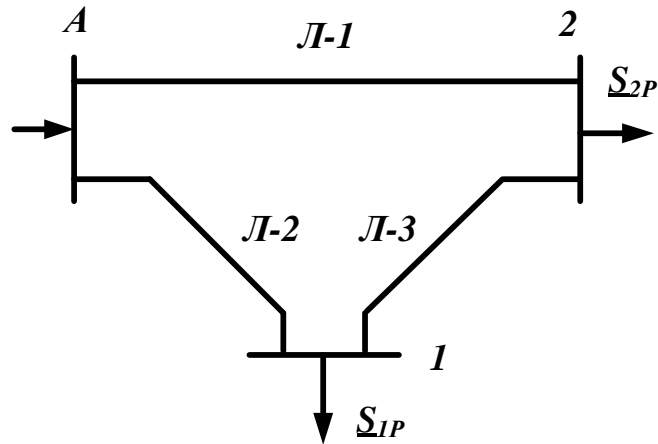


Рисунок 1.2 – Замкнута мережа

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

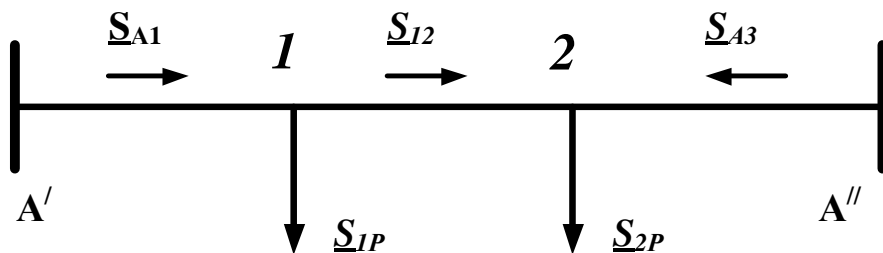


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

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

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{A2}) + \underline{S}_{2P} \cdot l_{A2}}{l_{12} + l_{A2} + l_{A1}} = 62,3 + j27,7 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = -7,7 - j2,31 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot l_{A1} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{12} + l_{A1})}{l_{12} + l_{A2} + l_{A1}} = 37,7 + j17,31 \text{ MVA}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A2} = \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{1P}$$

$$100 + j45 = 100 + j45$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (рисунок 1.2) [1-3].

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

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	60	40	30
Напруга ділянки, кВ	115	138	54

Приймаємо напругу в замкнутій мережі 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	218	358	54

Вибираємо марки проводів [3]

Таблиця 1.4 – Марка проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32

Таблиця 1.5 – Технічні дані проводу АС-240/32

Перетин проводу, мм ²	Тривалий допустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r ₀ , Ом/км, при +20° С	110 кВ	
				x ₀ , Ом/км	b ₀ , 10 ⁻⁶ См/км
240/32	605	21,6	0,118	0,405	2,81

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція ПС-1

Ставимо два трансформатори [4], так як споживач першої категорії [4].

Потужність одного трансформатора ПС-1 визначається наступною формулою [19]:

$$S_{T1} = \frac{S_1 + S_2}{1,4} = \frac{\sqrt{30^2 + 70^2}}{1,4} = 54 \text{ МВА}$$

Вибираємо триобмотковий трансформатор ТДТН-63000/110 [3] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора [19]:

$$K_{зав} = \frac{S_1 + S_2}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{30^2 + 70^2}}{2 \cdot 63} = 0,6$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДТН-63000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.6 – Технічні дані трансформатора ТДТН-63000/110 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6,5

Продовження таблиці 1.6

Каталожні данні			Розрахункові дані						
ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , кВАр
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
0,29	0,056	0,7	0,5	0,5	0,5	22	0	13,6	0,441

Підстанція ПС-3

Ставимо два трансформатори, так як споживач другої категорії [4].

Потужність одного трансформатора ПС-3 визначається наступною формулою [4, 19]:

$$S_{T3} = \frac{S_3}{1,4} = \frac{\sqrt{20^2 + 10^2}}{1,4} = 15,86 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДТН-40000/110 [5] по напрузі мережі і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зав} = \frac{S_3}{2 \cdot S_{T3}} = \frac{\sqrt{20^2 + 10^2}}{2 \cdot 16} = 0,7$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТД-16000/35 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.7 – Технічні дані трансформатора ТД-16000/35 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТД-16000/35	16	± 2 × 2,5 %	38,5	6,3; 10,5	8	90	21	0,6	0,52	7,4	96

Підстанція ПС-2

Ставимо два трансформатори, так як споживач другої категорії [4].

Потужність трансформатора ПС-2 визначається наступною формулою [19]:

$$S_{T2} = \frac{S_3 + S_4}{1,4} = \frac{\sqrt{30^2 + 15^2}}{1,4} = 23,79 \text{ МВА}$$

Вибираємо двообмотковий трансформатор ТДНЖ-25000/110 [5] по напрузі мережі 110 кВ і розрахунковій потужності.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора [19]:

$$K_{зав} = \frac{S_3 + S_4}{2 \cdot S_{T2}} = \frac{\sqrt{30^2 + 15^2}}{2 \cdot 25} = 0,67$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДНЖ-25000/110 задовольняють вимоги, що пред'являються.

Таблиця 1.8 – Технічні дані трансформатора ТДНЖ-25000/110 [5]

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	P _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
			ВН	НН							
ТДНЖ-25000/110	25	±9×1,78 %	115	38,5	10,5	120	0,03	0,7	2,5	55,5	0,175

Вибираємо тип проводу для лінії Л-4. Для цього визначимо струм в лінії Л-4 по формулі [3]:

$$I_{46} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{20^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,369 \text{ кА}$$

За каталогом [5] вибираємо провід АС-120/19, технічні дані якого наведені в таблиці 1.9

Таблиця 1.9 – Технічні дані проводу АС-120/19

Переіз проводу, мм ²	Тривало допустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r ₀ , Ом/км, при +20° С	35 кВ	
				x ₀ , Ом/км	b ₀ ×10 ⁻⁶ См/км
120/19	390	15,2	0,244	0,414	2,85

Розрахунок параметрів ліній

Знайдемо параметри ліній електричної мережі [1].

Значення активних та реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності наведені в таблиці 1.10

$$R_L = r_0 \cdot l_L; \quad X_L = x_0 \cdot l_L$$

Таблиця 1.10 – Розрахункові параметри повітряної лінії мережі

Лінія		Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
R _Л	Ом	7,08	2,36	3,54	9,76
X _Л	Ом	24,3	8	12,15	16,20

1.3 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Підстанція ПС-1

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі “1” з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів при максимальному навантаженні [1-3].

Зображуємо схему заміщення двох триобмоткових трансформаторів (рис 1.4).

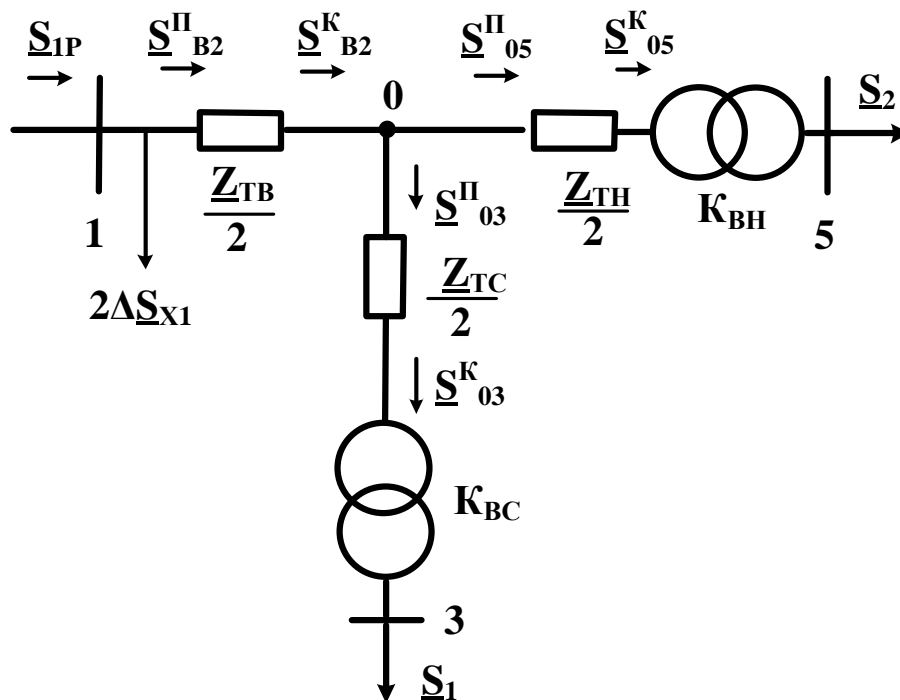


Рисунок 1.4 – Схема заміщення підстанції ПС-1

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

$$\underline{S}_{05}^K = \underline{S}_2 = 30 + j10 \text{ МВА}$$

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

$$\underline{S}_{05}^\Pi = \underline{S}_{05}^K + \frac{(P_{05}^K)^2 + (Q_{05}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TH}}{2} = 30,02 + j10,56 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{03}^K :

$$\underline{S}_{03}^K = \underline{S}_1 = 40 + j20 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{03}^Π :

$$\underline{S}_{03}^\Pi = \underline{S}_{03}^K + \frac{(P_{03}^K)^2 + (Q_{03}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 40,04 + j20 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{10}^Π :

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{05}^\Pi + \underline{S}_{03}^\Pi = 70,06 + j30,56 \text{ МВА,}$$

$$\underline{S}_{10}^\Pi = \underline{S}_{10}^K + \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} = 70,18 + j35,87 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{1P} :

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_{10}^\Pi + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X1} = 70,29 + j36,76 \text{ МВА}$$

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

17

Підстанція ПС-3

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі “6” з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів (рис 1.5) [1-3].

