

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

В.В.Кирик
“ ___ ” _____ 2019 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня «бакалавр»
(назва ОКР)

з напрямку підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»
(код та назва напрямку підготовки)

на тему: «Електрична мережа з джерелом генерування та інноваційні технології спорудження підземних трансформаторних підстанцій»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-с51

Лопуга Валентин Вікторович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: канд. техн. наук, доц., Казанський С.В.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____
(підпис)

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут (факультет) «Електроенергетехніки та автоматики»

Кафедра «Електричних мереж та систем»

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Лопузі Валентину Вікторовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Електрична мережа з джерелом генерування та інноваційні технології спорудження підземних трансформаторних підстанцій»

керівник проекту Казанський Сергій Володимирович, канд. техн. наук., доцент,
затверджені наказом по університету від 8 квітня 2019 р. № 1085-с.

2. Строк подання студентом проекту 11 червня 2019 р.

3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1. Обрати тип, потужність та кількість трансформаторів на підстанціях.
2. Розрахувати параметри Z-схеми електричної мережі.
3. Розрахувати режими роботи електричної мережі.
4. Обрати регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів.

5. Перелік графічного матеріалу:

- 5.1. Вибір параметрів електричної мережі.
- 5.2. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.
- 5.3. Особливості спорудження підземних трансформаторних підстанцій.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання: 8 квітня 2019 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Розрахунок режимів роботи замкненої мережі	08.04. – 30.04.	
2	Дослідження технологій спорудження підземних трансформаторних підстанцій	01.05. – 19.05.	
3	Підготовка креслень	20.05. – 02.06.	
4	Оформлення пояснювальної записки	03.06. – 11.06.	

Студент

(підпис)

Лопуга В.В.

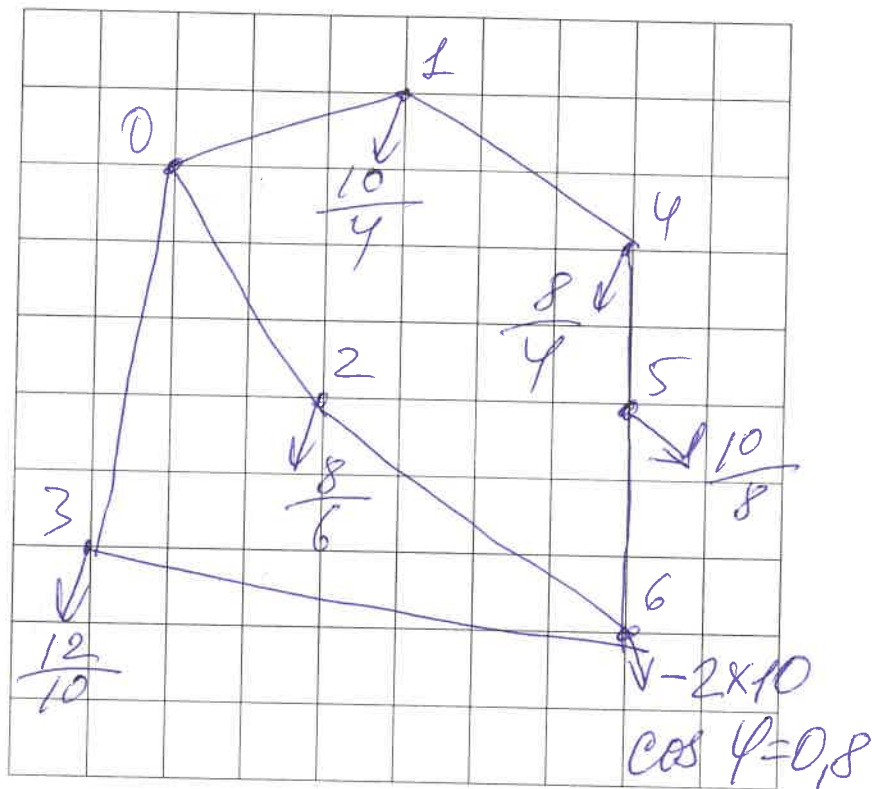
Керівник проекту

(підпис)

Казанський С.В.

Додаток до завдання на дипломну роботу
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "бакалавр")
районної електричної мережі напругою 110 кВ

Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці _____.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,82$. $\cos \varphi_{н} = 0,8$. $T_{max} = 3200$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Світоч, II
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha =$ _____ (%), р-н I – II.
- $M_{гран} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:
числитель – навантаження на стороні С.Н.;
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних триконтурних схем мережі.

Завдання
видане

Дата 08.04.19

Підпис викладача

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Електрична мережа з джерелом генерування та інноваційні технології спорудження підземних трансформаторних підстанцій»

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП5116.6.050701.009 ПЗ	Пояснювальна записка	78	
3	A1	ДП5116.6.050701.01.009 ТК	Вибір параметрів електричної мережі	1	
4	A1	ДП5116.6.050701.02.009 ТК	Розрахунок режимів роботи електричної мережі	1	
5	A1	ДП5116. 6.050701.03.009 ТК	Особливості спорудження підземних трансформаторних підстанцій	1	

					ДП5116.6.050701.009 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>				
<i>Розроб.</i>	Лопуга В.В.				Електрична мережа з джерелом генерування та інноваційні технології спорудження підземних трансформаторних підстанцій	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>	Казанський С.В.						5	78
<i>Н.контр.</i>	Казанський С.В.					НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА ЕС-с51		
<i>Затв.</i>	Кирик В.В.							

РЕФЕРАТ

Обсяг – 78 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 29. Таблиць – 27.

В даному бакалаврському проекті розглянуто варіант побудови та розрахунок режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ за наявності в ній пункту генерації. Бакалаврський проект включає в себе наступні розділи: вибір числа, потужності та типу трансформаторів на підстанціях, вибір оптимальних перерізів ліній електропередачі. Був проведений розрахунок максимального та аварійного режимів роботи електричної мережі, а також були розглянуті варіанти регулювання напруги на сторонах середньої і низької напруги.

Бакалаврський проект містить пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з 3 креслень.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Лопуга В.В., Казанський С.В., «Інноваційні технології спорудження підземних трансформаторних підстанцій у місті Києві» // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів та студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» – 2018. – с. 126 – 129.

ПОТУЖНІСТЬ, СТРУМ, НАПРУГА, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПРОВІДНІСТЬ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, РЕЖИМ РОБОТИ.

					ДП5116.6.050701.009 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ABSTRACT

Size – 78 pages of typewritten text.

Illustrations – 29. Tables – 27.

In this bachelor project was considered the variant of construction and calculation of operation modes of regional electric power network of the voltage of 110 kV with the presence of generation point in it. The bachelor project includes the following parts: the choice of the number, power and type of transformers at the substations, the choice of optimal cross sections of the transmission lines. The calculation of the maximum and emergency operation modes of the electrical network was carried out, as well as variants of voltage regulation on the sides of medium and low voltage were considered.

The bachelor project includes an explanatory note and a graphic part consisting of 3 drawings.

Publications on the subject of research:

1. Lopuha V.V., Kazansky S.V., «Innovative technologies of construction of underground transformer substations in Kyiv» // International scientific and technical journal of young scientists, postgraduates and students «Modern problems of electrical engineering and automatics» – 2018. – p. 126-129.

POWER, CURRENT, VOLTAGE, VOLTAGE REGULATION,
TRANSFORMER, CONDUCTIVITY, ELECTRICITY LINE, OPERATION
MODE.

