

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І СИСТЕМ

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ Валерій КИРИК
«___» _____ 2021_р.

Дипломний проєкт
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка”
на тему: «Зіставлення варіантів конфігурації схеми енергопостачання
району та розрахунок робочих режимів районної електричної мережі
напругою 110 кВ»

Виконав:
студент ІV курсу, групи ЕС-71
Фролов Валентин Валерійович

Керівник: асистент, Паненко О.М. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант _____ асистент, Паненко О.М. _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент к.т.н каф. відновлювальних джерел енергії Бардик Є. І. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2021 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж і систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)
Спеціальність – 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”
Освітньо-професійна програма “Електричні системи і мережі”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту
Фролову Валентину Валерійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту «Зіставлення варіантів конфігурації схеми енергопостачання району та розрахунок робочих режимів районної електричної мережі напругою 110 кВ»,

керівник проєкту Паненко Олена Миколаївна, асистент

затверджені наказом по університету від «21» травня 2021 р. № 1246-с.

2. Термін подання студентом проєкту – 10 червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проєкту наведено в додатку до завдання на дипломний проєкт.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

1. Синтезувати 5 двоконтурних схем електричної мережі.

2. Вибрати кількість, типи і потужності трансформаторів на підстанціях.

3. Попередньо визначити поточкорозподіл потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі).

4. Вибрати кількість ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі.

5. Розрахувати параметри заступної Z-схеми електричної мережі.

6. Розрахувати режими електричної мережі – максимальних навантажень та післяаварійного.

7. Вибрати регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму максимальних навантажень та післяаварійного.

8. Проаналізувати методи визначення місця пошкодження ЛЕП.

5. Перелік графічного матеріалу (3 аркуша формату А1)

1. Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.
2. Принципова та розрахункова схеми електричної мережі, режими максимальних навантажень та післяаварійний.
3. Класифікація методів визначення місця пошкодження ЛЕП.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання одержав

7. Дата видачі завдання 11 квітня 2021 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
	Вибір оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі.	11.04. - 22.04.	
	Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі.	23.04. - 04.05.	
	Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів.	05.05. - 12.05.	
	Класифікація методів визначення місця пошкодження ЛЕП	13.05. - 31.05.	
	Оформлення пояснювальної записки.	01.06. - 05.06.	
	Підготовка креслень.	06.06. - 07.06.	
	Надання дипломного проекту на перевірку.	08.06.2021.	
	Подання дипломного проекту до захисту.	09.06.2021.	

Студент

(підпис)

Фролов В.В.

Керівник проекту

(підпис)

Паненко О.М.

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
"КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО"
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

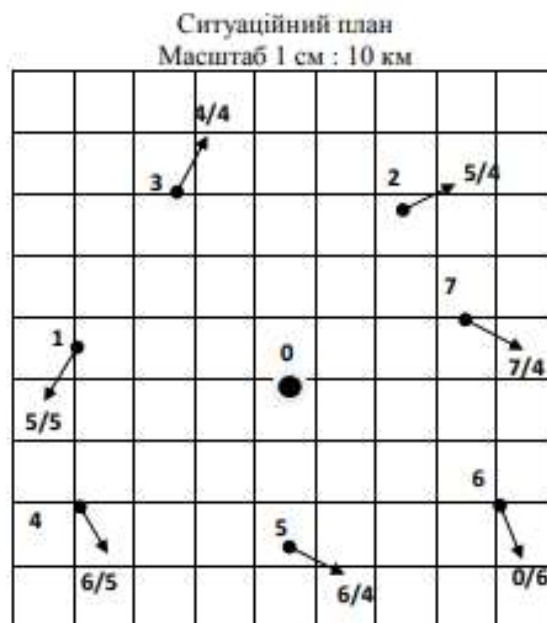
Студент Фролов В. В.

Група ЕС-71

ДОДАТОК

до завдання на бакалаврську роботу

«Зіставлення варіантів конфігурації схеми енергопостачання району та розрахунок робочих режимів районної електричної мережі напругою 110 кВ»



ВИХІДНІ ДАНІ

- номінальна напруга мережі $U_H = 110$ кВ;
- балансуючий пункт у точці 0;
- відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) за ситуаційним планом;
- $\cos \varphi_{CH}$ 0,85 $\cos \varphi_{HH}$ 0,83, $T_{max} =$ 5200 (год/рік);
- до пунктів підключені споживачі 1-ої та 2-ї категорій;
- географічний район спорудження мережі: Україна;
- район за ожеледдю: I-II;
- матеріал опор: залізобетон.

ПРИМІТКИ

1. На ситуаційному плані дріб означає активне навантаження: чисельник – на стороні СН, знаменник – на стороні НН.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез декількох різноманітних двоконтурних схем електричної мережі.

“ ” _____ 2021 р.

Керівник _____ Панько О.М.

Пояснювальна записка
до дипломного проєкту

на тему: «Зіставлення варіантів конфігурації схеми енергопостачання району та розрахунок робочих режимів районної електричної мережі напругою 110 кВ»

Київ – 2021 року

Відомість дипломного проекту

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість лістів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект (разом з додатком)	4	
2	A4	ДП.7116.141.013.ПЗ	Пояснювальна записка	67	
3	A1	ДП.7116.141.01.013.ТК	Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.	1	
4	A1	ДП.7116.141.02.013.ТК	Принципова та розрахункова схеми і режими роботи районної електричної мережі.	1	
5	A1	ДП.7116.141.03.013.ТК	Класифікація методів визначення місця пошкодження ЛЕП	1	

					<i>ДП.7116.141.013.ПЗ</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		Фролов В.В.			<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Паненко О.М.					
<i>Н. Контр.</i>		Паненко О.М.			НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-71		
<i>Затверд.</i>		Кирик В.В.					
					Зіставлення варіантів конфігурації схеми енергопостачання району та розрахунок робочих режимів районної електричної мережі напругою 110 кВ		

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт: 67 сторінок, 7 рисунків, 29 таблиць, 4 бібліографічних посилань на джерела інформації.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, РЕЖИМ РОБОТИ, СТРУМ, НАПРУГА, ОПІР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, МІСЦЕ ПОШКОДЖЕННЯ ЛЕП

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки, виконаної на 67 аркушах формату А4, та графічної частини, що складається із трьох аркушів креслень формату А1. До пояснювальної записки входить 29 таблиць, 7 рисунків та 4 бібліографічних посилань на джерела інформації.

У дипломному проєкті було проведено синтез п'яти схем, з яких були обрані дві найкращі. Для пунктів мережі були обрані тип, кількість та потужність трансформаторів. Було проведено техніко-економічне порівняння перерізів проводів, та двох варіантів конфігурацій схем з метою виявлення найбільш економічно вигідних. Розраховано параметри схем заміщення ЛЕП та трансформаторів. Проведений ітераційний розрахунок режимних параметрів електричної мережі у режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі. Обрані відгалуження РПН та ПБЗ. В другому розділі проєкту виконано порівняння методів визначення місця пошкодження ЛЕП.

					ДП.7116.141.013.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTARCT

Diploma project: 67 pages, 7 figures, 29 tables, 4 bibliographic references.

DISTRICT ELECTRICAL NETWORK, TRANSFORMER, OVERHEAD POWER LINE, OPERATING MODE, CURRENT, VOLTAGE, RESISTANCE, REGULATION OF VOLTAGE REGULATION

The diploma project consists of an explanatory note made on 67 sheets of A4 format and a graphic part consisting of three sheets of drawings in A1 format. The explanatory note includes 29 tables, 7 figures and 4 bibliographic references to sources of information.

The diploma project was a synthesis of five schemes, from which the two best were selected. The type, number and power of transformers were selected for the network points. A technical and economic comparison of wire cross-sections and two variants of circuit configurations was carried out in order to identify the most cost-effective. The parameters of power supply and transformer replacement circuits are calculated. An iterative calculation of the mode parameters of the electrical network in the mode of maximum loads and post-emergency mode. Selected branches of on-load tap-changers and switching without excitation device. The second section of the project compares the methods of determining the location of damage to power lines.

					<i>ДП. 7116.141.013.ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
						8
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ВИСНОВКИ.....	65
Перелік посилань	66
ДОДАТОК А.....	67
Результат перевірки на плагіат	67

					<i>ДП. 7116.141.013.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Перелік скорочень

РПН – регулювання під навантаженням

ПБЗ – перемикання без збудження

БП – балансуєчий пункт;

ВН – висока напруга;

ЕС – енергосистема;

ЛЕП – лінія електропередавання;

НН – низька напруга;

					ДП. 7116.14.1.013.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Метою дипломного проекту є закріплення здобутих знань та навичок у проектуванні електричної мереж. Вміння аналізувати та порівнювати варіанти тих чи інших проектних рішень стосовно електричної мережі, які відповідають поставленим вимогам, та застосовувати найефективніші методи розрахунку режимів роботи. Також дипломний проект включає в себе закріплення навичок, пов'язаних з аварійними ситуаціями на кабельних та повітряних лініях, які супроводжуються пошкодженням ЛЕП.

Дотримання державних стандартів та технічної документації є необхідною вимогою до дипломного проекту. Бланк завдання включає в себе: ситуаційний план масштабом 1 см : 10 км, номінальну напругу 110 кВ, потужності навантаження пунктів та категорії споживачів.

Напруга балансуєчого пункту дорівнює 121 кВ.

					ДП. 7116.141.013.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110 КВ

1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі

Сумарне навантаження активної потужності у кожному пункті:

$$P_1 = P_{1CH} + P_{1HH} = 5 + 5 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_{1CH} + P_{2HH} = 5 + 4 = 9 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_{3CH} + P_{3HH} = 4 + 4 = 8 \text{ МВт};$$

$$P_4 = P_{4CH} + P_{4HH} = 6 + 5 = 11 \text{ МВт};$$

$$P_5 = P_{5CH} + P_{5HH} = 6 + 4 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_6 = P_{6CH} + P_{6HH} = 0 + 6 = 6 \text{ МВт};$$

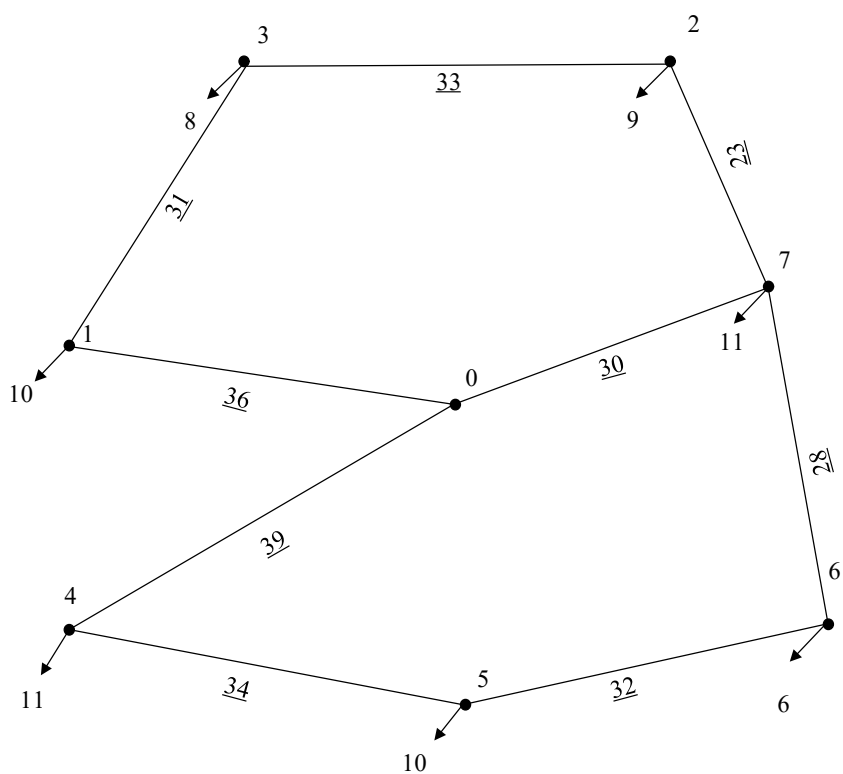
$$P_7 = P_{7CH} + P_{7HH} = 7 + 4 = 11 \text{ МВт}.$$

Після визначення активної потужності навантаження, виконується синтез 5 варіантів конфігурації схем електричної мережі. Відповідно до результатів моментів потужності в схемі, а також сумарній довжині ділянок буде обраний найбільш оптимальний варіант. Обмеженням є граничний момент потужності, який не має перевищувати 4500 МВт·км, тобто $M_{гран} = 4500 \text{ МВт} \cdot \text{км}$.