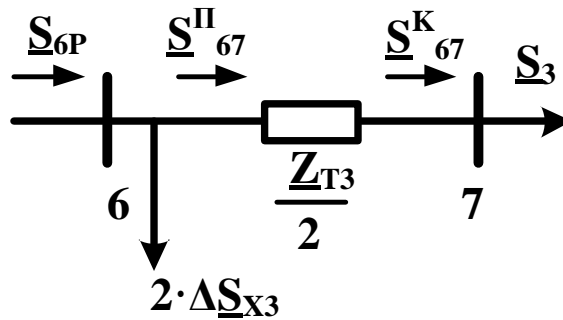


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність \underline{S}_{67}^K :

$$\underline{S}_{67}^K = \underline{S}_3 = 20 + j10 \text{ MVA}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{67}^II :

$$\underline{S}_{67}^II = \underline{S}_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T3}}{2} = 20,11 + j11,51 \text{ MVA}$$

Врахуємо втрати холостого ходу трансформатора, при визначенні розрахункової потужності \underline{S}_{6P} :

$$\underline{S}_{6P} = \underline{S}_{67}^II + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{X3} = 20,15 + j11,7 \text{ MVA}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі “4” з урахуванням втрат потужності в лінії Л – 4 при максимальному навантаженні (рис 1.6).

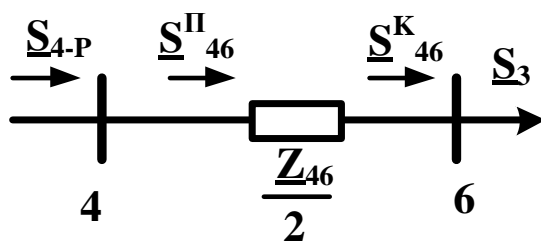


Рисунок 1.6 – Схема заміщення лінії Л-4

Записуємо потужність в кінці лінії Л-4 \underline{S}_{46}^K :

$$\underline{S}_{46}^K = \underline{S}_{6P} = 20,15 + j11,7 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність \underline{S}_{4-P} :

$$\underline{S}_{46}^{\Pi} = \underline{S}_{46}^K + \frac{(P_{46}^K)^2 + (Q_{46}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{46}}{2} = 20,2 + j11,79 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{4-P} = \underline{S}_{46}^{\Pi}$$

Підстанція ПС-2

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі “2” з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформатора при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двох двообмоткових трансформаторів (рис 1.7) [1-3].

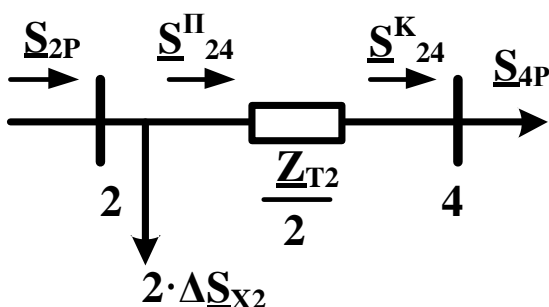


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-2

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

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_4 + \underline{S}_{4-P} = 30,2 + j16,79 \text{ МВА.}$$

Перевіряємо завантаження трансформатора з урахуванням втрат потужності:

$$K_{3AB} = \frac{S_{4P}}{2 \cdot S_{T2}} = 0,69.$$

Так як коефіцієнт завантаження менший 0,7, то два паралельно працюючих трансформатори ТДНЖ-25000/110 з урахуванням втрат потужності задовольняють вимоги, що пред'являються.

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

$$\underline{S}_{24}^{\Pi} = \underline{S}_{24}^K + \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T2}}{2} = 30,33 + j19,88 \text{ МВА}$$

Врахуємо втрати холостого ходу трансформаторів, при визначенні розрахункової потужності \underline{S}_{2P} :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{24}^{\Pi} + 2 \cdot \Delta S_{X2} = 30,39 + j19,88 \text{ МВА}$$

1.4 Розрахунок потужностей на ділянках замкнутої мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі (рис. 1.3):

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_{12} + l_{A2}) + \underline{S}_{3P} \cdot l_{A2}}{l_{12} + l_{A2} + l_{A1}} = 62,69 + j34,62 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = -7,61 - j2,13 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\underline{S}_{1P} \cdot l_{A1} + \underline{S}_{2P} \cdot (l_{12} + l_{A1})}{l_{12} + l_{A2} + l_{A1}} = 37,99 + j22,02 \text{ МВА}$$

Складемо рівняння балансу потужності:

$$\underline{S}_{A2} + \underline{S}_{A1} = \underline{S}_{2P} + \underline{S}_{1P}$$

$$100,68 + j56,64 = 100,68 + j56,64$$

Потужність ділянки 1 –2 вийшла негативною, тому точка 1 є точкою потокорозподілу (1.8).

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

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

20

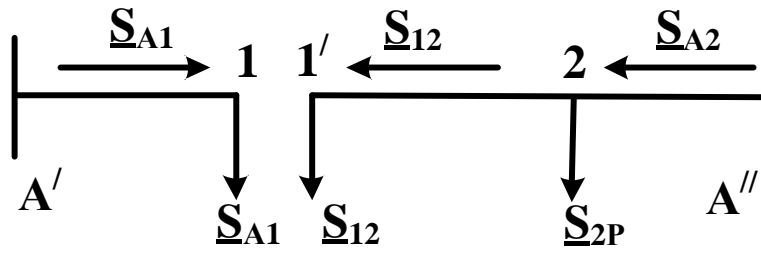


Рисунок 1.8 – Разімкнута мережа

Складаємо розрахункову розімкнену схему заміщення мережі (1.9)

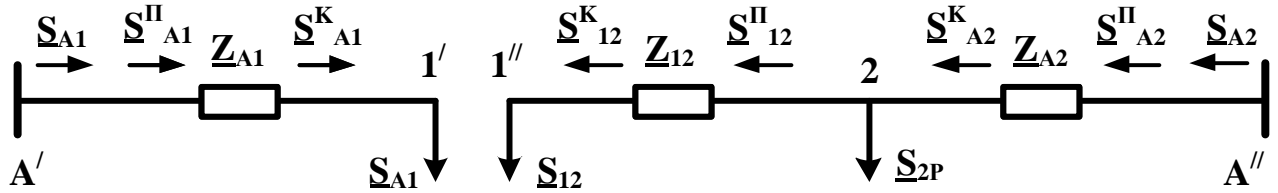


Рисунок 1.9 – Розрахункова розімкнена мережа

Визначимо поточкорозподіл в двох схемах заміщення, наведених на рисунку 1.9. Знайдемо потужність джерела \underline{S}_A :

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{A1} = 62,69 + j34,62 \text{ MBA},$$

$$\underline{S}_{A1}^{\Pi} = \underline{S}_{A1}^K + \frac{(\underline{P}_{A1}^K)^2 + (\underline{Q}_{A1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = 62,74 + j34,79 \text{ MBA},$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} = 7,61 + j2,13 \text{ MBA},$$

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(\underline{P}_{12}^K)^2 + (\underline{Q}_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{12} = 7,62 + j2,2 \text{ MBA},$$

$$\underline{S}_{A2}^K = \underline{S}_{12}^{\Pi} + \underline{S}_{2P} = 38,01 + j22,08 \text{ MBA},$$

$$\underline{S}_{A2}^{\Pi} = \underline{S}_{A2}^K + \frac{(\underline{P}_{A2}^K)^2 + (\underline{Q}_{A2}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A2} = 39,14 + j23,21 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^{\Pi} + \underline{S}_{A2}^{\Pi} = 101,9 + j58 \text{ MBA}$$

1.5 Складання розрахункової схеми заміщення мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході кола розрахункової згідно зі схемою заміщення