					ДП5116.6.050701.009 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ.....	11
1.1 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях.....	11
1.2 Розрахунок L-схеми мережі.....	14
1.3 Вибір перерізів проводів на ділянках.....	16
1.4 Розрахунок параметрів Z-схеми.....	28
1.5 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях.....	34
1.6 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	45
1.7 Регулювання напруги силових трансформаторів.....	50
Висновки до розділу 1.....	53
2 ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ СПОРУДЖЕННЯ ПІДЗЕМНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	54
2.1 Загальні принципи спорудження підземних ТП. Нормативні вимоги.....	54
2.2 Технологія та послідовність будівництва підземної трансформаторної підстанції.....	65
2.3 Розрахунок вентиляції приміщення трансформаторної підстанції.....	71
Висновки до розділу 2.....	74
ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	77
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	78

					ДП5116.6.050701.009 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ЕЕ – електрична енергія;
ТП – трансформаторна підстанція;
РУ – розподільча установка;
ЛЕП – лінія електропередачі;
СН – середня напруга;
НН – низька напруга;
РПН – регулювання під напругою;
ПБЗ – перемикання без збудження;
IP – International Protection Marking (ступінь захисту оболонки);
PG – трубна циліндрична різьба;
ДБН – Державні Будівельні Норми;
ПУЕ – Правила Улаштування Електроустановок;
НПАОП – Нормативно-правові акти з охорони праці;
IEC – International Electrotechnical Commission (Міжнародна електротехнічна комісія);
DIN – Deutsches Institut für Normung (німецький інститут зі стандартизації).

					ДП5116.6.050701.009 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

ВСТУП

Дипломний проект бакалавра має на меті закріплення знань та навичок в області проектування та розрахунку режимів роботи електричних мереж високих класів напруги.

Метою виконання даного проекту є перевірка навичок використання отриманих знань в області проектування електричних мереж, для забезпечення пошуку найефективніших шляхів розробки енергетичних систем, які будуть задовольняти усі сучасні вимоги споживачів, а також аналізу та оцінки результатів розрахунків, для забезпечення найбільш економічних показників розробленої системи.

В індивідуальному бланку завдання наведені наступні вихідні дані:

- номінальна напруга електричної мережі;
- ситуаційний план розміщення споживачів та джерел генерації;
- навантаження споживачів та потужність генерації;
- косинуси кутів обмоток середньої та низької напруги;
- кількість годин використання максимуму навантаження.

Навантаження пунктів задано дробом, де в чисельнику вказано навантаження на шинах середньої напруги (СН), а в знаменнику – на шинах низької напруги (НН) знижувальних підстанцій. Така постановка завдання вказує на необхідність встановлення в цих пунктах триобмоткових трансформаторів. Для пунктів генерації електричної енергії вказана кількість генераторів та їх активна потужність, а також косинус кута даних пунктів.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ

1.1 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях

При постановці завдання про проектування електричної мережі напругою 110 кВ першим кроком є обґрунтований вибір силових трансформаторів на знижувальних підстанціях. Вибір здійснюють на основі заданих потужностей споживання, враховуючи категорію споживачів. Зважаючи на це, прийmemo до встановлення по два силових трансформатора в кожному пункті. Крім того обрані трансформатори мають забезпечувати надійне живлення споживачів при найефективнішому використанні їх встановленої потужності.

Визначимо кути навантаження обмоток середньої та низької напруги:

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos \varphi_{сн}) = \arccos(\cos 0,82) = 34,915^\circ;$$

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos \varphi_{нн}) = \arccos(\cos 0,8) = 36,87^\circ.$$

Також визначимо кут генерації для пункту 6:

$$\varphi_2 = \arccos(\cos \varphi_2) = \arccos(\cos 0,8) = 36,87^\circ.$$

Визначимо реактивну потужність споживання на сторонах СН та НН понижуючих підстанцій, за умови що вона носить індуктивний характер.

Приклад розрахунку наведено для пункту 1:

$$Q_{сн1} = -P_{1сн} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = -10 \cdot \operatorname{tg}(34,915^\circ) = -6,98 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн1} = -P_{1нн} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{нн}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(36,87^\circ) = -3 \text{ МВАр}.$$

Визначимо сумарне навантаження знижувальної підстанції:

$$\dot{S}_1 = P_{1сн} + P_{1нн} + j(Q_{1сн} + Q_{1нн}) = 10 + 4 + j(-6,98 - 3) = 14 - 9,98 \text{ МВт}.$$

Визначимо модуль навантаження підстанції:

$$S_{\max 1} = \sqrt{(P_{1сн} + P_{1нн})^2 + (Q_{1сн} + Q_{1нн})^2} = \sqrt{(10 + 4)^2 + (-6,98 - 3)^2} = 17,193 \text{ МВт}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В табл. 1.1 наведено результати аналогічних розрахунків для решти підстанцій.

Таблиця 1.1 – Розрахункові параметри пунктів схеми

№ пункту	Активна потужність P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність, \dot{S} , МВА	Модуль потужності S_{max} , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	10	4	-6,98	-3	14-j9,98	17,193
2	8	6	-5,584	-4,5	14-j10,084	17,254
3	12	10	-8,376	-7,5	22-j15,876	27,13
4	8	4	-5,584	-3	12-j8,584	14,754
5	10	8	-6,98	-6	18-j12,98	22,192
6	-20		15		-20+j15	25

Використовуючи значення повних потужностей споживання підстанцій, визначаємо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів. При цьому потужність кожного обирається таким чином, щоб при аварійному відключення одного, інший працював з допустимим перевантаженням в 40%, та забезпечив нормальне енергопостачання споживачів.

Оскільки потужність генерації в пункті 6 невелика, припустимо що в даному пункті реалізована система збірних шин, до якої під'єднано два трансформатора зв'язку між шинами та мережею 110 кВ. Два трансформатори зв'язку обираємо для забезпечення видачі активної потужності в мережу за умовами надійності. Таким чином, вибір трансформаторів для пункту генерації ніяким чином не відрізняється від вибору для інших пунктів.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо потужності встановлених силових трансформаторів:

Для пункту 1:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{\max 1} = 0,7 \cdot 17,193 = 12,035 \text{ МВА.}$$

Згідно довідника «Електрична частина станцій та підстанцій» приймаємо до встановлення в пункті 1 два силових трансформатора типу ТДТН-16000/110.

В табл. 1.2 наведені результати вибору трансформаторів для інших пунктів схеми. В табл. 1.3 наведені параметри обраних трансформаторів.

Таблиця 1.2 – Трансформатори в пунктах схеми

№ пункту	Модуль повної потужності S_{\max} , МВА	Розрахункова номінальна потужність S_T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	17,193	12,035	3	2хТДТН-16000/110
2	17,254	12,078	3	2хТДТН-16000/110
3	27,13	18,991	3	2хТДТН-25000/110
4	14,754	10,328	3	2хТДТН-16000/110
5	22,192	15,534	3	2хТДТН-16000/110
6	25	17,5	2	2хТД-25000/110

Таблиця 1.3 – Паспортні дані трансформаторів

Тип тр-ів	S_N , МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ			U_K , %			P_K , кВт	P_X , кВт	I_X , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-25000/110	25	115	38.5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДТН-16000/110	16	115	38.5	11	10,5	17	6	100	23	1
ТД-25000/110	25	115	0	10,5	0	10,5	0	120	27	0,7

1.2 Розрахунок L-схеми мережі

Виконаємо розрахунок попереднього поточкорозподілу замкненої електричної мережі за її L-схемою. Для спрощення вважатимемо, що лінії всіх ділянок схеми є одноланцюговими, а також нехтуємо втратами потужності.

Розрахунок виконуємо за допомогою методу контурних рівнянь. Обираємо контури та перемички (за позитивний напрям обходу контурів приймаємо напрям проти годинникової стрілки):

Перший контур: ділянки 0-1, 1-4, 4-5, 5-6, 2-6 та 0-2 з перемичкою 4-5.

Другий контур: ділянки 0-2, 2-6, 3-6 та 0-3 з перемичкою 3-6.

Вихідна схема для розрахунку показана на рис. 1.1.