Розрахунок першого варіанту конфігурації схеми електричної мережі.

					ДП. 7116.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Варіант №1



$$l_{\Sigma 1} = 286 \text{ км}$$

Рисунок 1.1 – Перший варіант конфігурації схеми електричної мережі

Момент потужності для першого контуру (0-1-3-2-7-0) за годинниковою стрілкою:

$$\begin{aligned} M_{1ГОД+} &= P_1 \cdot l_{01} + P_3 \cdot (l_{01} + l_{13}) + P_2 \cdot (l_{01} + l_{13} + l_{23}) + P_7 \cdot (l_{01} + l_{13} + l_{23} + l_{27}) = \\ &= 10 \cdot 36 + 8 \cdot (36 + 31) + 9 \cdot (36 + 31 + 13) + 11 \cdot (36 + 31 + 13 + 23) = 3149 \text{ МВт} \cdot \text{км} \end{aligned}$$

Момент потужності для першого контуру (0-1-3-2-7-0) проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned} M_{1ГОД-} &= P_7 \cdot l_{07} + P_2 \cdot (l_{07} + l_{27}) + P_3 \cdot (l_{07} + l_{27} + l_{23}) + P_1 \cdot (l_{07} + l_{27} + l_{23} + l_{13}) = \\ &= 11 \cdot 30 + 9 \cdot (30 + 23) + 8 \cdot (30 + 23 + 33) + 10 \cdot (30 + 23 + 33 + 31) = 2665 \text{ МВт} \cdot \text{км} \end{aligned}$$

Момент потужності для другого контуру (0-7-6-5-4-0) за годинниковою стрілкою:

					ДП. 7116.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$M_{2ГОД+} = P_7 \cdot l_{07} + P_6 \cdot (l_{07} + l_{67}) + P_5 \cdot (l_{07} + l_{67} + l_{56}) + P_4 \cdot (l_{07} + l_{67} + l_{56} + l_{45}) =$$

$$= 11 \cdot 30 + 6 \cdot (30 + 28) + 10 \cdot (30 + 28 + 32) + 11 \cdot (30 + 28 + 32 + 34) = 2942 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Момент потужності для другого контуру (0-7-6-5-4-0) проти годинникової стрілки:

$$M_{2ГОД-} = P_4 \cdot l_{04} + P_5 \cdot (l_{04} + l_{45}) + P_6 \cdot (l_{04} + l_{45} + l_{56}) + P_7 \cdot (l_{04} + l_{45} + l_{56} + l_{67}) =$$

$$= 11 \cdot 39 + 10 \cdot (39 + 34) + 6 \cdot (39 + 34 + 32) + 11 \cdot (39 + 34 + 32 + 28) = 3252 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Сумарна довжина першого варіанту конфігурації схеми:

$$l_{\Sigma 1} = l_{01} + l_{13} + l_{23} + l_{27} + l_{07} + l_{04} + l_{45} + l_{56} + l_{67} =$$

$$= 36 + 31 + 33 + 23 + 30 + 39 + 34 + 32 + 28 = 286 \text{ км}$$

Розрахунок чотирьох інших варіантів конфігурації схеми є ідентичним, а результати розрахунків п'яти варіантів конфігурації схеми електричної мережі наведені в таблиці 1.1.

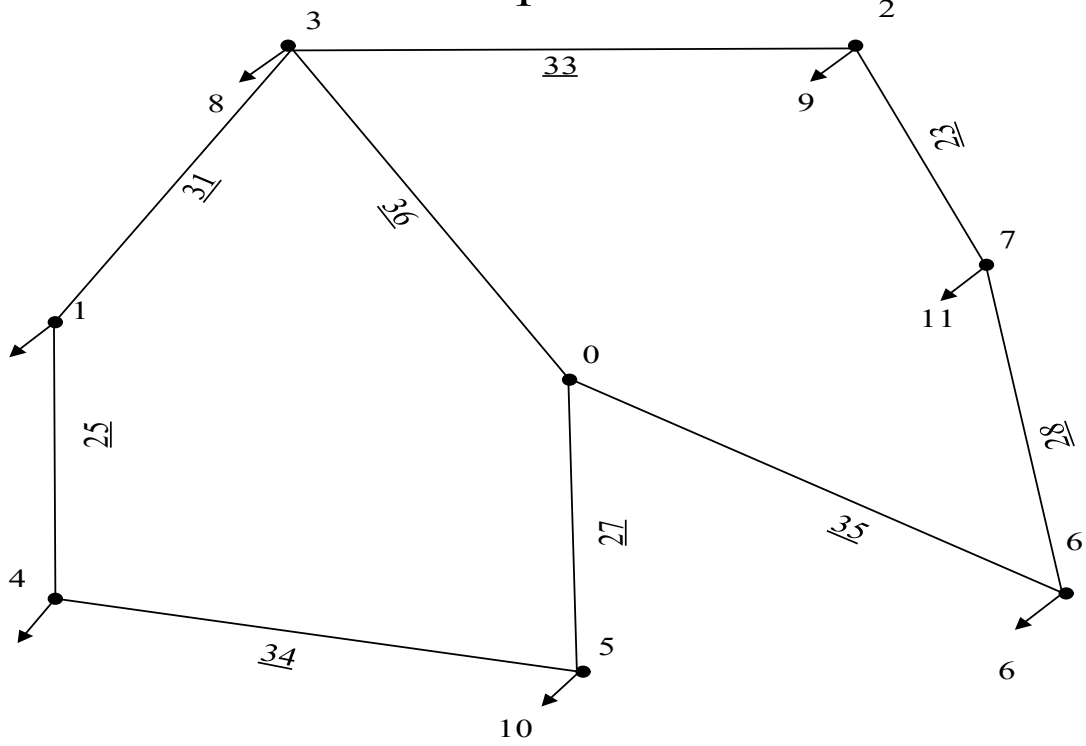
Таблиця 1.1 – Результат розрахунку варіантів конфігурації схем

Варіант схеми	Момент першого контуру за годинниковою стрілкою, МВт · км	Момент першого контуру проти годинникової стрілки, МВт · км	Момент другого контуру за годинниковою стрілкою, МВт · км	Момент другого контуру проти годинникової стрілки, МВт · км	Сумарна довжина ліній, км
1	3149	2665	2942	3252	286
2	2641	2629	2737	3138	272
3	2737	3138	4161	4032	269
4	4019	3924.5	3045	3175	307
5	4055	4129	3251	2551	277

Як видно з таблиці 1.1, найоптимальнішим варіантом конфігурації схеми, з точки зору моментів потужності та довжин ліній є варіанти 2 та 3, отже вони і будуть розглядатися далі. Схеми за варіантами 2 та 3 зображено на рисунках 1.2 та 1.3

										Арк.
										15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.14.1.013.ПЗ					

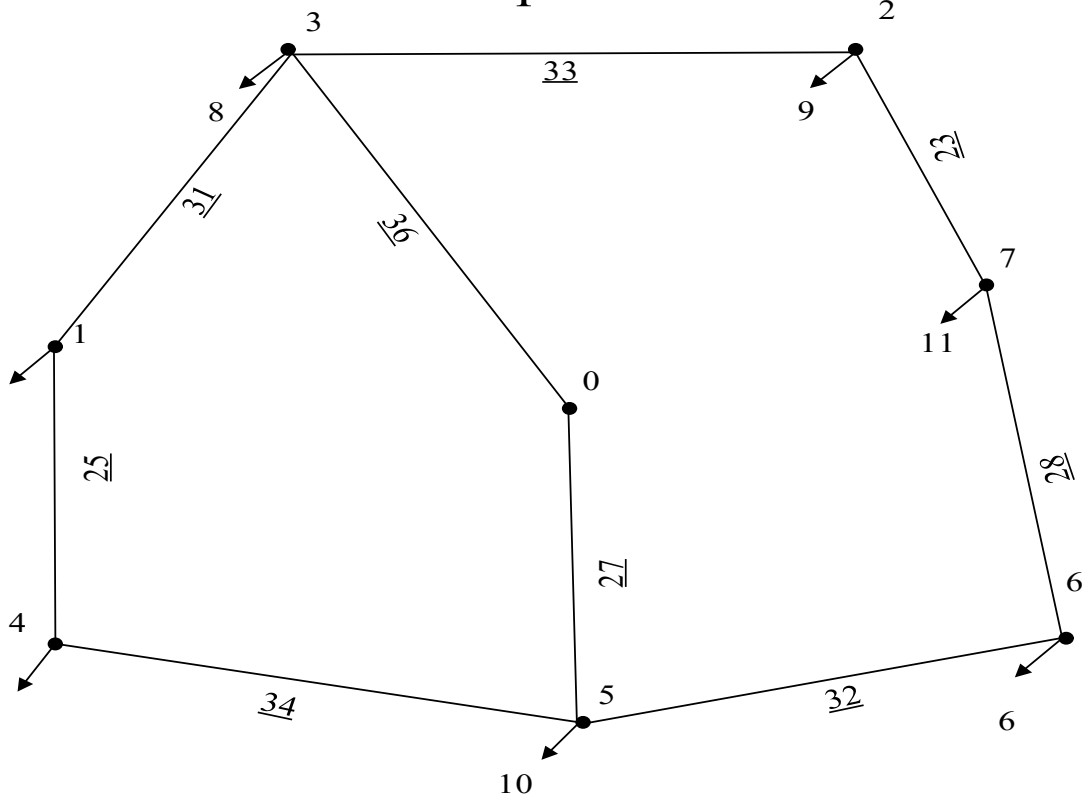
Варіант №2



$$l_{\Sigma 2} = 272 \text{ км}$$

Рисунок 1.2 - Другий варіант конфігурації схеми

Варіант №3



$$l_{\Sigma 3} = 269 \text{ км}$$

Рисунок 1.3 - Третій варіант конфігурації схеми

					ДП.7116.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на електричних підстанціях

Реактивна складова потужності навантаження на стороні СН:

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -5 \cdot \operatorname{tg}(0.55) = -3.099 \text{ МВАр};$$

$$Q_{2CH} = -P_{2CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -5 \cdot \operatorname{tg}(0.55) = -3.099 \text{ МВАр};$$

$$Q_{3CH} = -P_{3CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(0.55) = -2.479 \text{ МВАр};$$

$$Q_{4CH} = -P_{4CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -6 \cdot \operatorname{tg}(0.55) = -3.718 \text{ МВАр};$$

$$Q_{5CH} = -P_{5CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -6 \cdot \operatorname{tg}(0.55) = -3.718 \text{ МВАр};$$

$$Q_{6CH} = -P_{6CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = 0 \cdot \operatorname{tg}(0.55) = 0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{7CH} = -P_{7CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -7 \cdot \operatorname{tg}(0.55) = -4.338 \text{ МВАр};$$

Реактивна складова потужності навантаження на стороні НН:

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -5 \cdot \operatorname{tg}(0.59) = -3.36 \text{ МВАр};$$

$$Q_{2HH} = -P_{2HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(0.59) = -2.688 \text{ МВАр};$$

$$Q_{3HH} = -P_{3HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(0.59) = -2.688 \text{ МВАр};$$

$$Q_{4HH} = -P_{4HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -5 \cdot \operatorname{tg}(0.59) = -3.36 \text{ МВАр};$$

$$Q_{5HH} = -P_{5HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(0.59) = -2.688 \text{ МВАр};$$

$$Q_{6HH} = -P_{6HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -6 \cdot \operatorname{tg}(0.59) = -4.032 \text{ МВАр};$$

$$Q_{7HH} = -P_{7HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(0.59) = -2.688 \text{ МВАр};$$

Сумарне навантаження і модуль сумарного навантаження для підстанції 1:

$$S_{MAX1} = P_{1CH} + P_{1HH} + j(Q_{1CH} + Q_{1HH}) = 5 + 5 + j(-3.099 - 3.36) = 10 - j6.459 \text{ МВА}$$

$$|S_{MAX1}| = |10 - j6.459| = 11.904 \text{ МВА}$$

Результати розрахунку сумарного навантаження та модулю сумарного навантаження для підстанцій мережі наведено в таблиці 1.2.