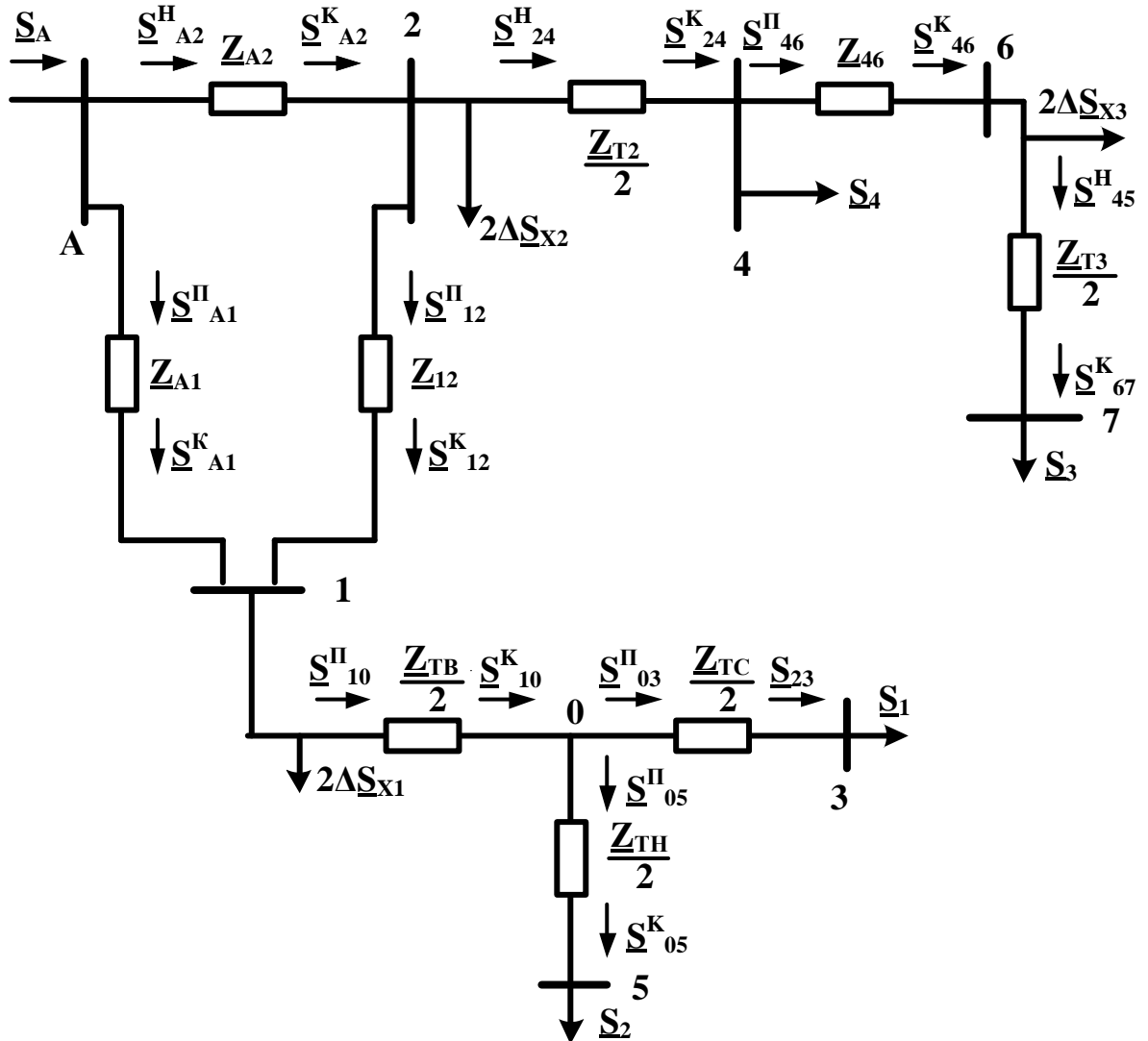


Рисунок 1.9 – Повна схема заміщення мережі

1.6 Визначення напруг у вузлах навантаження

Приймаємо напругу джерела живлення на десять відсотків найбільшою номінальною напругою мережі $U_A = 121 \text{ В}$ [1-3]

Визначимо напругу вузла "1":

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^{\Pi} \cdot R_{A1} + Q_{A1}^{\Pi} \cdot X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^{\Pi} \cdot X_{A1} - Q_{A1}^{\Pi} \cdot R_{A1}}{U_A} \right)^2} = 117,5 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла "2":

$$U_2 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A2}^{\Pi} \cdot R_{A2} + Q_{A2}^{\Pi} \cdot X_{A2}}{U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^{\Pi} \cdot X_{A2} - Q_{A2}^{\Pi} \cdot R_{A2}}{U_A} \right)^2} = 110,54 \text{ кВ}$$

Визначимо напруги на низькій стороні трансформаторних підстанцій, як приведені до високої сторони.

ПС-1

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2} + Q_{10}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{10}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TB}}{2} - Q_{10}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TB}}{2}}{U_1} \right)^2} = 114,18 \text{ кВ}$$

$$U_3^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{03}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TC}}{2} + Q_{03}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{03}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TC}}{2} - Q_{03}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TC}}{2}}{U_0} \right)^2} = 114 \text{ кВ}$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TH}}{2} + Q_{05}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{05}^{\Pi} \cdot \frac{X_{TH}}{2} - Q_{05}^{\Pi} \cdot \frac{R_{TH}}{2}}{U_0} \right)^2} = 113,5 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_2 - \frac{P_{24}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T2}}{2} + Q_{24}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T2}}{2}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{24}^{\Pi} \cdot \frac{X_{T2}}{2} - Q_{24}^{\Pi} \cdot \frac{R_{T2}}{2}}{U_2} \right)^2} = 105,6 \text{ кВ}$$

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

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 35,3 \text{ кВ}$$

Визначимо напругу вузла “6”:

$$U_6 = \sqrt{\left(U_4 - \frac{P_{46}^{\Pi} \cdot \frac{R_{46}}{2} + Q_{46}^{\Pi} \cdot \frac{X_{46}}{2}}{U_4} \right)^2 + \left(\frac{P_{46}^{\Pi} \cdot \frac{X_{46}}{2} - Q_{46}^{\Pi} \cdot \frac{R_{46}}{2}}{U_4} \right)^2} = 30 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_7^B = \sqrt{\left(U_6 - \frac{P_{67}^H \cdot \frac{R_{T3}}{2} + Q_{67}^H \cdot \frac{X_{T3}}{2}}{U_6} \right)^2 + \left(\frac{P_{67}^H \cdot \frac{X_{T3}}{2} - Q_{67}^H \cdot \frac{R_{T3}}{2}}{U_6} \right)^2} = 28,5 \text{ кВ}$$

Знайдемо реальні напруги на низькій стороні підстанцій з урахуванням реального коефіцієнта трансформаторів:

ПС-1

$$U_3 = \frac{U_3^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 38,2 \text{ кВ}, \quad U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 10,86 \text{ кВ}$$

ПС-2

$$U_4 = \frac{U_4^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 35,3 \text{ кВ}$$

ПС-3

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 7,77 \text{ кВ}$$

1.7 Регулювання напруги в вузлах навантаження

Регулювання напруги зробимо за допомогою РПН трансформаторів і шляхом підключення конденсаторних батарей [22].

Встановлюємо конденсаторні батареї в наступному вузлі:

“7” – БСК – 10 МВАр – 10,5 кВ

На трансформаторних підстанціях РПН необхідно поставити в такі положення:

Режим	ПС-3
Максимальний	+2

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку напруг в вузлах при максимальних навантаженнях

	Вузол 7 (S ₃)
Розрахункові напруги, кВ	8,16
Відхилення від номінальної напруги, %	18,38
Напруги після регулювання, кВ	9,32
Відхилення від номінальної напруги після регулювання, %	5

2 Розрахунок електричної частини підстанції

У цьому розділі здійснюється проектування районної типової понижувальної двотрансформаторної підстанції 110/35 кВ, призначеної для перетворення і передачі електроенергії споживачу з навантаженням S_3 . 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 110/35 кВ. Схема наведена в додатку Б.

					БР.5.141.664.ПЗ.ЕТ			
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Захарченко О			Розрахунок електричної частини підстанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський І.				Н	26	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський І.						

2.1 Вибір трансформаторів власних потреб

Споживачами власних потреб для підстанції є: оперативні кола; електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електрообігрів приміщень; електропідігрів комутаційної апаратури і т.ін.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту [8, 9]. Розрахунок потужності споживачів власних потреб наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок потужності споживачів власних потреб

№ з/п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт	Коеф. попиту	cos φ	Споживана потужність, кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,82	5,72
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення РП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне навантаження власних потреб, кВА						17,69

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

$$S_{ТВН} > S_{ВН},$$

де $S_{ТВН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВА;

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. Остаточо, для живлення споживачів власних потреб приймаємо два трансформатори ТМ-40/35.

									Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.664.ПЗ.ЕТ				28

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць [13]. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центру живлення становить $S_C = 1000$ МВА.