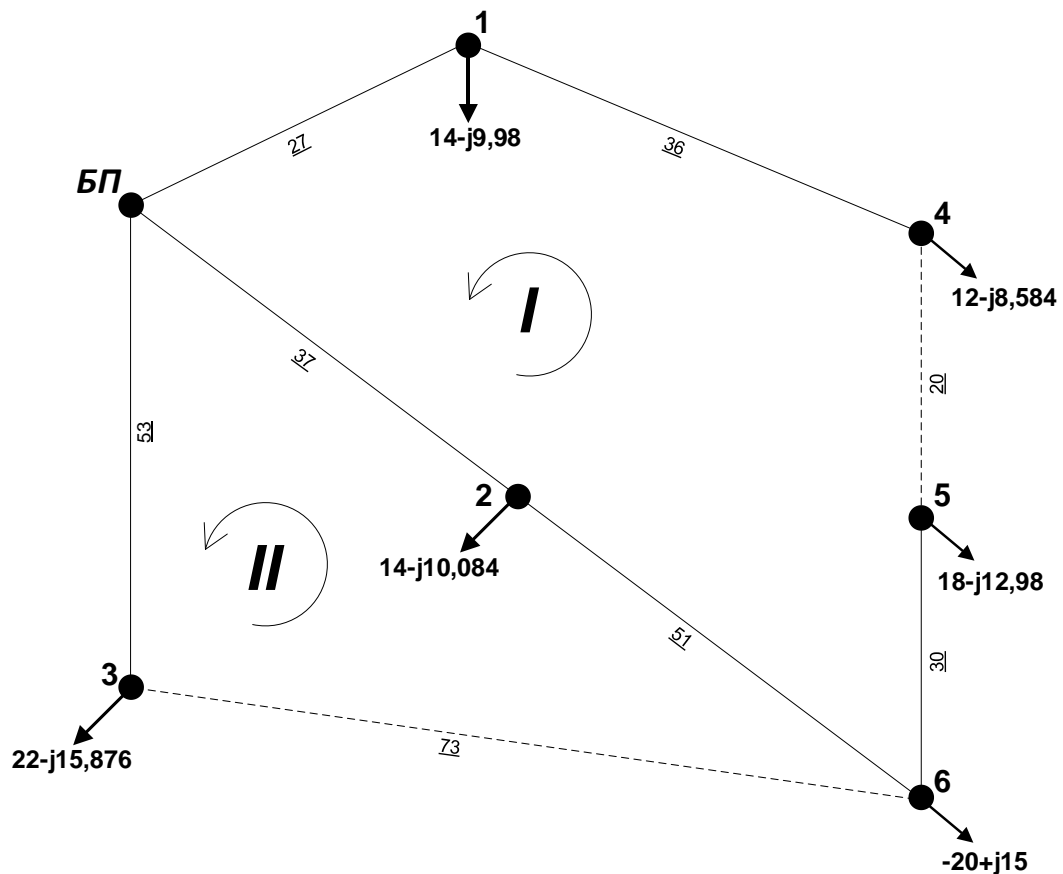


Рисунок 1.1 – Вихідна схема для розрахунку

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Розрахуємо поточкорозподіл умовно розімкненої схеми:

$$\dot{S}_{p03} = \dot{S}_3 = 22 - j15,876 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p14} = \dot{S}_4 = 12 - j8,584 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p01} = \dot{S}_1 + \dot{S}_{p14} = 14 - j9,98 + 12 - j8,584 = 26 - j18,564 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p56} = \dot{S}_5 = 18 - j12,98 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p26} = \dot{S}_6 + \dot{S}_{p56} = -20 + j15 + 18 - j12,98 = -2 + j2,02 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p02} = \dot{S}_2 + \dot{S}_{p26} = 14 - j10,084 - 2 + j2,02 = 12 - j8,064 \text{ МВА}.$$

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} -\dot{S}_{p01} \cdot L_{01} - \dot{S}_{p14} \cdot L_{14} + \dot{S}_{p02} \cdot L_{02} + \dot{S}_{p26} \cdot L_{26} + \dot{S}_{p56} \cdot L_{56} = \\ = \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (L_{02} + L_{26}) - \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (L_{01} + L_{14} + L_{45} + L_{56} + L_{02} + L_{26}); \\ \dot{S}_{p03} \cdot L_{03} - \dot{S}_{p02} \cdot L_{02} - \dot{S}_{p26} \cdot L_{26} = \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (L_{02} + L_{26}) - \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (L_{03} + L_{36} + L_{02} + L_{26}). \end{cases}$$

Виконаємо підстановку:

$$\begin{cases} -(26 - j18,564) \cdot 27 - (12 - j8,584) \cdot 36 + (12 - j8,064) \cdot 37 + (-2 + j2,02) \cdot 51 + \\ + (18 - j12,98) \cdot 30 = \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (37 + 51) - \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (27 + 36 + 20 + 30 + 37 + 51); \\ (22 - j15,876) \cdot 53 - (12 - j8,064) \cdot 37 - (-2 + j2,02) \cdot 51 = \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (37 + 51) - \\ - \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (53 + 73 + 37 + 51). \end{cases}$$

Отримуємо контурні потужності:

$$\dot{S}_{\kappa 1} = -0,527 + j0,244 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\kappa 2} = -4,067 + j3,119 \text{ МВА}.$$

Знаходимо поточкорозподіл по ділянках схеми:

$$\dot{S}_{01\text{рез}} = \dot{S}_{p01} - \dot{S}_{\kappa 1} = 26 - j18,564 - (-0,527 + j0,244) = 26,527 - j18,808 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{14\text{рез}} = \dot{S}_{p14} - \dot{S}_{\kappa 1} = 12 - j8,584 - (-0,527 + j0,244) = 12,527 - j8,828 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{45\text{рез}} = \dot{S}_{\kappa 1} = -0,527 + j0,244 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{56\text{рез}} = \dot{S}_{p56} + \dot{S}_{\kappa 1} = 18 - j12,98 + (-0,527 + j0,244) = 17,473 - j12,736 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02\text{рез}} = \dot{S}_{p02} + \dot{S}_{\kappa 1} - \dot{S}_{\kappa 2} = 12 - j8,064 + (-0,527 + j0,244) - \\ - (-4,067 + j3,119) = 15,54 - j10,94 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{26\text{рез}} = \dot{S}_{p26} + \dot{S}_{\kappa 1} - \dot{S}_{\kappa 2} = -2 + j2,02 + (-0,527 + j0,244) - \\ - (-4,067 + j3,119) = 1,54 - j0,856 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{03\text{рез}} = \dot{S}_{p03} + \dot{S}_{\kappa 2} = 22 - j15,876 + (-4,067 + j3,119) = 17,933 - j12,757 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{36\text{рез}} = \dot{S}_{\kappa 2} = -4,067 + j3,119 \text{ МВА}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконуємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
 & -\dot{S}_{01_{\text{рез}}} \cdot L_{01} - \dot{S}_{14_{\text{рез}}} \cdot L_{14} + \dot{S}_{45_{\text{рез}}} \cdot L_{45} + \dot{S}_{56_{\text{рез}}} \cdot L_{56} + \dot{S}_{02_{\text{рез}}} \cdot L_{02} + \dot{S}_{26_{\text{рез}}} \cdot L_{26} = \\
 & = -(26,527 - j18,808) \cdot 27 - (12,527 - j8,828) \cdot 36 + (-0,527 + j0,244) \cdot 20 + \\
 & + (17,473 - j12,736) \cdot 30 + (15,54 - j10,94) \cdot 37 + (1,54 - j0,856) \cdot 51 = 0; \\
 & \dot{S}_{03_{\text{рез}}} \cdot L_{03} + \dot{S}_{36_{\text{рез}}} \cdot L_{36} - \dot{S}_{02_{\text{рез}}} \cdot L_{02} - \dot{S}_{26_{\text{рез}}} \cdot L_{26} = \\
 & = (17,933 - j12,757) \cdot 53 + (-4,067 + j3,119) \cdot 73 - (15,54 - j10,94) \cdot 37 - \\
 & - (1,54 - j0,856) \cdot 51 = 0.
 \end{aligned}$$

Розрахунок потоків потужності схеми мережі виконано правильно.

Результати розрахунків наведені на рис. 1.2.