Значення розрахункової потужності одного трансформатора у пункті 1:

$$S_{T1} = 0.7 \cdot |S_{MAX1}| = 0.7 \cdot 11.904 = 8.333 \text{ МВА}$$

					ДП.7116.14.1.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Таблиця 1.2 – Сумарне навантаження та модуль сумарного навантаження у пунктах мережі

Пункт	Сумарне навантаження, МВА	Модуль сумарного навантаження, МВА
1	10-j6.459	11.709
2	9-j5.787	10.7
3	8-j5.167	9.524
4	11-j7.078	13.081
5	10-j6.406	11.876
6	6-j4.032	7.229
7	11-j7.026	13.053

Виходячи з таблиці Д.15 у [1] обираємо трансформатор ТДТН-10000/110.

Вибір трансформаторів на інших підстанціях наведено у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Вибір трансформаторів для пунктів мережі

Пункт	Розрахункова потужність трансформатора, МВА	Тип трансформатора
1	8.333	2· ТДТН-10000/110
2	7.49	2· ТДТН -10000/110
3	6.666	2· ТДТН -10000/110
4	9.156	2· ТДТН -16000/110
5	8.313	2· ТДТН -16000/110
6	3.614	2· ТДН-10000/110
7	9.137	2· ТДТН -16000/110

1.3 Розрахунок L-схеми мережі

Розрахунок буде виконуватись методом контурних рівнянь. Умовно розімкнена схема варіанта 3 зображена на рисунку 1.3 . Хордами є гілки 1-4 та 2-7. Потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі:

					ДП. 7116.14.1.013.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{23} = S_2 = 9-j5.787 \text{ МВА};$$

$$S_{67} = S_7 = 11-j7.026 \text{ МВА};$$

$$S_{13} = S_1 = 10-j6.459 \text{ МВА};$$

$$S_{03} = S_3 + S_{13} + S_{23} = 8-j5.167 + 10-j6.459 + 9-j5.787 = 27-j17.412 \text{ МВА};$$

$$S_{56} = S_6 + S_{67} = 6-j4.032 + 11-j7.026 = 17-j11.058 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = S_4 = 11-j7.078 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_5 + S_{56} + S_{45} = 10-j6.406 + 17-j11.058 + 11-j7.078 = 38-j24.543 \text{ МВА}.$$

Довжина контурів:

$$l_{K1} = l_{56} + l_{05} + l_{67} + l_{27} + l_{03} + l_{23} = 32 + 27 + 28 + 23 + 36 + 33 = 179 \text{ км};$$

$$l_{K2} = l_{05} + l_{14} + l_{45} + l_{13} + l_{03} = 27 + 25 + 34 + 31 + 36 = 153 \text{ км}.$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases} -S_{05} \cdot l_{05} - S_{56} \cdot l_{56} - S_{67} \cdot l_{67} + S_{03} \cdot l_{03} + S_{23} \cdot l_{23} = \\ = -(38-j24.543) \cdot (27) - (17-j11.058) \cdot (32) - (11-j7.026) \cdot (28) + \\ + (27-j17.412) \cdot (36) + (9-j5.787) \cdot (33) = -S_{K1} \cdot 179 + S_{K2} \cdot 63 \\ S_{05} \cdot l_{05} + S_{45} \cdot l_{45} - S_{03} \cdot l_{03} - S_{13} \cdot l_{13} = \\ = (38-j24.543) \cdot (27) + (11-j7.078) \cdot (34) - (27-j17.412) \cdot (36) - \\ - (10-j6.459) \cdot (31) = -S_{K2} \cdot 153 + S_{K1} \cdot 63 \end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$S_{K1} = 3.661-j2.379 \text{ МВА};$$

$$S_{K2} = 0.736-j0.481 \text{ МВА}.$$

Результуючий поточкорозподіл в L-схемі електричної мережі становить:

$$S_{23} = S_{23} + S_{K1} = 9-j5.787 + (3.661-j2.379) = 12.661-j8.166 \text{ МВА};$$

$$S_{67} = S_{67} - S_{K1} = 11-j7.026 - (3.661-j2.379) = 7.339-j4.647 \text{ МВА};$$

$$S_{13} = S_{13} - S_{K2} = 10-j6.459 - (0.736-j0.481) = 9.264-j5.978 \text{ МВА};$$

$$S_{03} = S_{03} + S_{K1} - S_{K2} = 27-j17.412 - (3.661-j2.379) + (0.736-j0.481) = 29.925-j19.31 \text{ МВА};$$

$$S_{56} = S_{56} - S_{K1} = 17-j11.058 - (3.661-j2.379) = 13.339-j8.679 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = S_{45} + S_{K2} = 11-j7.078 + (0.736-j0.481) = 11.736-j7.559 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{05} - S_{K1} + S_{K2} = 38-j24.543 - (3.661-j2.379) + (0.736-j0.481) = 35.075-j22.645 \text{ МВА};$$

$$S_{27} = S_{K1} = 3.661-j2.379 \text{ МВА};$$

$$S_{14} = S_{K2} = 0.736-j0.481 \text{ МВА}.$$

					ДП.7116.14.1.013.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів ділянками електричної мережі

Час максимальних втрат дорівнює:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{5200}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ год}$$

Струм по гілці та оптимальний переріз для ділянки 0-4:

$$I_{03} = \frac{\sqrt{P_{03}^2 + Q_{03}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{29.925^2 + (-19.31)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 186.928 \text{ А}$$

$$F_{OPT03} = \sqrt{\frac{3 \cdot I_{03}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{BX} \cdot 10^{-5}}{k_{num.3m110} \cdot (0,01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 186.928^2 \cdot 28.5 \cdot 3633 \cdot 186 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = 632.903 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунку струму ділянками мережі та оптимального перерізу схеми варіанта 3 наведені в таблиці 1.4

Таблиця 1.4 Струми ділянок мережі та оптимальний переріз проводів

Ділянка	Струм, А	Оптимальний переріз, мм ²
0-3	186.928	632.903
2-3	79.075	267.734
0-5	219.131	741.934
5-6	83.527	282.807
6-7	45.593	154.369
1-3	57.867	195.928
4-5	73.271	248.08
2-7	22.916	77.589
1-4	4.615	15.625

Для ділянок в яких оптимальний переріз є меншим за 70 мм², приймається мінімальний переріз для класу напруги 110 кВ, тобто 70 мм².

До таких ділянок відноситься: 1-4 та 2-7 так як оптимальний переріз ділянки 2-7 майже співпадає за значенням номінального перерізу 70 мм². Для всіх інших ділянок необхідно виконати техніко-економічне порівняння варіантів конструкції фази та кількості паралельних ланцюгів

Розрахунок перерізу ділянки 0-3. Так як оптимальний переріз проводу складає 632.903 мм², буде проводитися техніко-економічне порівняння варіантів конструкції проводу між одноланцюговою та дволанцюговою лінією з перерізом

											Арк.
											21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

ДП.7116.141.013.ПЗ

проводу 240 мм².

Необхідні капіталовкладення у будівництво:

$$K_{ПЛ240(1)} = K_{110-1x120} \cdot l_{03} = 350 \cdot 36 = 12600 \text{ тис.грн};$$

$$K_{ПЛ240(2)} = K_{110-1x240} \cdot l_{03} = 500 \cdot 36 = 18000 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонт:

$$I_{eПЛ240(1)} = K_{110-1x240} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 12600 \cdot \frac{1.2}{100} = 151.2 \text{ тис.грн};$$

$$I_{eПЛ240(2)} = K_{110-2x240} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 18000 \cdot \frac{1.2}{100} = 216 \text{ тис.грн.}$$

Еквівалентний активний опір лінії:

$$R_{ПЛ240(1)} = r_{0240} \cdot l_{03} = 0.118 \cdot 36 = 4.248 \text{ Ом};$$

$$R_{ПЛ240(2)} = \frac{r_{0240}}{2} \cdot l_{03} = \frac{0.118}{2} \cdot 36 = 2.124 \text{ Ом.}$$

Втрати активної потужності в провадах:

$$\Delta P_{\Sigma ПЛ240(1)} = \frac{P_{03}^2 + Q_{03}^2}{U_H^2} \cdot R_{ПЛ240(1)} = \frac{29.93^2 + (-19.31)^2}{110^2} \cdot 4.248 = 445.401 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma ПЛ240(2)} = \frac{P_{03}^2 + Q_{03}^2}{U_H^2} \cdot R_{ПЛ240(2)} = \frac{29.93^2 + (-19.31)^2}{110^2} \cdot 2.124 = 222.701 \text{ кВт.}$$

Змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{3МПЛ240(1)} = \Delta P_{\Sigma ПЛ240(1)} \cdot \tau = 445.01 \cdot 3633 = 1618182.181 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta P_{3МПЛ240(2)} = \Delta P_{\Sigma ПЛ240(2)} \cdot \tau = 222.701 \cdot 3633 = 809091.09 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Щорічні витрати на покриття втрат активної енергії:

$$I_{ВТРПЛ240(1)} = 10^{-5} \cdot (186 \cdot \Delta A_{3МПЛ240(1)}) = 10^{-5} \cdot (186 \cdot 1618182.181) = 3009.819 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ВТРПЛ240(2)} = 10^{-5} \cdot (186 \cdot \Delta A_{3МПЛ240(2)}) = 10^{-5} \cdot (186 \cdot 809091.09) = 1504.909 \text{ тис.грн};$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ліній:

$$I_{ПЛ240(1)} = I_{ВТРПЛ240(1)} + I_{eПЛ240(1)} = 3009.819 + 151.2 = 3161.019 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ПЛ240(2)} = I_{ВТРПЛ240(2)} + I_{eПЛ240(2)} = 1504.909 + 216 = 1720.909 \text{ тис.грн};$$

Капіталовкладення в підстанції:

$$K_{ПС240(1)} = 2 \cdot n_{60,3} \cdot C_{В110} = 2 \cdot 2 \cdot 450 = 1800 \text{ тис.грн};$$

$$K_{ПС240(2)} = 2 \cdot n_{60,3} \cdot C_{В110} = 2 \cdot 4 \cdot 450 = 3600 \text{ тис.грн};$$

										ДП. 7116.14.1.013.ПЗ	Арк.
											22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Витрати на підстанції:

$$I_{ПС240(1)} = K_{ПС240(1)} \cdot \frac{H_{ПС0,3}}{100} = 1800 \cdot \frac{2.4}{100} = 43.2 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ПС240(2)} = K_{ПС240(2)} \cdot \frac{H_{ПС0,3}}{100} = 3600 \cdot \frac{2.4}{100} = 86.4 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні дисконтовані витрати для перерізу проводів:

$$Z_{ЛЕП240(1)} = K_{ПЛ240(1)} + K_{ПС240(1)} + \frac{I_{ПЛ240(1)} + I_{ПС240(1)}}{E} = 12600 + 1800 + \frac{3161.019 + 43,2}{0.1} = 17604 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{ЛЕП240(2)} = K_{ПЛ240(2)} + K_{ПС240(2)} + \frac{I_{ПЛ240(2)} + I_{ПС240(2)}}{E} = 18000 + 3600 + \frac{1720.909 + 86.4}{0.1} = 23407 \text{ тис.грн.}$$

Після проведених розрахунків можна зробити висновок, що побудова одноланцюгової лінії з проводом 240мм², є більш вигідною.