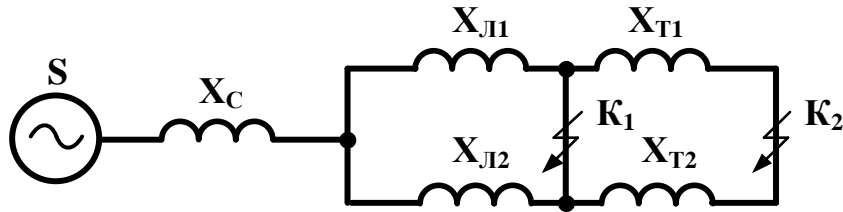


Рисунок 2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.
Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{110^2}{1000} = 12,1 \text{ Ом.}$$

Опір:

–працюючих ліній $X_{A2} = 24,3 \text{ Ом}; X_{I2} = 12,15 \text{ Ом};$

–трансформаторів $X_T = 27,75 \text{ Ом.}$

Періодична складова СКЗ в точці K_1 :

$$I_{K1(1)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{A2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 24,3)} = 1,75 \text{ кА,}$$

$$I_{K1(2)} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{I2})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 12,15)} = 2,62 \text{ кА,}$$

$$I_{K1} = I_{K1(1)} + I_{K1(2)} = 4,37 \text{ кА}$$

також в точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2(1)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{23} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 24,3 + 27,75)} = 0,99 \text{ кА,}$$

$$I_{K2(2)}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{I2} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (12,1 + 12,15 + 27,75)} = 1,22 \text{ кА,}$$

$$I_{K2}^B = I_{K2(1)}^B + I_{K2(2)}^B = 2,21 \text{ кА}$$

реальний СКЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_{H.B}}{U_{H.C}} = 2,21 \cdot \frac{115}{38,5} = 6,61 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

В точці K_1 :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 4,37 = 9,92 \text{ кА}$$

В точці K_2 :

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 6,61 = 15,01 \text{ кА}$$

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

для точки K_1 :

$$I_{nr1} = I_{K1} = 4,37 \text{ кА}$$

для точки K_2 :

$$I_{nr2} = I_{K2} = 6,61 \text{ кА}$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

$$i_{a1} = 1,41 \cdot 4,37 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,55 \text{ кА,}$$

$$i_{a2} = 1,41 \cdot 6,61 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,26 \text{ кА}$$

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

$$T_a = 0,05 \text{ с.}$$

Інтеграл Джоуля:

для точки K_1 :

$$B_{K1} = I_{K1}^2 \cdot (t + T_a) = 4,37 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,62 \text{ кА}^2\text{с}$$

для точки **К₂**:

$$B_{K2} = I_{K2}^2 \cdot (t + T_a) = 6,61^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 6,56 \text{ кА}^2\text{с}$$

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 (К₁)	4,37	9,92	4,37	0,55	1,622
Шини 10 кВ (К₂)	6,61	15,01	6,61	1,26	6,56

2.3 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 35 кВ;
- секційні на стороні 35 кВ;
- ліній, що відходять 35 кВ;

2) роз'єднувачі високої напруги;

3) трансформатори струму і напруги 110 і 35 кВ;

4) ошиновка розподільних пристроїв 110 і 35 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:

$$I_{110.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115000} = 175,92 \text{ А.}$$

Струм в колі ввідних вимикачів на стороні 35 кВ:

$$I_{35}^{в\dot{и}мк.} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{н.ном}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 2} = 0,263 \text{ кА}.$$

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{35}^{с.в\dot{и}мк} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ном}} = \frac{0,7 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,263 \text{ кА}$$

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

$$I_{35}^{в\dot{и}дх} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ А}.$$

Динамічний струм:

$$I_{дин} = 2,55 \cdot I_{в\dot{и}дх}$$

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,37 кА	40 кА
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	9,92 кА	102 кА
$I_{п.т} \leq I_{в\dot{и}дк.ном}$	4,37 кА	31,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	0,55 кА	16 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,622 (кА) ² с	112 (кА) ² с

Вибираємо ВВБМ – 110Б – 31,5/2000В1 :

$U_{НОМ} = 110$ кВ, $I_{НОМ} = 2000$ А, $I_{НОМ.в\dot{и}дкл.} = 31,5$ кА, $I_{СКВ.Ін.} = 40$ кА, $I_{СКВ} = 102$ кА, $I_T = 40$ кА, $t_{в\dot{и}дкл} = 0,07$ сек, $\beta_H = 36$ %.

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

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

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів в колі трансформатора на стороні 35 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	263 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,61 кА	35 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	15,01 кА	95 кА
$I_{н.т} \leq I_{відк.ном}$	6,61 кА	12,5 кА
$I_{а.т} \leq I_{а.ном}$	1,26 кА	6,34
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_r$	6,56 (кА) ² ·с	15,625 (кА) ² ·с

На сторону 35 кВ обраний елегазовий вимикач зовнішньої установки типу ВГБ-35/1000А УХЛ1 [23]

$U_{ном} = 35$ кВ, $I_{ном} = 1000$ А, $I_{ном.відкл.} = 12,5$ кА, $I_{СКВ.Ін.} = 35$ кА, $I_T = 12,5$ кА, $t_{відкл} = 0,1$ сек, $\beta_H = 36$ %.

$$I_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.відк}}{100} = \frac{1,41 \cdot 36 \cdot 12,5}{100} = 6,34 \text{ кА}$$

$$B_k = I_T^2 \cdot t_r = 12,5^2 \cdot 0,1 = 15,625 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на стороні 35 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	263 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,61 кА	25 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	15,01 кА	63 кА
$I_{н.т} \leq I_{відк.ном}$	6,61 кА	45 кА

Продовження таблиці 2.5

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	1,26 кА	3 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	6,56 (кА) ² ·с	37,5 (кА) ² ·с

Обрано вимикач ВБЕТ –35 III –25/630 [24]

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів на відхідну лінію 35 кВ [10]

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	263,4 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,61 кА	25 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	15,01 кА	63 кА
$I_{п.\tau} \leq I_{відк.ном}$	6,61 кА	45 кА
$I_{a.\tau} \leq I_{a.ном}$	1,26 кА	3
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	6,56 (кА) ² ·с	37,5 (кА) ² ·с

Обрано вимикач ВБЕТ –35 III –25/630

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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	1000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	4,37 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	9,92 (кА) ² ·с	2976 (кА) ² ·с

Роз'єднувач обраний типу РДЗ-110/1000ХЛ1 [25].

2.4 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 35 кВ - амперметр, на відході ліній - 35 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
$I_{розр} \leq I_{ном}$	176 А	300 А
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	4,37 кА	20 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	1,622 (кА) ² ·с	1200 (кА) ² ·с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВТ-110-1. 300/5 [26]

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 – переріз 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
$U_C \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	263 А	300 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	15,01 кА	25 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	6,56 (кА) ² ·с	1875 (кА) ² ·с
$Z_n \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Обрано трансформатор струму ТВ –35–ІІ 300/5

Перевірка по вторинному навантаженню проводиться аналогічно.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму на відхідну лінію

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	263,4 А	5-1000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	15,01 кА	25 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	6,56 (кА) ² ·с	1875 (кА) ² ·с
$Z_H \leq Z_{н.ном}$	1,25 Ом	4 Ом

Вибираємо трансформатор струму ТВ –35–II 300/5

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	І-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.

Для установки вибираємо трифазні трансформатори НТМИ-35-66.

Таблиця 2.13 – Розподіл вторинного навантаження між фазами

№ з/п	Прилад	Навантаження, Вт	
		А-В	В-С
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 $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}/\text{м}$, 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.5.141.664.ПЗ.ЕТ	41

2.5 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталєалюмінієвими проводами марки АС [10]. При цьому переріз шин має бути не меншим 120 мм² (за умовами коронування). Вибір перерізу здійснюється за довго допустимим струмом. При максимальному робочому струмі до 263 А вибираємо переріз 240 мм² з допустимим струмом 605 А мінімальний переріз, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

де $C = 90 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{7,15}}{90 \cdot 10^{-3}} = 18,02 \text{ мм}^2$$

Так як розрахунковий переріз менший допустимого, для ошиновки РП 110 кВ вибираємо гнучкий сталєалюмінієвий кабель АС-120. Переріз підходить по умові термічної стійкості.

Ошиновка закритих РП 35 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:

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

де l – довжина прольоту між ізоляторами $l = 1,5 \text{ м}$;

γ – момент інерції поперечного перетину шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинальної сили, м^4 ;

q – поперечний перетин шини, м^4 .

$$\gamma = \frac{b \cdot h^3}{12},$$

де b – товщина шини, м,

h – ширина шини, м.

Вибираємо шину перетином 40×4 мм, допустимий струм 480 А.

Момент інерції поперечного перетину шини:

$$\gamma = \frac{4 \cdot 40^3}{12} = 21,333 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4.$$

Частота власних коливань шини:

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{21,33 \cdot 10^{-9}}{160 \cdot 10^{-5}}} = 0,888 \text{ Гц},$$

що менше значення 30 Гц.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{дон},$$

де $\sigma_{розр}$ – розрахункове механічне напруження в матеріалі шин;

$\sigma_{дон} = 75$ МПА – допустиме механічне напруження в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТ.

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a},$$

де $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ – момент опору шини;

$a = 0,5$ м – відстань між фазами.

Момент опору шини:

$$W = \frac{4 \cdot 40^2}{6} = 1,067 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Розрахункове механічне напруження визначається за формулою:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{15,01^2 \cdot 1,2^2}{1,067 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5} = 7,18 \text{ МПА},$$

що менше допустимого значення 75 МПа.

Перевірка шини по нагріванню.

Інтеграл Джоуля:

$$W_R = I^2 \cdot (t + T_a) = 263^2 \cdot (1 + 0,1) = 76 \text{ кА}^2\text{с},$$

що більше розрахованого значення 6,56 кА²с.

Дана шина підходить по допустимих значеннях механічного напруження в матеріалі, власних коливань і по допустимому нагріву. Тому остаточно приймаємо шину 40×4 мм.