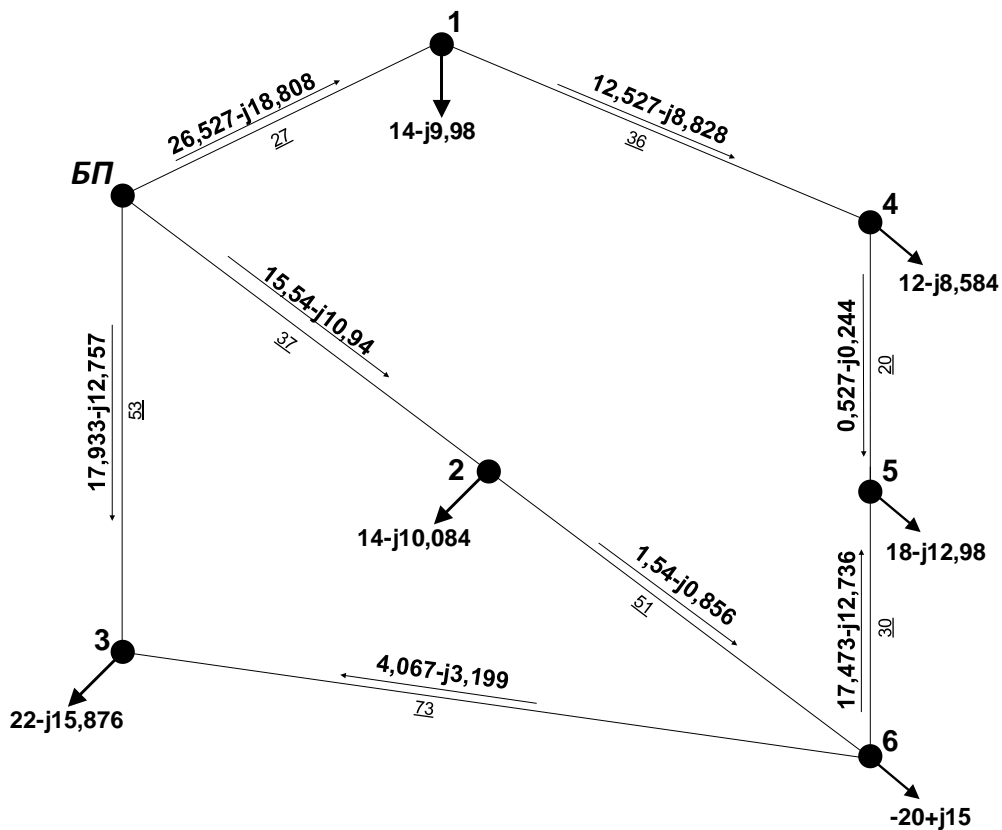


Рисунок 1.2 – Результуючий поточкорозподіл по ділянках

1.3 Вибір перерізів проводів на ділянках

Розрахуємо струмові навантаження та оптимальні перерізи проводів ділянок електричної мережі:

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Для ділянки 0-1:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01\text{рез}}^2 + Q_{01\text{рез}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_n} = \frac{\sqrt{26,527^2 + (-18,808)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 170,675 \text{ А.}$$

Визначаємо оптимальний переріз проводу ділянки 0-1:

$$F_{\text{opt}01} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{01}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{ex}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{нум.зм.110.1}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 170,675^2 \cdot 28,5 \cdot 1726,91 \cdot 53 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 212,67 \text{ мм}^2,$$

$$\text{де: } \tau = \left((0,124 + \frac{3200}{10^4})^2 \cdot 8760 \right) = 1726,91 \text{ год.}$$

Результати розрахунків оптимальних перерізів для інших ділянок мережі наведено в табл. 1.4

Таблиця 1.4 – Оптимальні перерізи проводів ділянок

Ділянка	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз, мм ²
0-1	26,527	-18,808	170,675	212,67
0-2	15,54	-10,94	99,748	124,29
0-3	17,933	-12,757	115,508	143,93
1-4	12,527	-8,828	80,435	100,23
2-6	1,54	-0,856	9,248	11,52
3-6	-4,067	3,119	26,902	33,52
4-5	-0,527	0,244	3,047	3,8
5-6	17,473	-12,736	113,487	141,41

Використовуючи скорочену номенклатуру перерізів для ЛЕП 110 кВ, обираємо провід перерізом 70 мм² для ділянок 2-6, 3-6 та 4-5, оскільки оптимальний переріз є значно меншим за мінімально допустимий переріз для цього класу напруги. Для ділянки 0-1 обираємо переріз 240 мм², оскільки

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

значення оптимального перерізу практично збігається з останнім. Для ділянки 0-2 обираємо провід 120 мм², оскільки значення оптимального перерізу практично збігається з нормованим. Для ділянки 0-3 виконаємо техніко-економічне порівняння використання проводів перерізу 120 мм² та 240 мм².

Визначимо еквівалентний активний опір ліній:

$$r_{e03_120} = \frac{r_{03} \cdot L_{03}}{k} = \frac{0,244 \cdot 53}{1} = 12,932 \text{ Ом};$$

$$r_{e03_240} = \frac{r_{03} \cdot L_{03}}{k} = \frac{0,118 \cdot 53}{1} = 6,254 \text{ Ом}.$$

Визначимо втрати активної потужності в опорах ліній:

$$\Delta P_{\Sigma 03_120} = \frac{(|S_{03}|)^2}{U_{н03}^2} \cdot \kappa_{e03_120} \cdot 10^3 = \frac{(|17,933 - j12,757|)^2}{110^2} \cdot 12,932 \cdot 10^3 = 517,625 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma 03_240} = \frac{(|S_{03}|)^2}{U_{н03}^2} \cdot \kappa_{e03_240} \cdot 10^3 = \frac{(|17,933 - j12,757|)^2}{110^2} \cdot 6,254 \cdot 10^3 = 150,327 \text{ кВт}.$$

Визначимо змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{зм03_120} = \Delta P_{\Sigma 03_120} \cdot \tau = 517,625 \cdot 1726,91 = 8,939 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{зм03_240} = \Delta P_{\Sigma 03_240} \cdot \tau = 150,327 \cdot 1726,91 = 259,327 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Визначимо витрати на компенсацію втрат енергії:

$$I_{втр03_120} = (3'_e \cdot \Delta A_{нос03_120} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм03_120}) \cdot 10^{-5} = (39,75 \cdot 0 + 53 \cdot 8,939 \cdot 10^5) \cdot 10^{-5} = 473,762 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{втр03_240} = (3'_e \cdot \Delta A_{нос03_240} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм03_240}) \cdot 10^{-5} = (39,75 \cdot 0 + 53 \cdot 259,327 \cdot 10^5) \cdot 10^{-5} = 229,115 \text{ тис. грн.},$$

де: 3'_e та 3''_e – питомі витрати на відшкодування постійних і змінних втрат активної енергії в електричних мережах, які дорівнюють 39,75 коп./кВт·год та 53 коп./кВт·год відповідно.

Визначимо капіталовкладення у повітряні лінії:

$$K_{нл03_120} = n \cdot K_{нл_120} \cdot L_{03} = 1 \cdot 295 \cdot 53 = 15635 \text{ тис. грн};$$

$$K_{нл03_240} = n \cdot K_{нл_240} \cdot L_{03} = 1 \cdot 350 \cdot 53 = 18550 \text{ тис. грн.},$$

де: n – кількість паралельних кіл.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо витрати на експлуатацію повітряних ліній:

$$I_{енл03_120} = K_{нл03_120} \cdot \frac{H_{нл}}{100} = 15635 \cdot \frac{1,2}{100} = 187,62 \text{ тис. грн};$$

$$I_{енл03_240} = K_{нл03_240} \cdot \frac{H_{нл}}{100} = 18550 \cdot \frac{1,2}{100} = 222,6 \text{ тис. грн}.$$

Визначимо сумарні витрати на утримання повітряних ліній:

$$I_{нл03_120} = I_{енл03_120} + I_{втр03_120} = 187,62 + 473,762 = 661,382 \text{ тис. грн};$$

$$I_{нл03_240} = I_{енл03_240} + I_{втр03_240} = 222,6 + 229,115 = 451,715 \text{ тис. грн}.$$

Оскільки порівнювані варіанти не передбачають встановлення другого кола на повітряній лінії, то при техніко-економічному розрахунку можна не враховувати витрати, пов'язані з встановленням та експлуатацією додаткового обладнання на підстанціях.