Таблиця 1.5 - Результати техніко-економічного порівняння проводів для ділянок електричної мережі

Ділянка	Варіант виконання	K _{пл} , тис.грн	I _{Епл} , тис.грн/рік	I _{втр} , тис.грн/рік	I _{пл} , тис.грн/рік	K _{пс} , тис.грн	I _{пс} , тис.грн/рік	Z _{лп} , тис.грн
2-3	1x120	9735	116.82	1020.598	1137.418	1800	43.2	12715.618
	1x240	11550	138.6	493.568	632.168	900	21.6	13103.768
0-5	1x240	9450	113.4	3101.191	3214.591	1800	43.2	14507.791
	2x240	13500	162	1550.595	1712.595	3600	86.4	18898.99
5-6	1x240	11200	134.4	534.118	668.518	1800	43.2	13711.72
	2x240	16000	192	267.059	459.059	3600	86.4	20145.46
6-7	1x120	8260	99.12	287.9	387.02	1800	43.2	10490.22
	1x240	9800	117.6	139.231	256.831	900	21.6	10978.431
1-3	1x120	9145	109.74	513.498	623.238	1800	43.2	11611.438
	1x240	10850	130.2	248.331	378.531	900	21.6	12150.131
4-5	1x240	11900	142.8	436.841	579.641	1800	43.2	14322.841
	2x240	17000	204	218.421	422.421	3600	86.4	21108.82
2-7	1x70	6325	75.9	103.33	179.23	1800	43.2	8347.43
1-4	1x70	6875	82.5	4.555	87.055	1800	43.2	8805.255

Сумарні дисконтовані витрати на спорудження електричної мережі за даним варіантом схеми:

$$Z_{ДС1} = Z_{ЛП03} + Z_{ЛП23} + Z_{ЛП05} + Z_{ЛП56} + Z_{ЛП67} + Z_{ЛП13} + Z_{ЛП45} + Z_{ЛП27} + Z_{ЛП14} = 17604 + 12715.618 + 14507.791 + 13711.72 + 10490.22 + 11611.438 + 14322.841 + 8347.43 + 8805.255 = 112116.531 \text{ тис.грн}$$

									Арк.
									23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.14.1.013.ПЗ				

Результати техніко-економічного порівняння проводів ділянок за варіантом конфігурації схеми 2 наведено у таблиці 1.6

Ділянка	Варіант виконання	К _{пл} , тис.грн	И _{Епл} , тис.грн/рік	И _{втр} , тис.грн/рік	И _{пл} , тис.грн/рік	К _{пс} , тис.грн	И _{пс} , тис.грн/рік	З _{лп} , тис.грн
0-3	1x240	12600	151.2	1820.244	1971.444	1800	43.2	16414.644
	2x240	18000	216	910.122	1126.122	3600	86.4	22812.52
2-3	1x120	9735	116.82	316.477	433.297	1800	43.2	12011.497
	1x240	11550	138.6	153.05	291.65	900	21.6	12763.25
0-5	1x240	9450	113.4	1304.397	1417.797	1800	43.2	12710.997
	2x240	13500	162	652.198	814.198	3600	86.4	18000.598
0-6	1x240	12250	147	1177.22	1324.22	1800	43.2	15417.42
	2x240	17500	210	588.61	798.61	3600	86.4	21985.01
6-7	2x120	11480	137.76	450.285	588.045	1800	43.2	13911.245
	1x240	9800	117.6	435.521	553.121	900	21.6	11274.721
1-3	1x120	12710	152.52	404.695	557.215	1800	43.2	15110.415
	1x240	10850	130.2	195.713	325.913	900	21.6	12097.513
4-5	2x120	13940	167.28	535.017	702.297	1800	43.2	16485.497
	1x240	11900	142.8	517.476	660.276	900	21.6	13481.876
2-7	1x70	6325	75.9	28.946	104.846	1800	43.2	8273.046
1-4	1x70	6875	82.5	26.401	108.901	1800	43.2	8827.101

Сумарні дисконтовані витрати на спорудження електричної мережі за даним варіантом схеми:

$$\begin{aligned}
 Z_{дс2} &= Z_{лп03} + Z_{лп23} + Z_{лп05} + Z_{лп06} + Z_{лп67} + Z_{лп13} + Z_{лп45} + Z_{лп27} + Z_{лп14} = \\
 &= 16414.644 + 12011.497 + 12710.997 + 15417.42 + 11274.721 + 12097.513 + \\
 &+ 13481.876 + 8273.046 + 8827.101 = 113145.339 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

Як видно з сумарних дисконтованих витрат для двох варіантів конфігурації мережу, економічно вигіднішим є другий варіант схеми, отже надалі для розрахунку приймається конфігурація схеми за варіантом 3.

Наступною йде перевірка на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи. Перевірка здійснюється для умов допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій і відповідності міжфазної робочої напруги її тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електрообладнання.

Фіктивні значення напруги КЗ для обмоток ВН, СН та НН для силових трансформаторів пункту 1:

									Арк.
									24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.14.1.013.ПЗ				

$$U_{KB1} = 0.5 \cdot (U_{KBH1} + U_{KBC1} - U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (17\% + 10.5\% - 6\%) = 10.75\%;$$

$$U_{KC1} = 0.5 \cdot (-U_{KBH1} + U_{KBC1} + U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (-17\% + 10.5\% + 6\%) = 0\%;$$

$$U_{KH1} = 0.5 \cdot (U_{KBH1} - U_{KBC1} + U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (17\% - 10.5\% + 6\%) = 6.25\%.$$

Результат розрахунку фіктивних значень напруги КЗ для триобмоткових трансформаторів інших пунктах є таким самим.

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів для вузла 1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_1 \cdot U_{TB1} \cdot U_{KB1}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{10}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} - \frac{6.459 \cdot 115 \cdot 0.1075}{10} = 8.422 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{1CH}}{1} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_{CH1} \cdot U_{TB1} \cdot U_{KC1}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{5}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} - \frac{-3.099 \cdot 115 \cdot 0}{10} = 0.219 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{1HH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_{HH1} \cdot U_{TB1} \cdot U_{KH1}}{S_{T1}} = \frac{5}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} - \frac{-3.36 \cdot 115 \cdot 0.0625}{10} = 2.634 \text{ кВ}$$

Результат розрахунку приведених значень втрат напруги в обмотках трансформаторів для пунктів мережі наведено в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 Фіктивні значення напруги КЗ триобмоткових трансформаторів у пунктах мережі

Пункт	ΔU_{TB1} , кВ	ΔU_{TC1} , кВ	ΔU_{TH1} , кВ	ΔU_T , кВ
1	8.422	0.219	2.634	-
2	7.547	0.219	2.107	-
3	6.737	0.175	2.107	-
4	5.716	0.135	1.622	-
5	5.174	0.135	1.297	-
6	-	-	-	5.283
7	5.676	0.157	1.297	-

Розрахунок діапазону регулювання напруги трансформаторів на підстанції 1:

$$U_{MIN1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0.1602) + 8.422 + 2.634 = 103.265 \text{ кВ};$$

$$U_{MAX1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0.1602) + 8.422 + 2.634 = 138.392 \text{ кВ}.$$

										Арк.
										25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.14.1.013.ПЗ					

Розрахунок післяаварійного режиму полягає в розрахунку напруг у пунктах та поточкорозподілу потужності у разі вимкнення найбільш завантаженої ділянки. Найбільш завантаженою ділянкою є 0-5.

Поточкорозподіл потужності ділянками мережі після відключення ділянки 0-5:

$$S_{ПА67} = S_6 = 6-j4.032 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА27} = S_7 + S_{ПА67} = 11-j7.026 + 6-j4.032 = 17-j11.058 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА23} = S_2 + S_{ПА27} = 9-j5.787 + 17-j11.058 = 26-j16.845 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА45} = S_5 = 10-j6.406 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА14} = S_4 + S_{ПА45} = 11-j7.078 + 10-j6.406 = 21-j13.485 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА13} = S_1 + S_{ПА14} = 10-j6.459 + 21-j13.485 = 31-j19.944 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА03} = S_{ПА13} + S_{ПА23} = 31-j19.944 + 26-j16.845 = 57-j36.789 \text{ МВА}.$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{aligned} & S_{ПА67} \cdot l_{67} + S_{ПА27} \cdot l_{27} + S_{ПА23} \cdot l_{23} - S_{ПА45} \cdot l_{45} - S_{ПА14} \cdot l_{14} - S_{ПА13} \cdot l_{13} - S_{ПА03} \cdot l_{03} = \\ & = (6-j4.032) \cdot (28) - (17-j11.058) \cdot (23) - (26-j16.845) \cdot (33) - \\ & - (10-j6.406) \cdot (34) - (21-j13.485) \cdot (25) - (31-j19.944) \cdot (31) - (57-j36.789) \cdot (36) = \\ & = -S_{K1} \cdot (242) \end{aligned}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$S_{K1} = 10.169-j6.506 \text{ МВА}.$$

Результуючий поточкорозподіл в контурі L-схеми електричної мережі становить:

$$S_{ПА67} = S_{ПА67} + S_{K1} = 6-j4.032 + (10.169-j6.506) = 16.169-j10.538 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА27} = S_{ПА27} + S_{K1} = 17-j11.058 + (10.169-j6.506) = 27.169-j17.564 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА23} = S_{ПА23} + S_{K1} = 26-j16.845 + (10.169-j6.506) = 36.169-j23.351 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА45} = S_{ПА45} - S_{K1} = 10-j6.406 - (10.169-j6.506) = 0.169-j0.1 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА14} = S_{ПА14} - S_{K1} = 21-j13.485 - (10.169-j6.506) = 10.831-j6.979 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА13} = S_{ПА13} - S_{K1} = 31-j19.944 - (10.169-j6.506) = 20.831-j13.438 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА56} = S_{K1} = 10.169-j6.506 \text{ МВА};$$

$$S_{ПА03} = S_{ПА03} - S_{K1} = 57-j36.789 - (10.169-j6.506) = 46.831-j30.283 \text{ МВА}.$$

										Арк.
										27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП.7116.14.1.013.ПЗ

Продовження таблиці 1.11

1-4	67.627	4.615	265
1-3	130.11	57.867	390
0-3	292.712	186.928	610
5-6	63.362	83.527	610
0-5	-	219.131	

1.5 Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі

Середньогогеометрична відстань згідно [1] приймається 5000мм. Розрахунок погонного реактивного опору та погонної реактивної провідності проводів:

$$X_{070} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{70}} \right) + \frac{0.016\mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{11.4} \right) + 0.016 = 0.44 \text{ Ом/км};$$

$$X_{0120} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{120}} \right) + \frac{0.016\mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{15.2} \right) + 0.016 = 0.422 \text{ Ом/км};$$

$$X_{0240} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{240}} \right) + \frac{0.016\mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{21.4} \right) + 0.016 = 0.4 \text{ Ом/км};$$

$$B_{070} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{70}} \right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{11.4} \right)} = 2.576 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$B_{0120} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{240}} \right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{15.2} \right)} = 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$B_{0240} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{240}} \right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{21.4} \right)} = 2.839 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Активною провідністю лінії 110 кВ можна знехтувати через її мале значення.

Повний опір та провідність лінії 0-4:

$$Z_{03} = (R_{0240} + jX_{0240}) \cdot l_{03} = (0.118 + j0.4) \cdot 36 = 4.248 + j14.394 \text{ Ом};$$

$$Y_{04} = j \cdot B_{04} \cdot l_{04} = j2.839 \cdot 10^{-6} \cdot 36 = j1.024 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Результат розрахунку повного опору та провідності ділянок мережі наведено в таблиці 1.12.