					БР.5.141.664.ПЗ.ЕТ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

2.6 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.

2.7 Компонування розподільних пристроїв 35 кВ і конструктивна частина

РП 35 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлюваних в закритих приміщеннях [10].

РП 35 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 35 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення. Для ремонту і збереження викочуючих візків в ЗРП слід передбачати спеціальне місце.

2.8 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.

3 Розрахунок релейного захисту лінії

3.1 Розрахунок струмів короткого замкнення

Захист лінії проведемо для участка $A2$ (рисунок 3.1) [11-13].

Вхідні дані:

$$X_{A2} = 24,3 \text{ Ом}, X_{T2}/2 = 27,75 \text{ Ом}, E_A = 121 \text{ кВ}, S_{ном} = 25 \text{ МВА}$$

Приймаємо опір мережі:

– для прямої, зворотної послідовностей:

$$X^{(1)}_A = X^{(2)}_{A2} = 5 \text{ Ом}$$

– нульової послідовності – $X^{(0)}_A = 8 \text{ Ом}$

Для лінії 110 кВ виконати розрахунок наступних типів захисту [11-13]:

- струмовий захист від міжфазних КЗ без витримки часу (струмова відсічка);
- МСЗ від міжфазних КЗ з витримкою часу;
- направлений МСЗ від замикань на землю з витримкою часу.

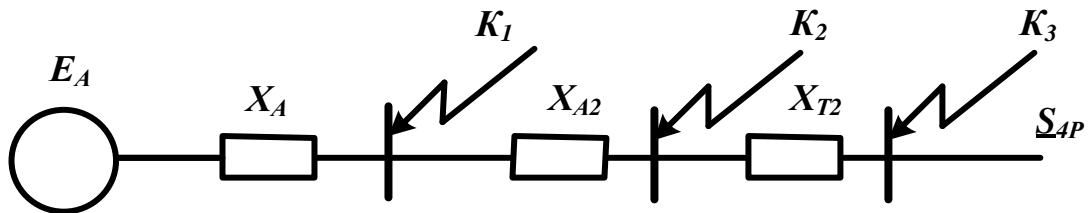


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема СКЗ

Струм, що проходить по лінії в разі металевого трьохфазного КЗ на початку лінії [13]:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_A}{\sqrt{3} \cdot X_A^{(1)}} = 14 \text{ кА}$$

Струм, що проходить по лінії в разі металевого трьохфазного КЗ в кінці лінії [13]:

					БР.5.141.664.ПЗ.ЕТ		
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Захарченко О				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.	Лебединський				Н	48	69
Нач.бюро					СумДУ ЕТдн-61п		
Н. контр.							
Затв	Лебединський						
					Розрахунок релейного захисту лінії		

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_A}{\sqrt{3} \cdot (X_A^{(1)} + X_{A2})} = 2,4 \text{ кА}$$

Струм, що проходить по лінії в разі двохфазного КЗ в кінці захищеної лінії [13]:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_A}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot (X_A^{(1)} + X_{A2})} = 2,1 \text{ кА}$$

Опір нульової послідовності X_0 , для одноцепної лінії із стальними грозозахисними тросами в розрахунку релейного захисту можна прийняти $X_0 = 3 \cdot X_{A3}$

$$X_{A(A2)}^{(0)} = 3 \cdot X_{A2} = 72,9 \text{ Ом}$$

Струм, що проходить по лінії в разі однофазного КЗ в точці К1 [13]:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_A}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_A^{(1)} + X_A^{(0)})} = 11,7 \text{ кА}$$

Струм, що проходить по лінії в разі однофазного КЗ в точці К2 [13]:

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_A}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_A^{(1)} + X_A^{(0)} + 2 \cdot X_{A2} + X_{A(A2)}^{(0)})} = 1,5 \text{ кА}$$

3.2 Струмова відсічка

Струм спрацювання відсічки відбудовується від СКЗ в кінці захищеної лінії.
Чоб відсічка не спрацювала при пошкодженнях на суміжній лінії:

$$I_{CP.P} \geq \frac{K_H \cdot K_{CX} \cdot I_{K.MAKC}}{K_{TC}}$$

де $I_{K.MAKC}$ — максимальний струм КЗ, маючий місце в кінці захищеної лінії;

K_H — коефіцієнт надійності.

При виконанні відсічки струмовими реле типу РТ-40 коефіцієнт надійності приймаємо рівним 1,2–1,3

$$I_{C.3} = K_H \cdot I^{(3)}_{K2} = 1,3 \cdot 2,4 = 3,12 \text{ кА}$$

Трансформатори струму вибираємо типу ТФЗМ-110-У1 с коефіцієнтом трансформації $K_{TC} = 2000/5 = 400$

$$I_{CP.P} \geq \frac{I_{C.3}}{K_{TC}} = \frac{3120}{400} = 7,8 \text{ А}$$

Вибирається реле струму типу РТ-40/20.

При уставці в 20 А дійсний струм спрацювання захисту дорівнює:

$$I_{C.3} = 20 \cdot 200 = 4000 \text{ А}$$

Час спрацювання захисту $t_{c.3} = 0$. Захист виконаний по трьохфазній трьохрейсній схемі, ТС з'єднується в зірку, коефіцієнт схеми $K_{CX} = 1$.

Коефіцієнт чутливості відсічки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I^{(3)}_{K1}}{I_{C.3}} = \frac{14}{3,12} = 4,48 \text{ А}$$

$$4,48 > 1,5$$

Струмова відсічка захищає тільки частину лінії, тому вона використовується як додатковий захист. Використання струмової відсічки дає змогу прискорити відключення пошкоджень, що супроводжується найбільшими значеннями струмів КЗ, і знизити витримки часу максимального-токового захисту.

3.3 МСЗ від міжфазного замикання

Струм спрацьовування пускових токових реле вибирається так, щоб забезпечити виконання наступних умов:

- а) захист не приходить у дію при проходженні по елементу максимального струму, що захищається, навантаження;
- б) захист надійно діє при короткому замиканні на ділянці, що захищається; її коефіцієнт чутливості наприкінці цієї ділянки не менш 1,5;
- в) захист діє і при короткому замиканні на суміжному (резервируемому) ділянці; її коефіцієнт чутливості наприкінці суміжної ділянки не менш 1,2.

Для виконання умови (а)) струм спрацьовування реле максимально струмового захисту повинний складати:

$$I_{CP.3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C.3} \cdot I_{H.МАКС}}{K_B},$$

де K_H – коефіцієнт надійності приймаємо рівним 1,1—1,25;

$K_{C.3}$ – коефіцієнт самозапуску, складає 2– 3 і враховує збільшення струму навантаження при самозапуску електродвигунів;

$K_B = \frac{I_B}{I_{CP}}$ – коефіцієнт повернення, рівний 0,8 – 0,85;

I_B, I_{CP} – струми повернення і спрацьовування реле;

$I_{HAB.МАКС}$ – максимальний струм навантаження.

Коли $K_{C.3}$ невідомий, рекомендується приймати струм спрацьовування рівний:

$$I_{CP.3} = 4 \cdot I_{НОМ},$$

де $I_{НОМ}$ — номінальний струм устаткування, що захищається.

$$I_{P.НОМ} = 2 \cdot I_{НОМ.ТР} = 352 \text{ A}$$

$$I_{CP.3} = 4 \cdot I_{P.НОМ} = 1408 \text{ A}$$

Струм захисту відбудовується від струму в неушкодженій фазі:

$$I_{H.\Phi} = I_{P.HOM} + K_H \cdot I^{(1)}_{K3} = 352 + 1,2 \cdot 176 = 563 \text{ A}$$

$$1408 \text{ A} > 563 \text{ A}$$

$$I_{CP} = \frac{I_{CP.3}}{K_{TC}} = \frac{1408}{400} = 3,52$$

Вибирається реле типу РТ-40/3.

При уставці в 3 А дійсний струм спрацьовування захисту дорівнює:

$$I_{CP.3} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ A}$$

Час спрацьовування захисту:

$$t_{C.3} = t_{TP} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Реле часу вибирається типу ЭВ-124 з межею регулювання 0,25–3 с. Вказівні реле вибираються типу РУ-21/0,15.

Перевіряємо коефіцієнт чутливості відсічки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{C.3}} = \frac{2100}{1200} = 1,75$$

$$1,75 > 1,5$$

3.4 Двоступінчастий захист нульової послідовності від замикань на землю ЛЕП

Перша ступінь захисту працює без витримки часу, якщо залишкова напруга при КЗ у зоні менше $0,7 \cdot U_{ном}$. [12].

$$\Delta U_{K3} = X_{K2} \cdot I_{K2}^{(1)} = (X_A^{(1)} + X_{A(A2)}^{(0)}) \cdot I_{K2}^{(1)}$$
$$\Delta U_{K3} = (5 + 72,9) \cdot 1,5 = 116,85 \text{ кВ}$$

що складає $0,94 \cdot U_{ном}$

$$I_{C.3.1cm} = K_H I_{K2} = 1,3 \cdot 1,5 = 1950 \text{ А}$$

$$I_{CP} = \frac{I_{CP.1cm}}{K_{TC}} = \frac{1950}{400} = 4,875 \text{ А}$$

При уставці в 5 А дійсний струм спрацьовування захисту дорівнює:

$$I_{C.3} = 5 \cdot 400 = 2000 \text{ А}$$

Реле струму типу РТ-40/5 тсз. > 0.