Визначимо сумарні дисконтовані витрати:

$$Z_{03_120} = K_{нл03_120} + \frac{I_{нл03_120}}{E} = 15635 + \frac{661,382}{0,1} = 22248,822 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{03_240} = K_{нл03_240} + \frac{I_{нл03_240}}{E} = 18550 + \frac{451,715}{0,1} = 23067,145 \text{ тис. грн}.$$

Згідно техніко-економічному порівнянню приймемо для лінії 0-3 провід перерізом 120 мм².

Аналогічні розрахунки проведемо для визначення перерізів проводів для ділянок 1-4 та 5-6. Результати вибору проводів для ділянок занесені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Перерізи проводів ділянок

Ділянка	Переріз, мм ²
1	2
0-1	1x240
0-2	1x120
0-3	1x120

Продовження таблиці 1.5

1	2
1-4	1x120
2-6	1x70
3-6	1x70
4-5	1x70
5-6	1x120

Виконаємо перевірку обраних перерізів на відповідність технічним обмеженням першої групи аварійних режимів роботи системи, на прикладі знижувальної трансформаторної підстанції у пункті 1.

Визначимо фіктивні напруги короткого замикання обмоток ВН, СН та НН:

$$\Delta U_{кв1\%} = 0,5 \cdot (U_{квс_1} + U_{квн_1} - U_{кчн_1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ \%};$$

$$\Delta U_{кч1\%} = 0,5 \cdot (U_{квс_1} + U_{кчн_1} - U_{квн_1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 = 0 \text{ \%};$$

$$\Delta U_{кн1\%} = 0,5 \cdot (U_{кчн_1} + U_{квн_1} - U_{квс_1}) = 0,5 \cdot (6 + 17 - 10,5) = 6,25 \text{ \%}.$$

Визначимо значення втрат напруги в обмотках трансформатора:

$$\Delta U_{мв1} = \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{мв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{кв1\%} \cdot U_{мв1}}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{14}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-9,98}{1} \cdot \frac{10,75 \cdot 115}{100 \cdot 16} = 8,026 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{мс1} = \frac{P_{1сн}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{мс1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{кч1\%} \cdot U_{мс1}}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{10}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-6,98}{1} \cdot \frac{0 \cdot 115}{100 \cdot 16} = 0,225 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{мн1} = \frac{P_{1нн}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{мн1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{нн1}}{n} \cdot \frac{U_{кн1\%} \cdot U_{мн1}}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{4}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-3}{1} \cdot \frac{6,25 \cdot 115}{100 \cdot 16} = 1,437 \text{ кВ}.$$

Визначимо регулювальний діапазон для трансформаторів:

$$U_{min1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тє1}}{U_{тн1}} \cdot (1 - \omega_{є}) + \Delta U_{тє1} + \Delta U_{тн1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 8,026 + 1,437 = 101,65 \text{ кВ};$$

$$U_{max1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тє1}}{U_{тн1}} \cdot (1 + \omega_{є}) + \Delta U_{тє1} + \Delta U_{тн1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 8,026 + 1,437 = 136,821 \text{ кВ}.$$

Визначимо рівень напруги в даному вузлі:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r'_{01} - Q_{01} \cdot x'_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (26,527 \cdot 3,186 - (-18,808) \cdot 10,8)} = 112,471 \text{ кВ}.$$

Результати аналогічних розрахунків для інших пунктів наведені в табл.1.6. Регулювальний діапазон для пункту з генерацією не визначаємо, оскільки в трансформаторах встановлених на підвищуючій підстанції не передбачені пристрої регулювання напруги. Регулювання напруги здійснюється шляхом зміни струму збудження генераторів, і використовується лише для підтримання необхідного рівня напруги для живлення споживачів генераторної напруги. Таким чином напруга даного пункту визначається лише поточкорозподілом потужностей.

Таблиця 1.6 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням першої групи аварійних режимів роботи

Номер пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		U _{макроб} , кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{мін} , кВ	U _{макс} , кВ		
1	101,65	136,821	126	112,471
2	102,449	137,621		112,341
3	102,779	137,95		110,545
4	100,527	135,698		110,342
5	105,496	140,667		110,4
6	-	-		107,827

Виконаємо перевірку обраних перерізів на відповідність технічним обмеженням другої групи аварійних режимів роботи системи. Для цього виконаємо розрахунок поточкорозподілу потужностей в мережі після відключення ділянки 0-1, яка є найбільш завантаженою, і наведена на рис. 1.3.

Оскільки при обриві лінії 0-1 в схемі лишається лише один замкнутий контур, розрахунок поточкорозподілу виглядатиме наступним чином:

Розрахуємо поточкорозподіл умовно розімкненої схеми:

$$\dot{S}_{p14} = \dot{S}_1 = 14 - j9,98 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p45} = \dot{S}_4 + \dot{S}_{p14} = 12 - j8,584 + 14 - j9,98 = 26 - j18,564 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p56} = \dot{S}_5 + \dot{S}_{p45} = 18 - j12,98 + 26 - j18,564 = 44 - j31,544 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p26} = \dot{S}_6 + \dot{S}_{p56} = -20 + j15 + 44 - j31,544 = 24 - j16,544 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p02} = \dot{S}_2 + \dot{S}_{p26} = 14 - j10,084 + 24 - j16,544 = 38 - j26,628 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p03} = \dot{S}_3 = 22 - j15,876 \text{ МВА}.$$

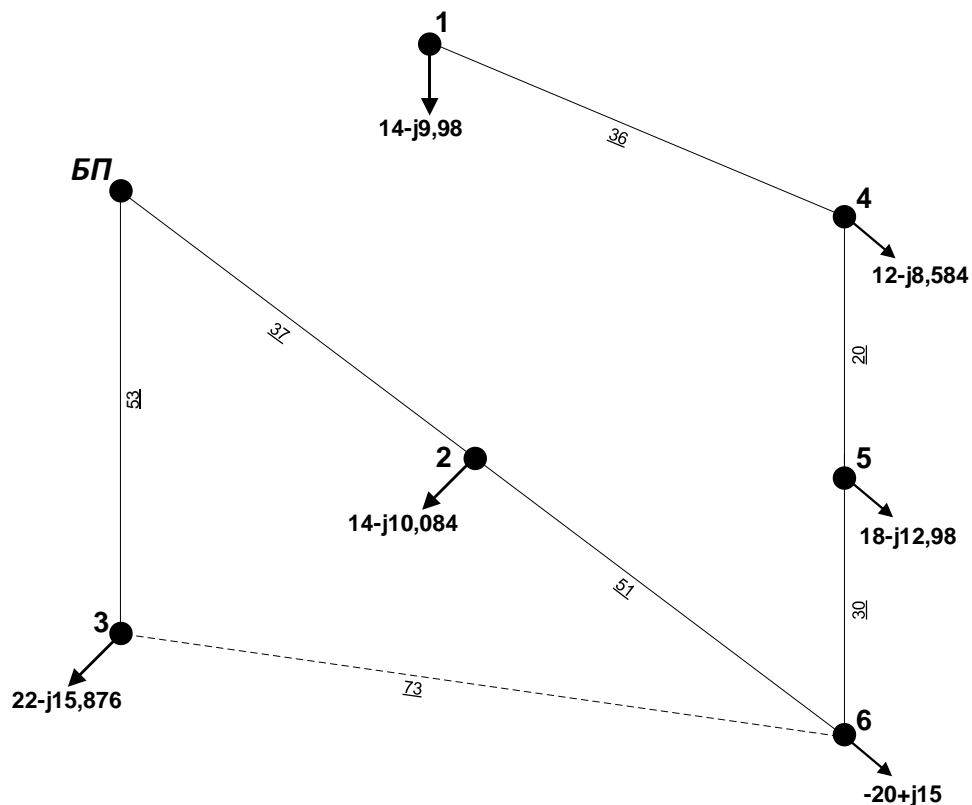


Рисунок 1.3 – Друга група аварійних режимів. Обрив лінії 0-1

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\{\dot{S}_{p03} \cdot L_{03} - \dot{S}_{p02} \cdot L_{02} - \dot{S}_{p26} \cdot L_{26} = -\dot{S}_{\kappa1} \cdot (L_{03} + L_{36} + L_{02} + L_{26}).$$