										Арк.
										29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

1.7 Розрахунок режиму електричної мережі при максимальних навантаженнях

Потокорозподіл потужності ділянками мережі:

$$S_{23} = S_{\text{ІІР}2} = 9.033 - j6.475 \text{ МВА};$$

$$S_{67} = S_{\text{ІІР}7} = 11.026 - j7.644 \text{ МВА};$$

$$S_{56} = S_{\text{ІІР}5} + S_{67} = 6.008 - j4.058 + 11.026 - j7.644 = 17.033 - j11.702 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = S_{\text{ІІР}4} = 11.025 - j7.724 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{\text{ІІР}5} + S_{45} + S_{56} = 10.021 - j6.925 + 11.025 - j7.724 + 17.033 - j11.702 = 38.079 - j26.352 \text{ МВА};$$

$$S_{13} = S_{\text{ІІР}1} = 10.04 - j7.333 \text{ МВА};$$

$$S_{03} = S_{\text{ІІР}3} + S_{23} + S_{13} = 8.026 - j5.727 + 9.033 - j6.475 + 10.04 - j7.333 = 27.099 - j19.535 \text{ МВА}.$$

Сумарний опір першого контуру:

$$Z_{K1} = Z_{03} + Z_{05} + Z_{13} + Z_{14} + Z_{45} = 4.248 + j14.394 + 3.186 + j10.796 + 7.564 + j13.076 + 10.55 + j14.394 + 4.012 + j13.595 = 29.56 + j66.255 \text{ Ом};$$

$$Z_{K2} = Z_{05} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{23} + Z_{27} + Z_{03} = 3.186 + j10.796 + 3.776 + j12.795 + 6.832 + j11.811 + 8.052 + j13.92 + 9.706 + j10.116 + 4.248 + j14.394 = 35.8 + j73.831 \text{ Ом}.$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases} -S_{13} \cdot Z_{13} - S_{03} \cdot Z_{03} + S_{05} \cdot Z_{05} - S_{45} \cdot Z_{45} = \\ = (10.04 - j7.333) \cdot (7.564 + j13.076) - (27.099 - j19.535) \cdot (4.248 + j14.394) - \\ - (38.079 - j26.352) \cdot (3.186 + j10.796) - (11.025 - j7.724) \cdot (4.012 + j13.595) = \\ = -S_{K1} \cdot (38.894 + j58.644) + S_{K2} \cdot (7.434 + j25.19) \\ S_{03} \cdot Z_{03} + S_{23} \cdot Z_{23} - S_{05} \cdot Z_{05} - S_{56} \cdot Z_{56} - S_{67} \cdot Z_{67} = \\ = (27.099 - j19.535) \cdot (4.248 + j14.394) + (9.033 - j6.475) \cdot (8.052 + j13.92) - (38.079 - j26.352) \cdot (3.186 + j10.796) - \\ - (17.033 - j11.702) \cdot (3.776 + j12.795) - (11.026 - j7.644) \cdot (6.832 + j11.811) = -S_{K2} \cdot (35.8 + j73.831) + S_{K1} \cdot (7.434 + j25.19) \end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$S_{K1} = 0.665 - j0.953 \text{ МВА};$$

$$S_{K2} = 3.637 - j1.694 \text{ МВА}.$$

Результуючий потокорозподіл в Z-схемі електричної мережі становить:

$$S_{14} = S_{K1} = 0.665 - j0.953 \text{ МВА};$$

$$S_{27} = S_{K2} = 3.637 - j1.694 \text{ МВА};$$

									Арк.
									33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.14.1.013.ПЗ				

Продовження таблиці 1.18

Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень ΔS_{Di} , МВА	0-3	0.137+j1.422	6-7	0.089+j0.355
	0-5	0.278+j1.728	5-6	0.184+j1.042
	2-3	0.081+j0.837	4-5	0.094+j0.687
	1-3	0.056+j0.585	1-4	0.016+j0.037
	2-7	0.032-j0.28		
Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	1	10.112-j6.711	5	10.367-j6.559
	2	9.146-j5.918	6	6.102-j3.372
	3	8.382-j5.175	7	11.083-j7.009
	4	11.103-j7.074		
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PEZi}	0-3	30.062-j17.888	6-7	13.523-j7.637
	0-5	35.353-j20.917	5-6	7.428-j4.292
	2-3	12.742-j7.329	4-5	11.83-j6.872
	1-3	9.32-j5.393	1-4	3.629-j2.099
	2-7	0.752-j0.444		
Рівень напруги в пункті U_s , кВ	1	116.57	5	118.17
	2	116.023	6	116.904
	3	117.774	7	116.033
	4	116.972		

Розрахунок відхилень напруги на першій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(1)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(0)}}{U_1^{(0)}} \right| = \left| \frac{116.57 - 110}{110} \right| = 0.06\%$$

Відхлення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 1.19.

Таблиця 1.19 – Відхилення напруги від початкових наближень для пунктів мережі

Вузол	Відхилення напруги в пунктах, %
1	0.06
2	0.055
3	0.071
4	0.063
5	0.074
6	0.063
7	0.055

Таблиця 1.22 – Ітераційний розрахунок потоків потужності та рівнів напруги пунктів на третій ітерації розрахунку

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{Z_i} , МВА	0-3	0.361-j1.225	6-7	0.037-j0.064
	0-5	0.373-j1.263	5-6	0.065-j0.22
	2-3	0.126-j0.217	4-5	0.054-j0.182
	1-3	0.063-j0.109	1-4	0.001-j0.001
	2-7	0.012-j0.013		
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Y_s} , МВА	1	0.035+j0.779	5	0.049+j1.611
	2	0.035+j0.773	6	0.029+j0.993
	3	0.036+j1.674	7	0.029+j0.764
	4	0.048+j0.871		
Додаткові навантаження пунктів ΔS_{II_s} , МВА	1	0.067+j0.724	5	0.294+j0.778
	2	0.104+j0.658	6	0.08+j0.851
	3	0.311+j0.898	7	0.053+j0.726
	4	0.075+j0.779		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень ΔS_{Di} , МВА	0-3	0.11+j1.677	6-7	0.096+j0.397
	0-5	0.269+j2.06	5-6	0.176+j1.247
	2-3	0.061+j0.987	4-5	0.093+j0.812
	1-3	0.049+j0.691	1-4	0.018+j0.033
	2-7	0.043-j0.329		
Результуюче навантаження пункту S_{P_s} , МВА	1	10.107-j6.61	5	10.315-j6.147
	2	9.136-j5.817	6	6.088-j3.207
	3	8.337-j4.828	7	11.079-j6.919
	4	11.1-j6.945		
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PEZ_i}	0-3	30.035-j17.633	6-7	7.435-j4.25
	0-5	35.344-j20.585	5-6	13.515-j7.432
	2-3	12.722-j7.179	4-5	11.829-j6.747
	1-3	9.313-j5.287	1-4	0.754-j0.448
	2-7	3.618-j2.05		
Рівень напруги в пункті U_s , кВ	1	116.615	5	118.2
	2	116.075	6	116.958
	3	117.806	7	116.091
	4	117.017		

Розрахунок відхилень напруги на третій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(3)} = \left| \frac{U_1^{(3)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(2)}} \right| = \left| \frac{116.615 - 116.614}{116.614} \right| = 0\%$$

Відхлення напруги від напруги на другій ітерації для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 1.23.

Таблиця 1.23 – Відхлення напруги від напруги на третій ітерації для пунктів мережі

$$\Delta S_{\Sigma} = 0.746 + j3.805 \text{ MVA}$$

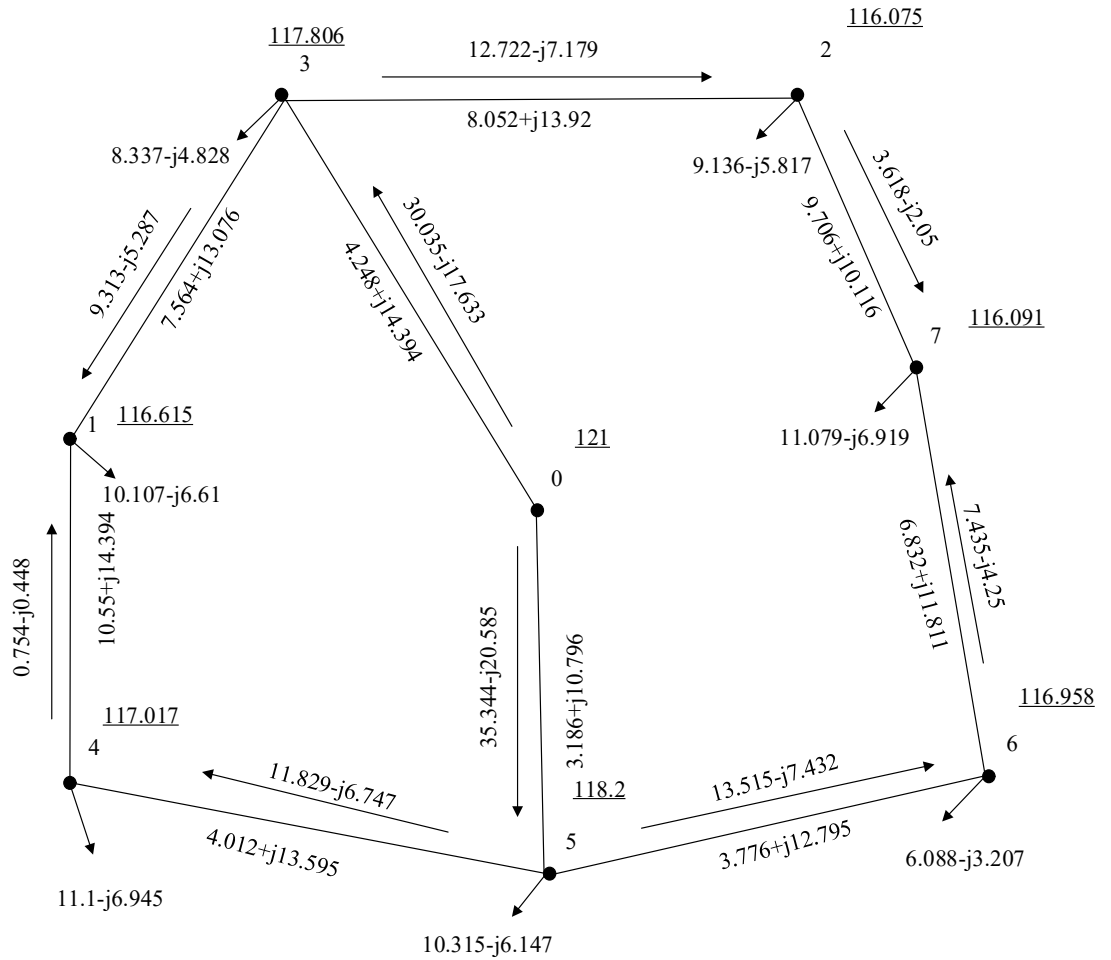


Рисунок 1.5 Потокорозподіл в електричній мережі у режимі максимальних навантаження

1.8 Розрахунок післяаварійного режиму

Найбільш завантаженою є гілка 0-5, відповідно вона умовно відключається. Відповідних змін зазнають провідності пунктів 0 та 5.

Потокорозподіл потужності ділянками мережі після відключення ділянки 0-5:

					ДП.7116.141.013.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}
S_{IIA67} &= S_{IIP6} = 6.008-j4.058 \text{ МВА}; \\
S_{IIA72} &= S_{IIP7} + S_{IIA67} = 11.026-j7.644+6.008-j4.058=17.033-j11.702 \text{ МВА}; \\
S_{IIA23} &= S_{IIP72} + S_{IIA2} = 17.033-j11.702+9.033-j6.475=26.066-j18.177 \text{ МВА}; \\
S_{IIA45} &= S_{IIP5} = 10.021-j6.925 \text{ МВА}; \\
S_{IIA14} &= S_{IIP4} + S_{IIA45} = 11.025-j7.724+10.021-j6.925=21.046-j14.649 \text{ МВА}; \\
S_{IIA13} &= S_{IIP1} + S_{IIA14} = 10.04-j7.333+21.046-j14.649=31.086-j21.983 \text{ МВА}; \\
S_{IIA03} &= S_{IIP3} + S_{IIA13} + S_{IIA23} = 8.026-j5.727 + 31.086-j21.983+ \\
&+ 26.066-j18.177=65.178-j45.887 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases}
S_{IIA23} \cdot Z_{23} + S_{IIA72} \cdot Z_{72} + S_{IIA67} \cdot Z_{67} - S_{IIA13} \cdot Z_{13} - S_{IIA03} \cdot Z_{03} - S_{IIA14} \cdot Z_{14} - S_{IIA45} \cdot Z_{45} = \\
= (26.066-j18.177) \cdot (8.052+j13.92) + (17.033-j11.702) \cdot (9.706+j10.116) + \\
+ (6.008-j4.058) \cdot (6.832+j11.811) - (31.086-j21.983) \cdot (7.564+j13.076) - \\
- (65.178-j45.887) \cdot (4.248+j14.394) - (21.046-j14.649) \cdot (10.55+j14.394) - \\
- (10.021-j6.925) \cdot (4.012+j13.595) = -S_{K1} \cdot (54.74+j104.1)
\end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$S_{K1} = 11.653-j5.319 \text{ МВА.}$$