Струм спрацьовування другої ступіні повинний бути відбудований від струму однофазного КЗ за трансформатором [12]:

$$I_{C.3.2cm} = K_H \cdot I_{K3} = 1,3 \cdot 176 = 229 \text{ А}$$

$$I_{CP} = \frac{I_{CP.2cm}}{K_{TC}} = \frac{229}{200} = 1,144 \text{ А}$$

При уставці в 3 А дійсний струм спрацьовування захисту дорівнює:

$$I_{C.3} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ А}$$

Реле струму типу РТ-40/6.

Час спрацьовування другої ступіні повинний відбудовуватися від часу спрацьовування основного захисту трансформатора по струму нульової послідовності,

$$t_{C.3} = t_{зТР} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Після неуспішного АПВ необхідне прискорення захисту 2-й ступіні.

Коефіцієнти чутливості для ступінчатого захисту:

$$K_{ч.1cm} = \frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{C.3.1cm}} = \frac{11700}{1950} = 6$$

$$6 > 1,5$$

$$K_{ч.2cm} = \frac{I_{K2}^{(1)}}{I_{C.3.2cm}} = \frac{1500}{229} = 6,55$$

$$6,55 > 1,5$$

									Арк.	
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.664.ПЗ.ЕТ					54

4 Комплексний і загальносистемний підхід до вибору заходів щодо зниження втрат електроенергії

4.1 Класифікація заходів щодо зниження втрат електроенергії

Як було визначено в попередньому розділі, заходи щодо зниження втрат (ЗЗВ) електроенергії в залежності від вкладення коштів діляться на **організаційні** і **технічні** [16, 18].

З іншого боку, ці заходи можуть бути розділені на п'ять груп, як такі, що мають різні механізми формування ефекту:

- 4.1.1 заходи щодо вдосконалення управління режимами електричних мереж;
- 4.1.2 заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж;
- 4.1.3 заходи щодо реконструкції електричних мереж;
- 4.1.4 заходи щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж;
- 4.1.5 заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії.

Заходи кожної з перерахованих груп мають організаційні та технічні аспекти.

4.2 Організаційні аспекти заходів щодо зниження втрат

До організаційних аспектів заходів щодо зниження втрат електроенергії відносяться:

- 4.2.1 **впровадження** програмного забезпечення, проведення розрахунків за вибором ЗЗВ і оцінка їх економічних показників;
- 4.2.2 **розробка** плану заходів;
- 4.2.3 **випуск** організаційно - розпорядчих документів, що встановлюють відповідальність підрозділів за ті чи інші складові втрат і за проведення заходів щодо їх зниження у встановлені планом терміни;

					БР.6.141.664 ПЗ ЕТ			
Вим	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Захарченко О.			“Комплексний і загальносистемний підхід до вибору заходів щодо зниження втрат електроенергії”	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Лебединський				Н	55	69
Нач.бюро						СумДУ ЕТДн-61п		
Н. контр.								
Затв.		Лебединський						

- 4.2.4 розробка системи стимулювання** персоналу до зниження втрат електроенергії;
- 4.2.5 введення системи контролю** за проведенням робіт по зниженню втрат електроенергії та відповідної системи їх обліку та аналізу;
- 4.2.6 виділення коштів** і матеріальних ресурсів для придбання необхідного обладнання, його доставки і установки;
- 4.2.7 встановлення** в договорах електропостачання умов споживання реактивної енергії споживачами у відповідності з діючими нормативними документами.

4.3 Технічні аспекти заходів, щодо зниження втрат

До технічних аспектів заходів, щодо зниження втрат відносяться:

- 1) реалізація оптимального управління режимами електричних мереж.
- 2) установка і введення в дію:
 - технічних засобів зниження втрат електроенергії,
 - засобів телевимірювань параметрів режиму електричних мереж,
 - автоматичних пристроїв управління режимами.

4.3.1 Заходи щодо вдосконалення управління режимами електричних мереж.

4.3.2 Заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж.

4.3.3 Заходи з реконструкції електричних мереж.

4.3.4 Заходи щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж.

4.3.5 Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії.

4.3.1 Заходи щодо вдосконалення управління режимами електричних мереж

4.3.1.1 Реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище по реактивній потужності і напрузі;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

56

- 4.3.1.2 проведення перемикачів в робочій схемі мережі, які забезпечують розподіл електроенергії при мінімальних втратах;
- 4.3.1.3 переведення невикористовуваних генераторів станцій в режим СК;
- 4.3.1.4 здійснення регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6-110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії при допустимих відхиленнях напруги у споживачів електроенергії;
- 4.3.1.5 розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням в точках, які забезпечують електропостачання споживачів при мінімальних сумарних втратах електроенергії в мережах 6-35 кВ і вище;
- 4.3.1.6 відключення в режимах малих навантажень одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами;
- 4.3.1.7 вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ.

4.3.1.1 Реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище по реактивній потужності і напрузі

Розрахунки оптимальних режимів замкнутих електричних мереж по реактивній потужності і напрузі здійснюються за спеціальними оптимізаційними програмами. Ведення оптимальних режимів диспетчером може здійснюватися відповідно до графіка регулювання пристроїв, складеного на підставі попередньо проведених прогнозних розрахунків (управління в режимі offline), або в темпі процесу (online) на основі даних, що надходять від системи телевимірювань (ТВ).

Для реалізації такого управління необхідно:

- 1) **провести оцінку спостереження** мережі (виявлення зон, управління якими можливе за допомогою вже встановлених засобів ТВ, визначення оптимальних місць установки додаткових засобів ТВ). Така оцінка здійснюється за спеціальними програмами і являє собою одноразову операцію, на підставі якої розробляється план оснащення мережі засобами ТВ;

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

57

- 2) **розраховувати режими мережі** на основі даних телевимірювань з частотою надходження інформації за допомогою програми оцінювання режиму (в практиці відомі як програми оцінювання стану);
- 3) **використовувати програму оперативного формування** схеми мережі, що спостерігається, відповідної функціонуючим в даний момент засобам ТВ і ділянкам мережі, які знаходяться в роботі (при виході з ладу датчика ТВ або виведення в ремонт обладнання програма повинна формувати нову розрахункову схему відповідно до зміненої зоною спостережливості);
- 4) **на основі даних** про фактичний режим, отриманих за програмою оцінювання стану, проводити розрахунки оптимальних поточних режимів мережі за коефіцієнтами трансформації і реактивної потужності джерел і реалізовувати їх.

4.3.1.2 Переведення невикористовуваних генераторів в режим СК

Переведення невикористовуваних генераторів в режим СК проводять з метою отримання додаткового джерела реактивної потужності. Доцільність такого переведення визначають на основі порівняння зниження втрат електроенергії в мережі за рахунок використання цього джерела і витрати електроенергії на його роботу.

Вибір оптимальної робочої схеми мережі, зазвичай, здійснюють на основі варіантних розрахунків. Особливо слід розглянути можливість розмикання контурів, в які входять лінії різних номінальних напруг.

4.3.1.3 Оптимальний закон регулювання напруги в центрі живлення радіальної мережі 35 - 110 кВ

Оптимальний закон регулювання напруги в центрі живлення радіальної мережі 35 - 110 кВ визначають з урахуванням регулювальних можливостей трансформаторів з РПН 35 - 110/6 - 20 кВ і трансформаторів з ПБЗ.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

58

Основним критерієм при цьому є мінімізація кількості електроенергії, що відпускається споживачам з шин трансформаторів з ПБЗ з неприпустимими відхиленнями напруги.

Регульовальні відгалуження трансформаторів з ПБЗ напругою 35 - 110/6 - 20 кВ і 6 - 20 / 0,38 кВ встановлюють на рівні, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії в мережі.

4.3.1.4 Оптимізація місць розмикання мереж 6 - 10 - 35 кВ з двостороннім живленням

Оптимізація місць розмикання мереж 6 - 10 - 35 кВ з двостороннім живленням здійснюється на основі перебору точок можливого розмикання мережі з оцінкою зміни втрат як в мережі, яка розмикається (6 - 35) кВ, так і в живильних мережах (110 - 220) кВ, що відбувається внаслідок перенесення навантаження з однієї вузлової підстанції на іншу.

4.3.1.5 Відключення одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами в режимах малих навантажень

Відключення одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами в режимах малих навантажень проводять в разі, якщо зниження втрат холостого ходу перевищує виникаюче при цьому збільшення навантажувальних втрат. Таке відключення може здійснюватися як в години нічних провалів навантаження, так і в періоди його сезонного зниження.

4.3.1.6 Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ

Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ проводять шляхом перемикавання частини абонентів з перевантажених фаз на недовантажені.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

59

4.3.2 Заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж

4.3.2.1 Установка і введення в роботу автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах з РПН

Оптимальні режими роботи ряду пристроїв визначаються місцевими параметрами поточного режиму електричної мережі. Їх регулювання доцільно здійснювати за допомогою автоматичних пристроїв, встановлених безпосередньо в точці установки устаткування. Ефект від їх установки полягає в більш ретельному відстеженні змін режиму, ніж це могло б бути виконано диспетчером.