Виконаємо підстановку:

$$\{(22 - j15,876) \cdot 53 - (38 - j26,628) \cdot 37 - (24 - j16,544) \cdot 51 = -\dot{S}_{\kappa1} \cdot (53 + 73 + 37 + 51).$$

Отримуємо контурні потужності:

$$\dot{S}_{\kappa1} = 6,841 + j4,615 \text{ МВА.}$$

Знаходимо поточкорозподіл по ділянках схеми:

$$\dot{S}_{14\text{рез}} = \dot{S}_{p14} = 14 - j9,98 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{45\text{рез}} = \dot{S}_{p45} = 26 - j18,564 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{56\text{рез}} = \dot{S}_{p56} = 44 - j31,544 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{02\text{рез}} = \dot{S}_{p02} - \dot{S}_{\kappa1} = 38 - j26,628 - (6,841 + j4,615) = 31,159 - j22,013 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{26\text{рез}} = \dot{S}_{p26} - \dot{S}_{\kappa1} = 24 + j16,544 - (6,841 + j4,615) = 17,159 - j11,929 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{03\text{рез}} = \dot{S}_{p03} + \dot{S}_{\kappa1} = 22 - j15,876 + 6,841 + j4,615 = 28,841 - j20,491 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{36\text{рез}} = \dot{S}_{\kappa1} = 6,841 + j4,615 \text{ МВА.}$$

Виконуємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{03\text{рез}} \cdot L_{03} + \dot{S}_{36\text{рез}} \cdot L_{36} - \dot{S}_{02\text{рез}} \cdot L_{02} - \dot{S}_{26\text{рез}} \cdot L_{26} = (28,841 - j20,491) \cdot 53 + (6,841 - j4,615) \cdot 73 - (31,159 - j22,013) \cdot 37 - (17,159 - j11,929) \cdot 51 = 0.$$

Результати розрахунку поточкорозподілу наведені на рис. 1.4.

Визначимо струмове навантаження ділянок схеми:

Для ділянки 0-2:

$$I_{0-2} = \frac{\sqrt{P_{0-2\text{рез}}^2 + Q_{0-2\text{рез}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\lambda}} = \frac{\sqrt{31,159^2 + (-22,013)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 200,238 \text{ А.}$$

Результати розрахунків струмового навантаження для інших ділянок мережі наведено в табл. 1.7.

За результатами розрахунків видно, що струми, які протікають по ділянках схеми, не перевищують допустимих рівнів для обраних раніше перерізів. Перевіримо регульовальний діапазон трансформаторів, за методикою наведеною раніше. Результати розрахунків наведені в табл. 1.8.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

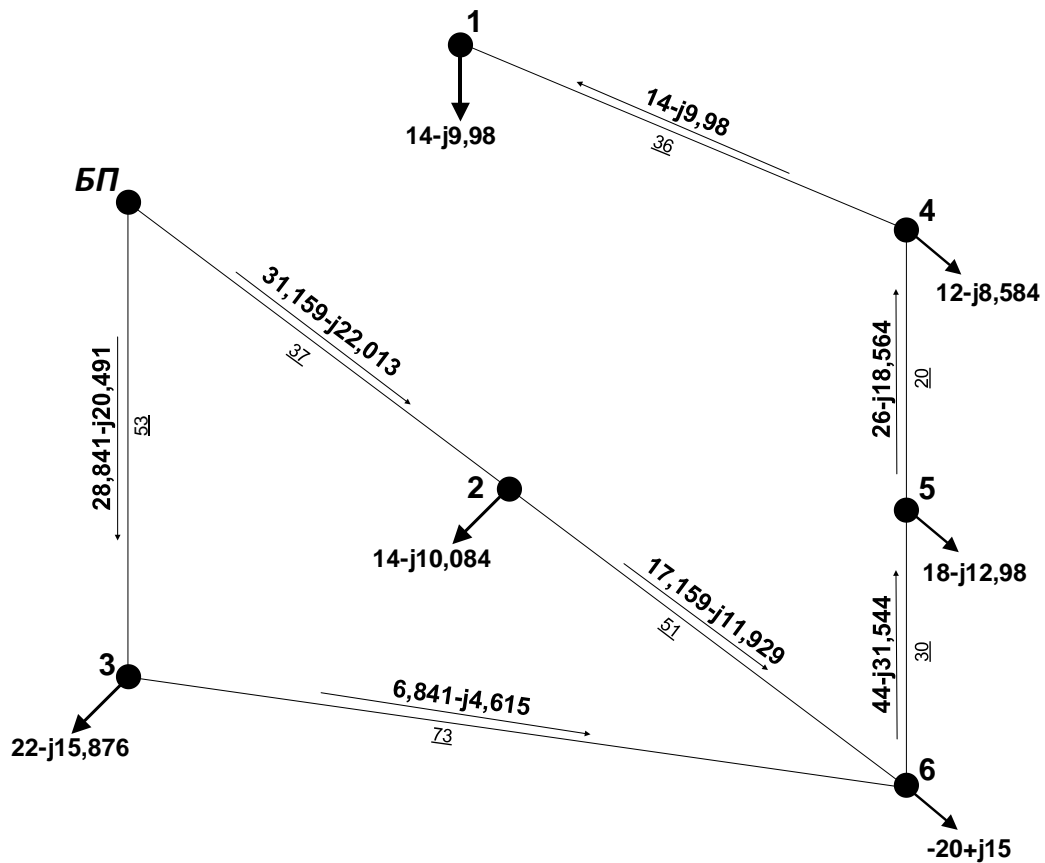


Рисунок 1.4 – Результуючий поточкорозподіл по ділянках

Таблиця 1.7 – Струмове навантаження ділянок схеми

Ділянка	Переріз, мм ²	I _{діюче} , А	I _{доп} , А
0-2	1x120	200,238	390
0-3	1x120	185,692	390
1-4	1x120	90,24	390
2-6	1x120	109,687	265
3-6	1x70	43,312	265
4-5	1x70	167,679	265
5-6	1x120	284,390	390

Таблиця 1.8 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи аварійних режимів роботи

Номер пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max\text{роб}}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ		
1	96,919	132,09	126	90,083
2	97,318	132,489		109,594
3	97,483	132,654		107,751
4	96,357	131,528		92,997
5	98,841	134,013		96,872
6	-	-		103,853

Як бачимо, при аварійному обриві лінії 0-1, режим роботи мережі не задовольняє вимоги споживачів, щодо нормованого рівня напруги на шинах трансформаторних понижуючих підстанцій. Рівень напруги у пунктах 1, 4 та 5 значно менший за нижню межу регульовального діапазону трансформаторів, при якому вони здатні забезпечити нормоване значення напруги на шинах НН.

Як висновок, лінію 0-1 потрібно споруджувати дволанцюговою.

Перевіримо обрані перерізи при обриві другої по завантаженню ділянки 0-3. Методика розрахунку аналогічна розрахунку ділянки 0-1. Потокорозподіл потужностей в даному режимі наведений на рис. 1.5. Результати розрахунків наведені в табл. 1.9 та табл. 1.10.