Результуючий поточкорозподіл в Z-схемі електричної мережі становить:

$$\begin{aligned}
S_{67} &= S_{IIA67} + S_{K1} = 6.008-j4.058 + (11.653-j5.319) = 17.661-j9.377 \text{ МВА}; \\
S_{72} &= S_{IIA72} - S_{K1} = 17.033-j11.702 + (11.653-j5.319) = 28.686-j17.021 \text{ МВА}; \\
S_{23} &= S_{IIA23} - S_{K1} = 26.066-j18.177 + (11.653-j5.319) = 37.719-j23.496 \text{ МВА}; \\
S_{45} &= S_{IIA45} - S_{K1} = 10.021-j6.925 - (11.653-j5.319) = -1.632-j1.606 \text{ МВА}; \\
S_{14} &= S_{IIA14} - S_{K1} = 21.046-j14.649 - (11.653-j5.319) = 9.393-j9.33 \text{ МВА}; \\
S_{13} &= S_{IIA13} - S_{K1} = 31.086-j21.983 - (11.653-j5.319) = 19.433-j16.664 \text{ МВА}; \\
S_{03} &= S_{IIA03} - S_{K1} = 65.178-j45.887 - (11.653-j5.319) = 53.525-j40.568 \text{ МВА}; \\
S_{56} &= S_{K1} = 11.653-j5.319 \text{ МВА.}
\end{aligned}$$

Перевірка правильності розрахунку за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{cases}
S_{23} \cdot Z_{23} + S_{72} \cdot Z_{72} + S_{67} \cdot Z_{67} - S_{13} \cdot Z_{13} - S_{03} \cdot Z_{03} - S_{14} \cdot Z_{14} - S_{45} \cdot Z_{45} + S_{56} \cdot Z_{56} = \\
= (37.719-j23.496) \cdot (8.052+j13.92) + (28.686-j17.021) \cdot (9.706+j10.116) + \\
+ (17.661-j9.377) \cdot (6.832+j11.811) - (19.433-j16.664) \cdot (7.564+j13.076) - \\
- (53.525-j40.568) \cdot (4.248+j14.394) - (9.393-j9.33) \cdot (10.55+j14.394) - \\
- (-1.632-j1.606) \cdot (4.012+j13.595) + (11.653-j5.319) \cdot (3.776+j12.795) = 0
\end{cases}$$

										ДП. 7116.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							41

Ітераційний процес розрахунку потоків потужності ділянками та напруги в пунктах на першій ітерації наведено в таблиці 1.24

Таблиця 1.24 – Ітераційний розрахунок потоків потужності та рівнів напруги пунктів на першій ітерації розрахунку

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{Zi} , МВА	0-3	1.433-j4.856	2-7	0.892-j0.93
	1-3	0.41-j0.708	4-5	$1.74 \cdot 10^{-3}$ -j $5.89 \cdot 10^{-3}$
	1-4	0.153-j0.209	5-6	0.051-j0.174
	2-3	1.314-j2.272	6-7	0.226-j0.39
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Ys} , МВА	1	0.031+j0.693	5	0.042+j1.395
	2	0.031+j0.694	6	0.026+j0.878
	3	0.031+j1.46	7	0.026+j0.686
	4	0.042+j0.77		
Додаткові навантаження пунктів ΔS_{IIs} , МВА	1	0.312+j0.234	5	0.069+j1.305
	2	1.134-j0.907	6	0.164+j0.596
	3	1.61-j2.459	7	0.585+j0.026
	4	0.119+j0.662		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень ΔS_{Di} , МВА	0-3	9.27-j4.255	2-7	1.888+j1.067
	1-3	-0.639+j1.757	4-5	-1.07+j0.86
	1-4	-0.951+j1.523	5-6	1.139+j0.445
	2-3	3.022+j0.16	6-7	1.303+j1.041
Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	1	10.353-j7.099	5	10.089-j5.62
	2	10.167-j7.382	6	6.172-j3.462
	3	9.635-j8.185	7	11.61-j7.619
	4	11.145-j7.062		
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PEZi}	0-3	62.796-j44.822	2-7	30.574-j15.954
	1-3	18.795-j14.907	4-5	-2.703-j0.746
	1-4	8.442-j7.808	5-6	12.792-j4.874
	2-3	40.741-j23.336	6-7	18.964-j8.336
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	110.195	5	112.527
	2	107.291	6	113.506
	3	113.213	7	111.479
	4	112.533		

Розрахунок відхилень напруги на першій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(1)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(0)}}{U_1^{(0)}} \right| = \left| \frac{110.195 - 110}{110} \right| = 1.773 \cdot 10^{-3} \%$$

Відхлення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 1.25.

Таблиця 1.25 – Відхлення напруги від початкових наближень для пунктів мережі

										Арк.
										42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.14.1.013.ПЗ					

Продовження таблиці 1.26

Результуюче навантаження пункту S_{P_s} , МВА	1	10.345-j7.083	5	10.09-j5.55
	2	10.167-j7.414	6	6.167-j3.392
	3	9.608-j8.017	7	11.611-j7.596
	4	11.145-j7.023		
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PEZ_i}	0-3	62.79-j44.672	2-7	30.563-j15.826
	1-3	18.794-j14.818	4-5	-2.695-j0.712
	1-4	8.45-j7.735	5-6	12.785-j4.838
	2-3	40.729-j23.239	6-7	18.952-j8.23
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	110.225	5	112.539
	2	107.325	6	113.514
	3	113.232	7	111.499
	4	112.549		

Розрахунок відхилень напруги на третій ітерації для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(3)} = \left| \frac{U_1^{(3)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(2)}} \right| = \left| \frac{110.225 - 110.2251}{110.225} \right| = 5.15 \cdot 10^{-6} \%$$

Відхлення напруги від напруги на другій ітерації для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 1.27.

Таблиця 1.27 – Відхилення напруги від напруги на другій ітерації для пунктів мережі

Відхилення напруги в пунктах, %	1	$5.15 \cdot 10^{-6}$	5	$5.28 \cdot 10^{-6}$
	2	$6.822 \cdot 10^{-6}$	6	$5.19 \cdot 10^{-6}$
	3	$3.647 \cdot 10^{-6}$	7	$5.561 \cdot 10^{-6}$
	4	$5.616 \cdot 10^{-6}$		

Втрати потужності в схемі на третій ітерації:

$$S_{БП}^{(3)} = S_{AP03} + 0.5(\Delta S_{AZ03}) + Y_0 \cdot U_0^2 = 62.79-j44.672 + 0.5(1.395-j4.728) + j89.58 \cdot 10^{-6} \cdot 121^2 = 64.205-j48.044 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{БП}^{(3)} = S_{БП}^{(3)} - S_{\Sigma} = 64.205-j48.044 - (65-j41.955) = -0.814-j6.134 \text{ МВА};$$

$$\left| \frac{\Delta S_{БП}^{(3)} - \Delta S_{БП}^{(2)}}{\Delta S_{БП}^{(2)}} \right| = \left| \frac{-0.814-j6.134 - (-0.813-j6.138)}{-0.813-j6.138} \right| = 0.063 \%$$

Перевірка допустимості струмового навантаження ділянками схеми наведена в таблиці 1.28.

										Арк.
										44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.141.013.ПЗ					

1.9 Розрахунок відгалужень ПБЗ та РПН

Втрати напруги в обмотках, зведені до шин ВН для пункту 1:

$$\Delta U_{ТВ1} = \frac{(P_{НН1} + P_{СН1} + \Delta P_{ТЗ1} + G_{БТ1} \cdot U_1^2) \cdot R_{БВ1}}{U_1^2} - \frac{(Q_{НН1} + Q_{СН1} + \Delta Q_{ТЗ1} + B_{БТ1} \cdot U_1^2) \cdot X_{БВ1}}{U_1^2} =$$

$$= \frac{(5 + 5 + 0.04 + 25.71 \cdot 10^{-5} \cdot 116.615^2) \cdot 2.513}{116.615^2} - \frac{\left(\begin{matrix} (-3.099) + (-3.36) + (-0.874) + \\ + (-16.64) \cdot 116.615^2 \end{matrix} \right) \cdot 71.084}{116.615^2} =$$

$$= 5.694 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ТС1} = \frac{P_{СН1} \cdot R_{БС1} - Q_{СН1} \cdot X_{БС1}}{U_1 - \Delta U_{ТВ1}} = \frac{5 \cdot 2.513 - (-3.099) \cdot 0}{116.615 - 5.694} = 0.113 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ТН1} = \frac{P_{НН1} \cdot R_{БН1} - Q_{НН1} \cdot X_{БН1}}{U_1 - \Delta U_{ТВ1}} = \frac{5 \cdot 2.513 - (-3.36) \cdot 41.328}{116.615 - 5.694} = 1.365 \text{ кВ}.$$

Зведені рівні напруги шин СН та НН до шин ВН:

$$U_{ПС1} = U_1 - \Delta U_{ТВ1} - \Delta U_{ТС1} = 116.615 - 5.694 - 0.113 = 110.808 \text{ кВ};$$

$$U_{ПН1} = U_1 - \Delta U_{ТВ1} - \Delta U_{ТН1} = 116.615 - 5.694 - 1.365 = 109.556 \text{ кВ}.$$

Бажані значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанції 1 для режиму максимальних навантажень складе:

$$\omega_{вж1} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{тн1}}{U_{те1} \cdot U_{ндж}} - 1 = \frac{109.556 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.002;$$

Розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів підстанції 1:

$$N_{\epsilon 1} = \frac{\omega_{вж1}}{\omega_{\epsilon 0}} = \frac{-0.002}{0.0178} = -0.111; \quad N_{\epsilon 1}^{cm} = 0.$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН для трансформатору на підстанції 1:

$$\omega_{\epsilon 1}^{cm} = N_{\epsilon 1}^{cm} \cdot \omega_{\epsilon 0} = 0 \cdot 0.0178 = 0$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах НН підстанції 1:

$$U_{нд1} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{тн1}}{U_{те1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})} = \frac{109.556 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10.479 \text{ кВ}$$

										ДП.7116.141.013.ПЗ	Арк.
											46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Таблиця 1.29 - Результат розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ для трансформаторів пунктів мережі, а також перевірка за умовою перезбудження живильної обмотки трансформатора для режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму

Вузол	$U_{S'}$ кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	$U_{ПС}$ кВ	$U_{ПН}$ кВ	$\omega_{ВЖ}$	$\omega_{СЖ}$	N_B^{cm}	N_C^{cm}	$U_{сд}$ кВ	$U_{НД}$ кВ	$N^{гран}$
Режим максимальних навантажень													
1	116.6 1	5.69	0.11	1.37	110.81	109.56	-0.002	0.038	0	2	37.1	10.48	-4
2	116.0 8	5.01	0.11	1.09	110.96	109.98	0.002	0.036	0	1	37.15	10.52	-4
3	117.8 1	4.32	0.09	1.07	113.4	112.42	0.024	0.032	1	1	37.96	10.56 5	-3
4	117.0 2	3.42	0.07	0.82	113.52	112.77	0.027	0.049	2	2	38.00	10.41 6	-3
5	118.2	3.03	0.07	0.65	115.10 3	114.52 2	0.043	0.035	2	1	38.53 4	10.57 8	-2
6	116.9 6	2.655	-	2.58	-	111.72 4	0.018	-	1	-	-	10.5	-3
7	116.0 9	3.42	0.08	0.66	112.59 1	112.00 9	0.02	0.04	1	2	37.69 3	10.52 7	-3
Післяаварійний режим													
1	110.2 3	6.01	0.12	1.45	104.11	102.78	-0.064	0.026	-4	1	34.85 3	10.58 4	-7
2	107.3 3	5.39	0.12	1.19	101.81	100.74	-0.082	0.029	-5	1	34.08 4	10.57 8	-8
3	113.2 4	4.48	0.09	1.11	108.67	107.64	-0.019	0.039	-1	2	36.37 9	10.48 3	-5
4	112.5 6	3.55	0.07	0.86	108.94	108.15	-0.015	0.037	-1	1	36.47	10.53 3	-5
5	112.5 4	3.17	0.07	0.68	109.3	108.69	-0.01	0.033	-1	1	36.59 1	10.58 4	-5
6	113.5 2	2.73	-	2.69	-	108.1	-0.015	-	-1	-	-	10.52 7	-4
7	111.5	3.55	0.08	0.69	107.87	107.26	-0.023	0.047	-1	2	36.11 2	10.44 5	-5

Висновки до розділу 1

У першому розділі було проведено синтез п'яти схем, з яких були обрані дві найкращі. Для пунктів мережі були обрані тип, кількість та потужність трансформаторів. Було проведено техніко-економічне порівняння перерізів проводів, та двох варіантів конфігурацій схем з метою виявлення найбільш економічно вигідних. Розраховано параметри схем заміщення ЛЕП та трансформаторів. Проведений ітераційний розрахунок режимних параметрів електричної мережі у режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі. Обрані відгалуження РПН та ПБЗ.