4.3.2.2 Установка і введення в роботу засобів телевимірювань

Для впровадження даного заходу спочатку потрібно визначити за спеціальними програмами, де потрібно встановлювати телевимірювання для того, щоб схема аналізованої електричної мережі максимально «проглядалася» по телевимірюванням.

4.3.2.3 Заміна або реконструкція приводів або самих комутуючих апаратів

Однак, незважаючи на великі витрати, ці роботи може і поступово, але необхідно впроваджувати в енергокомпаніях.

4.3.2.4 Установка і введення в роботу автоматичних регуляторів джерел реактивної потужності

4.3.3 Заходи щодо реконструкції електричних мереж

4.3.3.1 Розукрупнення підстанцій, введення додаткових ПЛ і трансформаторів для розвантаження перевантажених ділянок мереж, переміщення трансформаторів з одних підстанцій на інші з метою нормалізації їх завантаження, введення додаткових комутаційних апаратів і т.п.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

60

4.3.3.2 Введення компенсуючих пристроїв (КУ) на підстанціях енергосистеми.

4.3.3.3 Введення технічних засобів регулювання напруги (трансформаторів з поздовжньо-поперечним регулюванням, вольтододаткових трансформаторів, трансформаторів з РПН і т.д.).

4.3.3.1 Реконструкція схем мереж

Реконструкцію схем мереж проводять, виходячи з розгляду комплексу умов, в яких рівень втрат електроенергії є одним з параметрів, але, як правило, не основним.

Тому таку реконструкцію відносять не до цільових ЗЗВ, а до заходів з супутнім зниженням втрат.

Чисельне значення зниження втрат визначають на основі порівняння їх значень до і після реконструкції.

4.3.3.2 Введення компенсуючих пристроїв і технічних засобів регулювання напруги

Введення компенсуючих пристроїв і технічних засобів регулювання напруги проводять, виходячи з зниження втрат як, основного фактора (як правило). Іноді метою є збільшення пропускної здатності мережі або нормалізація відхилень напруги. Ефективність цих ЗЗВ визначають на основі порівняння втрат до і після їх проведення.

4.3.4 Заходи щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж

До заходів щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж відносяться:

4.3.4.1 Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій.

4.3.4.2 Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного обладнання мереж і електростанцій.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

61

4.3.4.3 Виконання робіт під напругою.

4.3.5 Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії

4.3.5.1 **Забезпечення роботи вимірювальних** трансформаторів і електролічильників в допустимих умовах (відсутність недовантаження первинних кіл ТС, перевантаження вторинних кіл ТС і ТН, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрацій підстав лічильників і т.д.).

4.3.5.2 **Заміна** вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками і з номінальними параметрами, які відповідають фактичним навантаженням.

4.3.5.3 **Заміна існуючих приладів** обліку на прилади з поліпшеними характеристиками.

4.3.5.4 **Установка приладів** технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік).

4.3.5.5 **Періодичні перевірки** умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

62

Висновки

В результаті виконання випускної роботи бакалавра був проведений розрахунок параметрів електричної мережі, визначені напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі.

Виконано розрахунок електричної частини підстанції, з подальшим вибором комутаційного вимірювального обладнання; в процесі розрахунку була визначена сумарна потужність потреблений підстанції. Виходячи з забезпечення надійності електропостачання в нормальних і в післяаварійних режимів; з огляду на перспективи розвитку та можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт, був зроблений вибір головної схеми електричних з'єднань підстанцій. Виходячи з навантаження, був зроблений вибір електровимірювальних трансформаторів.

Були розраховані електричні перехідні процеси в електричній мережі, в результаті розрахунку були визначені свехпереходний і ударний струм при симетричному трифазному замиканні.

Виконана основна релейний захист ліній, визначені уставки спрацьовування захисту і забезпечена чутливість захисту.

Розглянуто структуру втрат електроенергії в електричних мережах і заходи щодо їх зниження.

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі: конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Леbedка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.– 116 с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

64

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

- 9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.
- 10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.
- 11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.
- 12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.
- 13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с
<http://eir.pstu.edu/handle/123456789/24688>
- 14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).
- 15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних сис-

темах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (IEC TR 60909-4:2000, IDT).

- 16 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
- 17 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).
- 18 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 – 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).
- 19 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів, текст «Правил» відповідає офіційному тексту нової редакції, яка затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України від 13.02.2012 №91, зі змінами та доповненнями від 16.11.2012 (наказ № 905), від 16.05.2013 (наказ № 273), та від 11.01.2017 (наказ № 7).
- 20 ДНАОП 0.00–1.21–98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
- 21 https://www.google.com/search?q=%D0%BF%D0%BE%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%B8+%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D0%B8+%D0%B2+%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D1%85+%D1%81%D0%B5%D1%82%D1%8F%D1%85+%D0%AF%D0%BF%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D0%B8&tbm=isch&source=iu&ictx=1&fir=vDPIMmkwgyayFM%253A%252CY4MrfNJ1mRYCnM%252C_&vet=1&usg=AI4_kQhioveqtY7OwkVgiR6kLWDIh-VTw&sa=X&ved=2ahUKEwiDz4HI8qrpAhVDEncKHSi2ApYQ9QEwCHoE

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

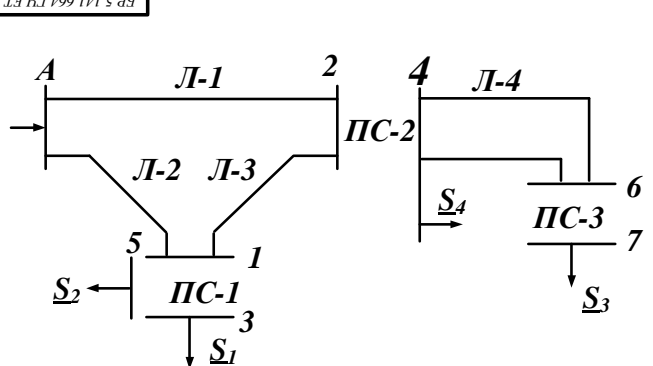
БР.6.141.664.ПЗ

Арк.

66

[CAkQBQ#imgrc=0ljD4Hz4QyUvZM](#)

- 22 https://slavenergo.ru/batarei_bsk
<http://www.matic.ru/clients/articles/battery-static-capacitors-flc-6-220-kv-12-03-07-g/>
- 23 <http://www.ues.su/catalog/switchgear-35/vgb-35-item/>
- 24 http://www.kontakt-saratov.ru/vikl_vbet/teh_harakter_vbet/
- 25 <http://www.abm-mp.com/userfiles/file/%D0%A0%D0%90%D0%97%D0%AA%D0%95%D0%94%D0%98%D0%9D%D0%98%D0%A2%D0%95%D0%9B%D0%98%20%D0%92%D0%AB%D0%A1%D0%9E%D0%9A%D0%9E%D0%92%D0%9E%D0%9B%D0%AC%D0%A2%D0%9D%D0%AB%D0%95%20%D0%9D%D0%90%D0%A0%D0%A3%D0%96%D0%9D%D0%9E%D0%99%20%D0%A3%D0%A1%D0%A2%D0%90%D0%9D%D0%9E%D0%92%D0%9A%D0%98.pdf>
- 26 <https://voltten.com/tv-110-transformator-toka-izmeritelnyj-suxoj-vstroennyj/>