Таким чином, при обриві лінії 0-3 система продовжує функціонувати в нормальному режимі, рівні напруг у пунктах схеми входять до регульовальних діапазонів трансформаторів. Як висновок, можна сказати, що для подальшого розрахунку передбачаємо виконання лінії 0-1 дволанцюговою. Розрахунок нової L-схеми аналогічний наведеному в параграфі 1.2, за винятком того, що тепер еквівалентна довжина ділянки 0-1 складатиме 13,5 км. Результати розрахунку нової L-схеми наведені на рис. 1.6.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

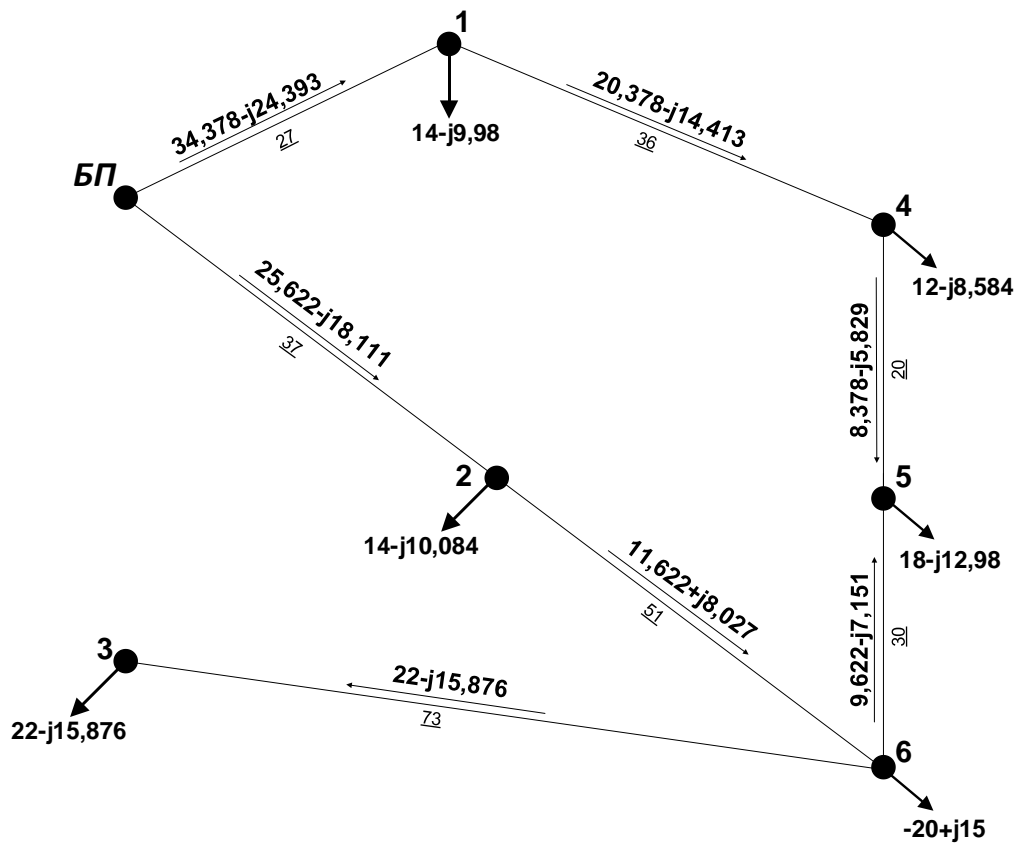


Рисунок 1.5 – Результуючий поточкорозподіл по ділянках

Таблиця 1.9 – Струмове навантаження ділянок схеми

Ділянка	Переріз, мм ²	I _{діюче} , А	I _{доп} , А
0-1	1x240	221,245	610
0-2	1x120	164,685	390
1-4	1x120	131,006	390
2-6	1x120	74,135	265
3-6	1x70	142,387	265
4-5	1x70	53,569	265
5-6	1x120	62,923	390

Таблиця 1.10 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи

Номер пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max\text{роб}}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ		
1	96,919	132,09	126	113,367
2	97,318	132,489		112,808
3	97,483	132,654		105,69
4	96,357	131,528		111,649
5	98,841	134,013		110,252
6	-	-		110,958

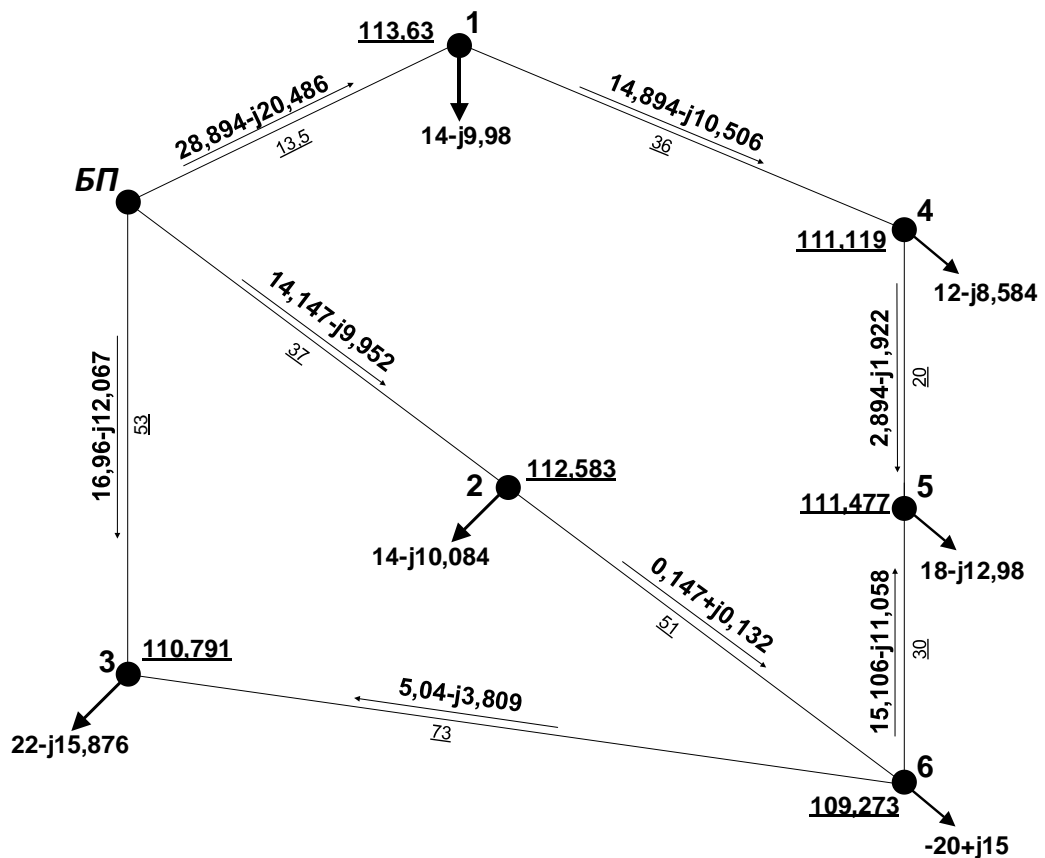


Рисунок 1.6 – Результуючий поточкорозподіл по ділянках

1.4 Розрахунок параметрів Z-схеми

Для спрощення прийємо використання залізобетонних опор з розміщенням фаз у вершинах рівностороннього трикутника з середньгеометричною відстанню між ними 5 м.

Визначимо погонні параметри для обраних проводів:

Визначимо площу поперечного перерізу:

$$F_{70} = m_{70} \cdot \pi \cdot \left(\frac{d_{70}}{2}\right)^2 = 6 \cdot \pi \cdot \left(\frac{3,8}{2}\right)^2 = 68,047 \text{ мм}^2;$$

$$F_{120} = m_{120} \cdot \pi \cdot \left(\frac{d_{120}}{2}\right)^2 = 26 \cdot \pi \cdot \left(\frac{2,4}{2}\right)^2 = 117,621 \text{ мм}^2;$$

$$F_{240} = m_{240} \cdot \pi \cdot \left(\frac{d_{240}}{2}\right)^2 = 24 \cdot \pi \cdot \left(\frac{3,6}{2}\right)^2 = 244,29 \text{ мм}^2,$$

де: m – кількість дротів, d – діаметр дротів, мм.

Визначимо погонний активний опір проводів:

$$r_{0_70} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68,047} = 0,422 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0_120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{117,621} = 0,244 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0_240} = \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28,5}{244,29} = 0,118 \text{ Ом / км},$$

де: $\rho=28,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ – питомий опір алюмінію проводу.

Визначимо погонний реактивний опір проводів:

$$x_{0_70} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,443 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0_120} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,425 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0_240} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \text{ Ом / км},$$

де: d – діаметр проводу у фазі, мм; D – середньгеометрична відстань між фазами, мм; μ – магнітна проникність матеріалу.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для мережі класом напруги 110 кВ можна нехтувати значеннями погонних активних провідностей, оскільки втрати на корону для таких ліній невеликі.