					ДП.7116.141.013.ПЗ				Арк.
									48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

2 КЛАСИФІКАЦІЯ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Елементи енергосистеми часто підлягають ризику пошкодження. Найпоширеніші з них - лінії електропередавання (ЛЕП) високої напруги. Наслідком того, що ЛЕП функціонує неналежним чином, є недоотпуск електроенергії або збільшення собівартості та якості електропостачання.

Через це, перед ремонтними службами підприємств електромереж постає важливе завдання - якнайшвидше знайти місце пошкодження і організувати ремонтно-відновлювальні заходи.

Існують труднощі з виявленням пошкодження, яке самостійно усувається, але при цьому після автоматичного повторного включення ЛЕП продовжує функціонувати. Після таких дефектів частина ізоляторів в гірлянди виявляються пробитими і на ЛЕП залишається, послаблене місце, яке може призвести до аварійного порушення.

Через це потрібно виявляти не тільки місце стійкого, а й самоусуваючого пошкодження.

Методи і засоби визначення місця пошкодження (ВМП) на ЛЕП зазнали широкого застосування в елементах електросистеми.

Найчастіше застосовуються на практиці такі з них:

- топографічні;
- дистанційні.

Топографічні методи полягають у визначенні шуканого місця при русі на трасі, при цьому як засоби топографічного пошуку місця пошкодження знаходяться у користуванні пошукової бригади.

Сутність дистанційних методів полягає у використанні засобів і пристроїв, які встановлюються на підстанціях і показують відстань до пошкодження.

Інша класифікація методів :

- високочастотні(ВЧ) методи- десятки кГц;

									Арк.
									49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП.7116.14.1.013.ПЗ

За допомогою *ємнісного методу* можна визначити ємність жилі від місця виміру до місця обриву.

Високочастотні дистанційні методи.

Імпульсивні методи – принцип їх дії базується на вимірі інтервалів часу розповсюдження електромагнітних хвиль (імпульсів) на ділянках ЛЕП.

Локаційні методи визначають час пробігу, який здійснив зондуєчий імпульс, який підлягав спеціальній генерації.

Хвильові методи визначають моменти виникнення електромагнітних хвиль, які виникають на місці пошкодження ЛЕП, на ПС .

Розповсюдження хвилі (імпульсу) по ЛЕП – складний процес, який залежить від матеріалу, розміру дротів і тросів, числа, розміщення, їх віддаленості від поверхні землі, її електропровідності.

Локаційні методи засновані на вимірі часу між моментом відправлення в ЛЕП зондуєчого електричного імпульсу і моментом приходу до початку ЛЕП імпульсу, який відображується від місця пошкодження. За вказаний час імпульси пройшли шлях, який дорівнює подвійній відстані до місця пошкодження.

Шукана відстань дорівнює:

$$L = tv / 2.$$

Метод стоячих хвиль полягає у вимірі повного вхідного опору пошкодженої ЛЕП в широкому діапазоні частот. Відстань між резонансними частотами залежить від відстані до обриву або місця КЗ.

Хвильовий метод двосторонніх вимірів заснований на вимірі часу між моментами досягнення двох закінчень ЛЕП фронтами електромагнітних хвиль, які виникають в місці пошкодження. Синхронний відлік часу на двох кінцівках ЛЕП з точністю до мікросекунд є важливою умовою реалізації цього методу.

Щоб застосувати цей метод стоячих хвиль на практиці, здійснюється відправлення синхронізуючих сигналів з одного кінця на другий, що є складним технічним завданням.

					ДП.7116.141.013.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Незалежними є тільки 3 рівняння – рівняння для фаз переходять в рівняння для послідовностей і навпаки ; коефіцієнти рівнянь є комплексними, але невідомою є тільки відстань x .

Падіння напруги для окремих послідовностей дорівнює :

$$\left. \begin{aligned} \Delta \underline{U}'_1 &= x \underline{I}'_1 \underline{Z}_{1\text{уд}}; \Delta \underline{U}'_2 = x \underline{I}'_2 \underline{Z}_{1\text{уд}}; \Delta \underline{U}'_0 = x \underline{I}'_0 \underline{Z}_{0\text{уд}}; \\ \Delta \underline{U}''_1 &= (L-x) \underline{I}''_1 \underline{Z}_{1\text{уд}}; \Delta \underline{U}''_2 = (L-x) \underline{I}''_2 \underline{Z}_{1\text{уд}}; \Delta \underline{U}''_0 = (L-x) \underline{I}''_0 \underline{Z}_{0\text{уд}}, \end{aligned} \right\}$$

де $Z_{1\text{уд}}$ і $Z_{0\text{уд}}$ – питомі опору ЛЕП в схемах прямої і нульової послідовностей. Важливо, що питома індуктивного опору одиночної ЛЕП в схемі прямої послідовності дорівнює приблизно 0,4 Ом/км, в схемі нульової послідовності – приблизно 1,4 Ом/км.

Величина k називається в теорії коефіцієнтом компенсації за струмом нульової послідовності (НП) і відображає різницю в падінні напруги в схемах прямої і нульової послідовності при протіканні по ним однакового по значенні струму.

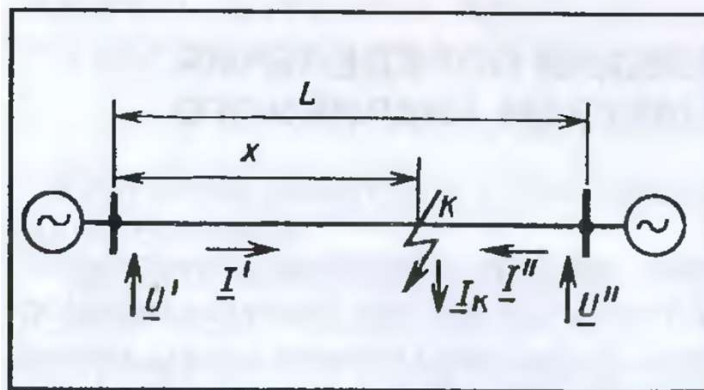


Рисунок 2.1

2.2 Вимоги до фіксуючих вольтметрів і амперметрів

Фіксуєчими вольтметрами і амперметрами є вимірюючі пристрої, які забезпечують вимір і довготривалу фіксацію значень напруги і струмів, які

									Арк.
									53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.14.1.013.ПЗ				

виникнути 2 рази з настільки малим інтервалом, що персоналу не вдається поррахувати показники пристроїв. Тому для одноразових фіксуєчих пристроїв є необхідним забезпечення фіксації при першому КЗ, а вже потім блокуватися і не давати реакції на наступні КЗ до зчитування показників.

Кратність діапазону. Можливі значення напруг і струмів, які підлягають фіксації, можуть значно змінюватися в широких значеннях. Відношення максимально можливих значень (при близьких КЗ) до мінімальних можливих значень для фіксуєчих амперметрів може бути достатньо високим. Це є причиною того, що допустима кратність діапазону фіксуєчих приладів має коливатися від 50 до 100.

Мінімальна потужність споживання. Відповідно до вимірювального входу пристрою потужність споживання повинна бути мінімальною для того, щоб зменшити навантаження на вимірювальні трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН) для того, щоб зменшити похибку.

Сполучення з пристроями автоматичного зняття показників. Фіксуєчі пристрої повинні бути пристосованими для передачі своїх показників. Можливість забезпечення зв'язку з пристроями телемеханіки передбачена такими пристроями як ФПП та ЛІФП.

2.3 Спрощені способи одностороннього виміру

Спрощені способи одностороннього виміру передбачають використання в мережах 6-35 кВ, в яких в пріоритеті простота обладнання і невисокі витрати на обслуговування і придбання пристроїв.

Для того, щоб зрозуміти краще, розглянемо три способи .

Визначення місця пошкодження за рівнем струму КЗ. Цей спосіб застосовується в мережах 6-10 кВ, як правило, за наявності ПЛ. Особливість таких ПЛ полягає у порівняно великій протяжності за наявності малого перетину дротів. Це може спричинити різкий спад рівня струму КЗ.

									Арк.
									55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП.7116.141.013.ПЗ

Щоб надати приблизну оцінку відстані на ПС на ввіді від трансформатору встановлюються пристрої, які фіксують при КЗ значення фазних струмів. Висновок про відстань до точки замикання можна зробити за допомогою показань приладів, які порівнюються з очікуваними струмами, вже розрахованими завчасно.

Зрозуміло, що точність такого способу ОМКЗ можна поставити під сумнів, але певні висновки про відстань ми зробити можемо.

Вимір напруги зворотної послідовності на тяговій підстанції. Цей спосіб застосовується в мережах 6-35 кВ на ПЛ з одностороннім постачанням. На тяговій підстанції встановлюється один фіксуючий вольтметр. Він вимірює при КЗ напругу ОП.

Зазвичай опір ОП ЕЕС нам відомо досить точно, тому можна провести розрахунки. Оскільки кількість вихідної інформації є не досить точною, через це є ймовірність похибки через :

- неврахування навантажень суміжних ЛЕП у розрахунковій схемі;
- наявності перехідного опору в місці КЗ;
- неточності у визначенні напруги навантажувального режиму.

Але перевагою є використання мінімальної кількості обладнання (один вольтметр дозволяє визначити відстань до КЗ на всіх ЛЕП, які відходять від ПС). До того ж, є ймовірність, що вимір може відбутись навіть при трифазних КЗ. Це спричинено тим, що трифазне КЗ починається з двофазного, а пристрої діють досить швидко.

Застосування засобів типу ІМФ-1. Сучасні прилади типу ІМФ-1 призначені для безпосереднього визначення відстані до місця КЗ на ПЛ напругою 6 – 35 кВ протяжність до 100 км. При цьому додатково фіксуються значення струмів КЗ, ПП і ОП, напруги ПП і ОП.

Розрахунок відстані до місця КЗ здійснюється за формулою:

$$L_k = U_{п.ф} (I_{п.ф} Z_{уд})$$

									Арк.
									56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП.7116.141.013.ПЗ

де $Z_{уд} = \sqrt{X_{уд}^2 + R_{уд}^2}$, $R_{уд}$ – питомий активний опір ЛЕП в схемі ПП; $X_{уд}$ – питомий реактивний опір ЛЕП в схемі ПП; $U_{п.ф}$ – діюче значення напруги між пошкодженими фазами; $I_{п.ф}$ – діюче значення різності струмів пошкоджених фаз ЛЕП.

Важливо, що при вмиканні пристрою на ТТ ПЛ можливі похибки через насичення ТТ.

2.4 Варіанти способів одностороннього виміру

Застосувати технічну реалізацію до одностороннього виміру можливо багатьма шляхами, але вони, як наслідок, мають один результат. Наведемо нижче варіанти, які можна застосувати до однофазних замикань.

Ітераційний розрахунок. Його значення полягає у послідовному наближенні до шуканої точки КЗ від деякої початкової точки, взятої довільно. Критеріїв, які визначають напрям руху і кінець пошуку, може бути декілька.

В якості критерію може бути напрям вектора:

$$\Delta Z_{уд} = \frac{3I_0}{C_{оп}(I_{ф} + kI_0)}$$

Розрахунки значень цільових функцій при переміщенні ймовірного місця КЗ вздовж ПЛ. В якості *прямої цільової функції* можемо використовувати значення реактивної потужності в точці КЗ. Для цього нам потрібно знати струм в перехідному опорі I_k , але це можливо за наявності двостороннього виміру.

Поняття *непрямої цільової функції* означає заміну струму в перехідному стані близьким йому по фазі струмом.

В якості опорного можна взяти струм ОП або НП, а також складову струму фази або аварійну складову струму ПП.