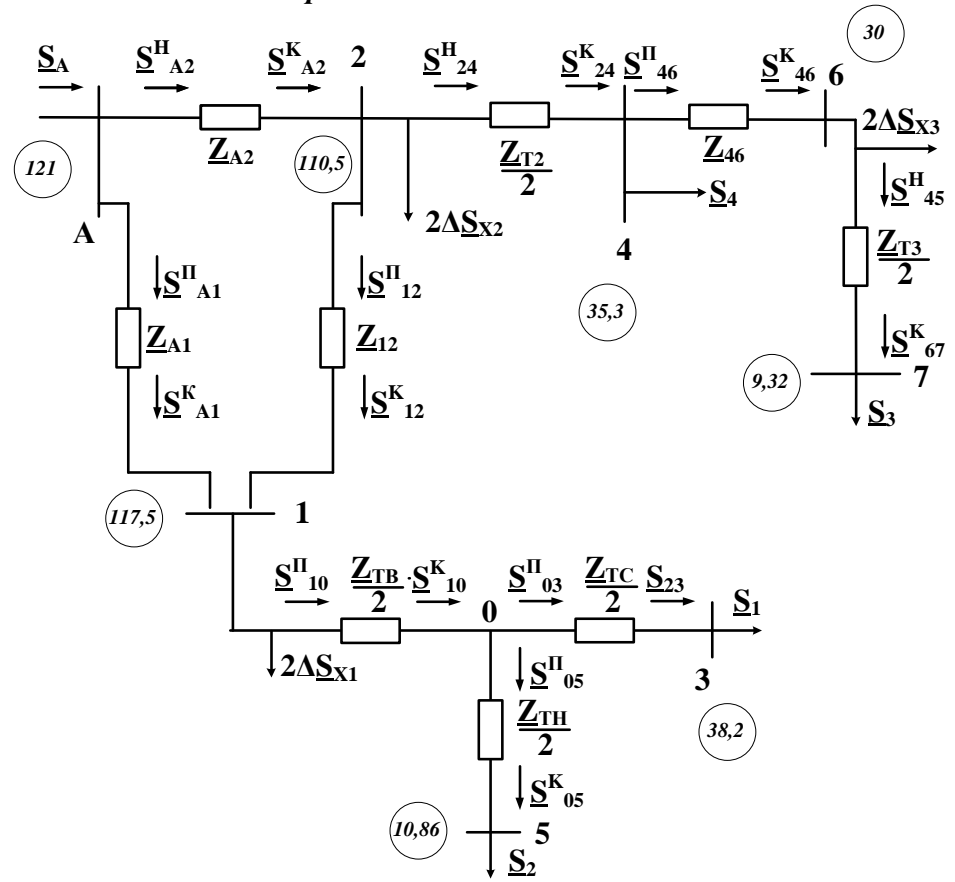


Потужності навантажень
 $\underline{S}_1 = 40 + j20 \text{ MVA}$
 $\underline{S}_2 = 30 + j10 \text{ MVA}$
 $\underline{S}_3 = 20 + j10 \text{ MVA}$
 $\underline{S}_4 = 10 + j5 \text{ MVA}$

Категорія споживача
 $\underline{S}_1 - II$
 $\underline{S}_2 - II$
 $\underline{S}_3 - I$
 $\underline{S}_4 - III$

Довжина ліній
 Л-1 60 км
 Л-2 40 км
 Л-3 30 км
 Л-4 40 км

Початкова схема мережі

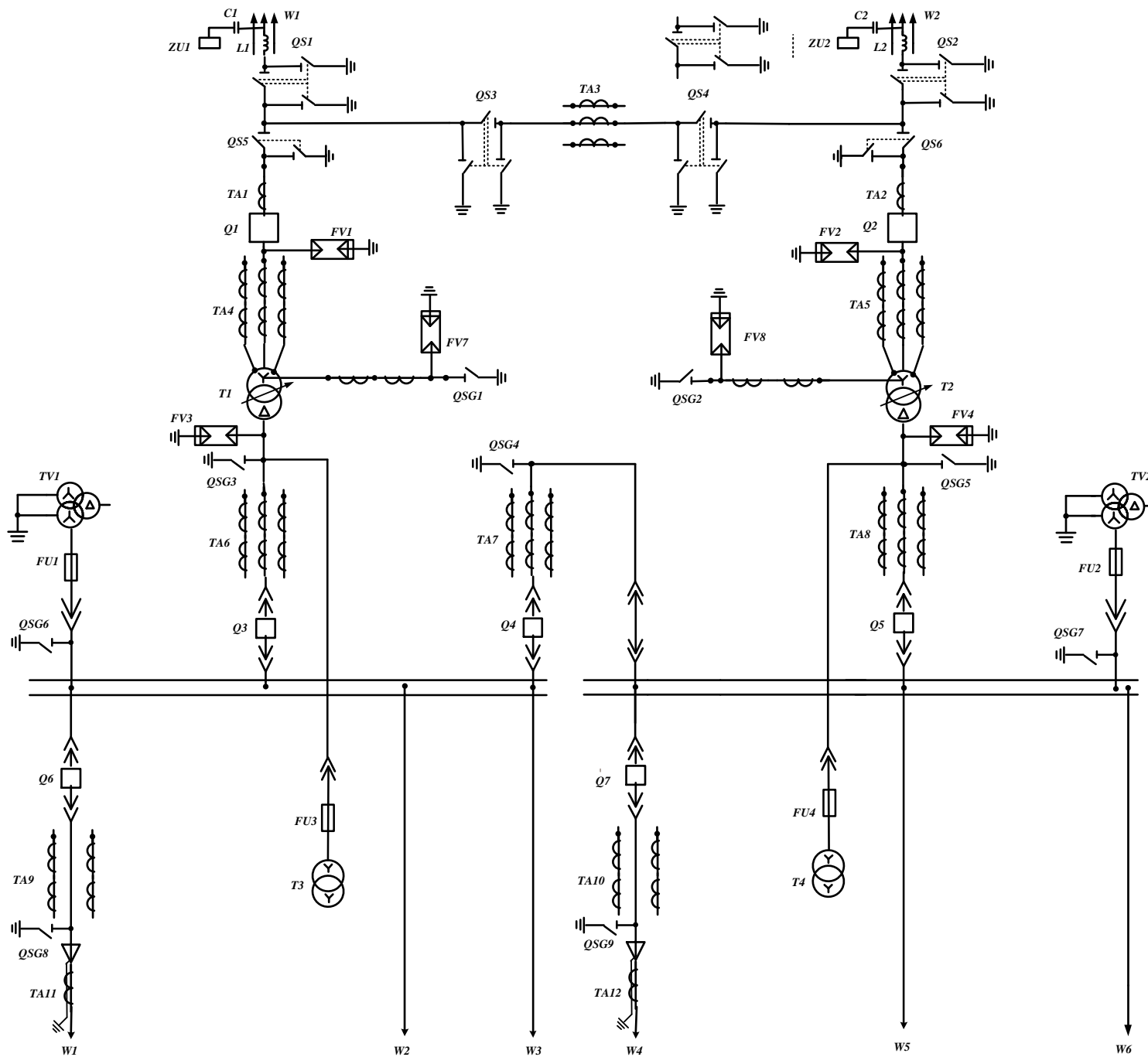


Розрахункова схема заміщення мережі

Потужності на ділянках мережі

Пози	початок	Кінець
\underline{S}_{24}	$30,33 + j19,88$	$30,2 + j16,79$
\underline{S}_{A2}	$39,14 + j23,21$	$38,01 + j22,08$
\underline{S}_{46}	$20,2 + j11,79$	$20,15 + j11,7$
\underline{S}_{A1}	$62,74 + j34,79$	$62,69 + j34,62$
\underline{S}_{12}	$7,62 + j2,2$	$7,61 + j2,13$
\underline{S}_{10}	$70,18 + j35,87$	$70,06 + j30,56$
\underline{S}_{03}	$40,04 + j20$	$40 + j20$
\underline{S}_{05}	$30,02 + j10,56$	$30 + j10$
\underline{S}_{67}	$20,11 + j11,51$	$20 + j10$

				БР.5.141.664.ГЧ.ЕТ		
Вид	Лист	М.Автом.	Листів	Листів	№	Місяц
Робот	Виконавчо О				Н	Місяць
Проекція	Львівський				Листопад	Архив 2
Класифікація						
Розробник						
Наказник						
Затвер.	Львівський					
				Розрахунок електричної мережі		
				СумДУ, пр.ЕТОн-61н		



№	Позначення	Найменування	Кілі
1	Т1, Т2	Трансформатор силовий ТДНЖ-25000/110	2
2	С1, С2	Конденсатор зв'язку СМП	2
3	Л1, Л2	Високочастотний загороджувач	2
4	QS1-QS6	Роз'єднувач зовнішньої установки РДЗ-110/1000ХПІ	6
5	Q1, Q2	Вимикач ВВБМ – 110Б – 31,5/2000ВІ	2
6	ТА1- ТА3	Трансформатор струму ТВТ-110-1	3
7	ТА4, ТА5	Трансформатор струму вбудований ТВТ-110-1	2
8	FV1, FV2	Розрядник вентиляційний РВС-110МУ1	2
9	FV3- FV4	Розрядник вентиляційний РВП-10МУ1	2
10	FV7, FV8	Розрядник вентиляційний РВС-15 РВС-35	2
11	QSG1, QSG2	Заземлювач однополюсний ЗОН-11ОМ	2
12	ТА6- ТА8	Трансформатор струму ТВ-35-ІІ 300/5	3
13	Т3, Т4	Трансформатор власних потреб ТМ-40/35	2
14	Q3-Q5	Вимикач ВГБ-35/1000А УХПІ	3
15	Q6, Q7	Вимикач ВБЕТ –35 ІІІ –25/630	2
16	FU1-FU4	Запобіжник ПКН001-35У1	4
17	TV1-TV2	Трансформатор напруги НТМИ-35-66	2
18	ТА9-Т12	Трансформатор струму ТВ-10-35-ІІ 300/5	2
19	ZU1, ZU2	Фільтр приєднання ОФП	4
20	QSG3- QSG9	Заземлювач однополюсний ЗР -35НТЗ	7

				БР.5.141.664.ГЧ.ЕТ		
Розроб	Викорисано	Прийнято	Затверджено	Лист	Маса	Місця
Прийнято	Викорисано	Прийнято	Затверджено	Н		
Розроб	Викорисано	Прийнято	Затверджено	Аркуш 1	Аркуш 2	
Надано	Викорисано	Прийнято	Затверджено	Розробник електричної частини підставці		
Лист	Листів	Листів	Листів	СумДУ. гр.ЕТ01-61п		