Якщо ми побудуємо графік зміни цільової функції при переміщенні ймовірного місця КЗ вздовж ПЛ. Тоді точка КЗ визначиться на перетині графіку з віссю ПЛ.

									Арк.
									57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП.7116.14.1.013.ПЗ				

Якщо вивести значення цільової функції в місці встановлення приладу і поділити його на втрати реактивної потужності, то результат буде однаковим і буде співпадати з результатом розрахунку по формулі.

Визначення місця за миттєвим значенням струму і напруги.

Способи одностороннього ОМКЗ, які ми розглянули вище, засновані на розрахунках за інтегральними параметрами електричних величин(струму, напруги). Термін *інтегральні параметри* вживається в такому значенні, що ЕВМ отримує інтегральні параметри шляхом виміру і обробки декількох миттєвих значень.

Облік відгалужень з трансформаторами із заземленими нейтраліями.

Оскільки струм навантажень більше струму КЗ, то у випадку якщо нейтраль трансформатору буде заземлена, то впливом відгалуження можна знехтувати.

Так як вказане підживлення дорівнює струмам НП у місці виміру, то при заземленій нейтралі, розрахунок відстані за відгалуженням, без урахування підживлення від нейтралі, буде неточним. В такому випадку розрахунок також буде проводитись з «уявним перенесенням приладу»

Спочатку відстань розраховується за електричними величинами в точці виміру без урахування відгалуження. Якщо підрахована відстань менше $L_{от}$, то розрахунок закінчується, але якщо більше, то розрахунок повторюється «з перенесенням приладу» в точку відгалуження.

2.5 Похибки одностороннього визначення місця пошкодження

Способи, які ми розглянули вище мають визначену кількість джерел похибок.

Прилади МІР, ФІМ, ІМФ можуть враховувати вплив лише однієї взаємної індукції. Зазвичай землі ПЛ і ПС відходять коридорами, з метою економії. При

									Арк.
									58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ДП.7116.141.013.ПЗ

цьому вони створюють численні взаємоіндукції, з яких доводиться обрати ту, яка має найбільший вплив.

Питання усунення похибки не є особливо проблематичним. Його можна вирішити шляхом створення систему отримання інформації від всіх ПЛ, які відходять даним коридором. Також існують комп'ютерні програми, які ведуть розрахунки за даними багатьох приладів.

Комплексність струморозподілення за схемою НП – комплексність коефіцієнту струморозподілення C_{op} , яке визначається виразом. Якщо коефіцієнт є комплексним числом, тоді струм НП в місці виміру не співпадає з кутом зі струмом у перехідному опорі.

З формальної точки зору, похибка виявляється тому, що прилади змушені вести розрахунок за допомогою приближеної формули, яка не враховує кут $\beta = \arg$, а не точної. Причиною є відсутність точної інформації щодо фази струму в перехідному опорі.

Існує доволі широкий діапазон змін опору ЕЕС. При індуктивному опорі ЕЕС і активно- індуктивний опір ПЛ кут β при КЗ на початку ПЛ завжди негативний, при КЗ в кінці завжди позитивний.

Не дивлячись на все, існують шляхи зменшення впливу комплексності струморозподілення. Для цього необхідно вирішити рівняння:

$$X_{1k} = \frac{X - R \operatorname{tg}(\alpha - \beta)}{\operatorname{tg}\varphi - (\alpha - \beta)} \operatorname{tg}\varphi$$

залежність відстані від електричних величин і залежність β від відстані. Тоді ми отримаємо квадратне рівняння, один з коренів якого дає шукану відстань.

2.6 Інтерфейси фіксуєчих приладів

Фіксуєчі прилади (ФПМ, МФІ, МІР та ін.) забезпечені послідовним інтерфейсом, через який спрацювавший прилад може надати відомості про відстань до місця КЗ і про симетричні складові струмів і напруги під час аварійного

									Арк.
									59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

порушення. Повідомлення пристрою супроводжується визначеною сумою, з метою підвищення достовірності даних. Пристрій в змозі повторити своє повідомлення у разі помилки передач. Прогресивність інтерфейсів дійшла такого рівня, що існують такі версії програмного забезпечення приладів, які можуть обробити запит на повторення в будь-який час. Для деяких версій програмного забезпечення не є проблемою обмеження в числі повторів. Інші з них можуть блокувати роботу з інтерфейсом на довгий час при великій кількості повторів.

В приладі МФІ/РПІ можна викликати повторну передачу приладу в будь який час, але не пізніше 32 годин після спрацювання. Але у разі якщо сеанс зв'язку був завершений, в приладі ФПМ примусовий повтор передачі є неможливим.

В приладах ФМП і МФІ/РПІ час, за який приймач повинен відреагувати на запит, не повинен перевищувати 8 с. Коли приймач отримує запит, він повідомляє приладу про свою готовність приймати дані, потім він починає їх передачу. Контрольною сумою всіх переданих байтів є останній переданий байт. Коли передача вже закінчена, прилад чекає 1 с запиту на повтор. Передача повідомлень закінчується, якщо приймач такого запиту не видав.

Рівні електричних сигналів інтерфейсу приладів МФІ/РПІ і ФПМ узгоджуються з рівнями логічних ТТЛ мікросхем. Для цього використовуються три сигнальних дроти (*BIT*, *RPT*, *RDY*) загальний дріт ($T-$) і дріт ($T+$) для постачання + 5 В на інтерфейсу частину приладу, яка відокремлена від приладу оптронною розв'язкою.

Дріт *BIT* застосовується для передачі запиту на зв'язок від приладу до приймача. Постачання +5 В повинен надавати приймач. Коли приймач зафіксував логічну 1 на дроті *BIT*, підтверджує свою готовність до зв'язку, виставляє логічну 1 на *RDY* і чекає на дані. Прилад починає послідовну передачу по дроту *BIT*, коли виявив логічну 1 на *RDY*.

Після передачі на лінії *BIT* встановлюється рівень логічного 0. Прилад протягом 1 с аналізує стан лінії *RPT*. Якщо буде виявлено логічну 1, тоді прилад повторює передачу останнього повідомлення, а якщо ні – прилад почне передачу

										Арк.
										60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП.7116.141.013.ПЗ

наступного повідомлення. Якщо вся інформація була передано, прилад повернеться в черговий режим.

Рівням, прийнятим за допомогою схеми «Струмова петля» відповідають рівні електричних сигналів інтерфейса приладів МФІ і МІР. Для цього використовуються чотири дроти : R+ , R- , D+ , D- .

Дротоми R+ і R- до прибору надходить дозвіл на передачу і команда примусового запуску приладу. А за допомогою дротів D+ і D- з приладу надається вся інформація, яка передається та запит на зв'язок. Інтерфейс гальванічно розв'язаний від приладу за допомогою оптронів. Постачання струмових петель забезпечується за участю приймача.

Дроти D+ і D- мають чергові режими, в яких протікає струм близько 20 мА. Коли він зникає, це є сигналом запиту до приймача. При отриманні такого запиту, приймач вмикає струм близько 20 мА в дротах R+ і R- і починає отримання даних, які передає прилад.

В дротах D+ і D- стоповому біту відповідає відсутність струму, а стартовому – його наявність.

Особливістю приладів МФІ та МІР є те, що вони дозволяють застосовувати примусовий пуск через інтерфейс. При цьому, жодних додаткових апаратних засобів вони не застосовують. Наявність струму в R- і D- дротах є сигналом для пуску приладу. Коли з'являється струм, який дозволяє пуск, це змушує прилад переходити на вимір і обрахунок струмів і напруг. У разі якщо прилад виявляє на підставі розрахунків, що на ПЛ було КЗ, тоді він виставить запит на D- дротах і звичайним способом зчитує з нього дані. Якщо ні – то запит на передачу в інтерфейс не виставить, але розпочне примусовий пуск через інтерфейс передачу даних, у відповідь на наступний сигнал.

Дуже часто може статись принаймні один запит повторної передачі. Це спричинено тим, що через помилку в програмному забезпеченні приладу, його повідомлення неможливо отримати без помилок.

Всередині приладів МФІ та МІР формується імпульс тривалістю 50 – 80 мс після запуску приладу. Залежно від того, скільки триває набір даних для

					ДП.7116.141.013.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найскладнішою проблемою автоматичних шукачів – це створення палаючою дугою на ПЛ перешкод під час КЗ. Вирішити це можна так : шукач під час роботи (0,04 – 0,08 с) відсилає у ПЛ багато імпульсів. Потім з ПЛ надходять відображені від місця пошкодження імпульси та імпульси перешкод. Але є спосіб відфільтрувати перешкоди : всі відображені надходять через один й той самий час t після посилки зондуючих, а перешкоди випадково розділені за часом.

Висновки до розділу

Під час дипломного проектування було визначено, що ЛЕП підлягає високому ризику пошкодження серед елементів енергосистеми. Пошкодження леп супроводжується погіршенням якості та збільшенням собівартості електроенергії.

Виявлення пошкодження є досить не простим завданням для ремонтних служб, яке потребує якнайшвидшого вирішення.

Існують два основних методи пошуку пошкодження. Топографічний метод полягає у пошуку пошкодження приладами топографічного пошуку, в той час, як дистанційний метод полягає у використанні засобів та приладів встановлених безпосередньо на підстанції.

Данні методи не є протилежними, а навпаки, є доповненням один одного для досягнення більшої точності та швидкості пошуку місця пошкодження.

Топографічні методи розрізняються за способом пошуку місця пошкоджень: зміною електричного та магнітного поля (індукційний метод), пошуку механічних коливань (акустичний метод), фіксації електричних потенціалів (потенційний метод) або механічних зусиль (електромеханічний метод)

Дистанційні ж методи розділяються на дві частини: низькочастотні, які включають в себе вимір опору жил кабеля (петлевий метод) та визначення ємності жили (ємнісний метод) та високочастотні, який включає в себе:

Імпульсивні, локаційні та хвильові методи.

Кожний з вимірюючих приладів оснащений фіксуючим вольтметром та амперметром. Кожний фіксуючий пристрій повинен задовольняти наступні

										Арк.
										63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП.7116.14.1.013.ПЗ

вимоги: точність, селективність, кратність запам'ятованості, швидка дія, блокування, кратність діапазону, мінімальна потужність споживання, сполучення з пристроями автоматичного зняття показників.

					ДП.7116.141.013.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Методом моментів було зконфігурована 5 варіанти схем та вибрано дві оптимальних. Техніко-економічним порівнянням вибрано другу схему, через її менші капіталовкладення.

За заданими навантаженнями було вибрано тип, кількість та потужність трансформаторів. Розраховані оптимальні перерізи проводів для кожної ділянки.

Данні з розрахунків післяаварійного режиму та режиму максимальних навантажень відобразили правильність вибору проводів, зазначили, що напруга у всіх пунктах районної електричної мережі знаходяться в межах регульовального діапазону силових трансформаторів, а струми ділянок мережі є меншими за гранично допустимі значення нагріву.

В ході визначення можливих варіантів пошуку пошкодження кабельної та повітряної лінії електропередавання, визначено два основних способи пошуку пошкодження, кожний з яких складається з декількох методів, відмінних між собою використанням різних приладів для фіксування певних відхилень від нормально працюючої мережі. Було визначено що топографічні та дистанційні методи являються не протилежними, а навпаки, доповненням один одного для досягання найбільшої точності та швидкості пошуку місця пошкодження.

Також були визначені необхідні вимоги до фіксуючих вольтметрів та амперметрів та похибки способу одностороннього визначення місця пошкоджень.

					ДП. 7116.14.1.013.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перелік посилань

1. Електричні мережі та системи. Районі електричні мережі [Текст] : метод. вказівки до викон. курсов. проекту з дисципліни для студ. та студ.-іноземців на пряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Уклад.: В. М. Сулейманов
2. Кузнецов А. П. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередач. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 94 с.
3. Е. А. Аржанников, А. М. Чухин. Методы и приборы определения места короткого замыкания на линии. – 1998. – 74 с.
4. О. Ю. Егорова, О. Б. Егоров, Т. А. Карова. Порівняльний аналіз методів визначення місця пошкодження ПЛЕП. – Харків, УПА. – 2009, № 2. – С. 141-144.

					ДП. 7116.141.013.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