Визначимо погонну ємнісну провідність:

$$b_{0_70} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См / км};$$

$$b_{0_120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См / км};$$

$$b_{0_240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \text{ См / км}.$$

Визначимо параметри схеми заміщення ліній:

Для ділянки 0-1:

Активний опір:

$$r_{01} = \frac{r_{0_240} \cdot L_{01}}{k \cdot n} = \frac{0,118 \cdot 27}{1 \cdot 2} = 1,593 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір:

$$x_{01} = \frac{x_{0_240} \cdot L_{01}}{k \cdot n} = \frac{0,403 \cdot 27}{1 \cdot 2} = 5,434 \text{ Ом}.$$

Реактивна провідність:

$$b_{01} = k \cdot n \cdot b_{0_240} \cdot L_{01} = 1 \cdot 2 \cdot 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 27 = 153,56 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Комплексні опір та провідність:

$$Z_{01} = r_{01} + jx_{01} = 1,593 + j5,434 \text{ Ом};$$

$$Y_{01} = jb_{01} = j153,56 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Результати розрахунку параметрів схем заміщення для решти ділянок наведені в табл. 1.11.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.11 – Параметри схем заміщення ділянок

№	S, мм ²	L, км	Опір, Ом			Провідність, См		
			r _л	x _л	Z _л	g _л	b _л ·10 ⁻⁶	Y _л ·10 ⁻⁶
0-1	2x240	27	1,593	5,434	1,593+j5,434	0	153,56	j153,56
0-2	1x120	37	9,028	15,711	9,028+j15,711	0	99,52	j99,52
0-3	1x120	53	12,932	22,506	12,932+j22,506	0	142,55	j142,55
1-4	1x120	36	8,784	15,287	8,784+j15,287	0	96,83	j96,83
2-6	1x70	51	21,522	22,58	21,522+j22,58	0	131,35	j131,35
3-6	1x70	73	30,806	32,321	30,806+j32,321	0	188,01	j188,01
4-5	1x70	20	8,44	8,855	8,44+j8,855	0	51,51	j51,51
5-6	1x120	30	7,32	12,739	7,32+j12,739	0	80,69	j80,69

Визначимо параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів:

Для пункту 1:

Активний опір силового триобмоткового трансформатора:

$$r_{\epsilon 1} = \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{m\epsilon 1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_n^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000^2} = 2,583 \text{ Ом.}$$

Активні опори блоку силових трансформаторів:

$$r_{\bar{\epsilon} 1} = \frac{r_{\epsilon 1}}{n} = \frac{2,583}{2} = 1,292 \text{ Ом;}$$

$$r_{\bar{\epsilon} c1} = r_{\bar{\epsilon} n1} = r_{\bar{\epsilon} \epsilon 1} = 1,292 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток трансформатора:

$$x_{m\epsilon 1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa \epsilon 1\%} \cdot U_{m\epsilon 1}^2}{S_n} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{16000} = 88,855 \text{ Ом;}$$

$$x_{m\kappa 1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa \kappa 1\%} \cdot U_{m\epsilon 1}^2}{S_n} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{mn1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa n1\%} \cdot U_{m\epsilon 1}^2}{S_n} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{16000} = 51,66 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори блоку трансформаторів:

$$x_{\bar{o}e1} = \frac{x_{m\bar{e}1}}{n} = \frac{88,855}{2} = 44,528 \text{ Ом};$$

$$x_{\bar{o}c1} = \frac{x_{m\bar{c}1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{\bar{o}n1} = \frac{x_{m\bar{n}1}}{n} = \frac{51,66}{2} = 25,83 \text{ Ом}.$$

Активна та реактивна провідності силового трансформатора:

$$g_{m1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{m\bar{e}1}^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,73910^{-6} \text{ См};$$

$$b_{m1} = \frac{-I_{xx1\%} \cdot S_{n1} \cdot 10^{-5}}{U_{m\bar{e}1}^2} = \frac{-1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,21 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Активна та реактивна провідності блоку трансформаторів:

$$g_{\bar{o}m1} = n \cdot g_{m1} = 2 \cdot 1,739 \cdot 10^{-6} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{\bar{o}m1} = n \cdot b_{m1} = 2 \cdot (-1,21 \cdot 10^{-5}) = -2,42 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Повна провідність блоку трансформаторів:

$$Y_{\bar{o}m1} = g_{\bar{o}m1} + j b_{\bar{o}m1} = 3,478 \cdot 10^{-6} - j 2,42 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Результати розрахунків для інших пунктів наведено в табл. 1.12.

Визначимо приведені навантаження пунктів схеми:

Для пункту 1:

Коефіцієнти завантаження обмоток:

$$\beta_{\bar{v}n1} = \frac{\sqrt{(P_{1cn} + P_{1nn})^2 + (Q_{1cn} + Q_{1nn})^2}}{n \cdot S_{n1}} = \frac{\sqrt{(10 + 4)^2 + (-6,98 - 3)^2}}{2 \cdot 16000} = 0,537;$$

$$\beta_{\bar{c}n1} = \frac{\sqrt{P_{1cn}^2 + Q_{1cn}^2}}{n \cdot S_{n1}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-6,98)^2}}{2 \cdot 16000} = 0,381;$$

$$\beta_{\bar{n}n1} = \frac{\sqrt{P_{1nn}^2 + Q_{1nn}^2}}{n \cdot S_{n1}} = \frac{\sqrt{4^2 + (-3)^2}}{2 \cdot 16000} = 0,156.$$

Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження обмоток для трансформаторів інших пунктів наведені в табл. 1.13.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.12 – Опори та провідності блоків трансформаторів на підстанціях

№	Опір блоку трансформаторів, Ом						Провідність блоку трансформаторів		
	активний			реактивний			Активна $g_{бг} \cdot 10^{-6}$	Реактивна $b_{бг} \cdot 10^{-6}$	Повна, $Y_{бг} \cdot 10^{-6}$
	$r_{бв}$	$r_{бс}$	$r_{бн}$	$x_{бв}$	$x_{бс}$	$x_{бн}$			
1	1,292	1,292	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	3,478-j24,197
2	1,292	1,292	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	3,478-j24,197
3	0,741	0,741	0,741	28,434	0	17,85	4,688	-26,47	4,688-j26,47
4	1,292	1,292	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	3,478-j24,197
5	1,292	1,292	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	3,478-j24,197
6	1,27	-	-	27,773	-	-	4,083	-26,47	4,083-j26,47

Таблиця 1.13 – Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження

Пун кт	S_i , МВт	Потік потужності і-ї обмотки						Коефіцієнт завантаження		
		P_i , МВт			Q_i , МВАр			ВН	СН	НН
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1	16	14	10	4	-9,98	-6,98	-3	0,537	0,381	0,156
2	16	14	8	6	-10,084	-5,584	-4,5	0,539	0,305	0,234
3	25	22	12	10	-15,876	-8,376	-7,5	0,543	0,293	0,25
4	16	12	8	4	-8,584	-5,584	-3	0,461	0,305	0,156
5	16	18	10	8	-12,98	-6,98	-6	0,693	0,381	0,312
6	25	-20			+15			0,5		

Визначимо активні та реактивні втрати потужності в опорах блоків трансформаторів:

Для пункту 1:

$$\Delta P_{tz} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз}}{2} \cdot (\beta_{вн1}^2 + \beta_{сн1}^2 + \beta_{нн1}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,537^2 + 0,381^2 + 0,156^2) = 0,0458 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{tz} = -n \cdot S_{н1} \cdot (\beta_{вн1}^2 \cdot U_{кв1\%} + \beta_{сн1}^2 \cdot U_{ксл\%} + \beta_{нн1}^2 \cdot U_{кн1\%}) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -2 \cdot 16000 \cdot (0,537^2 \cdot 10,75 + 0,381^2 \cdot 0 + 0,156^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1,042 \text{ МВт}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приведене навантаження пункту 1:

$$S_{np1} = S_{max1} + (\Delta P_{tz} + j\Delta Q_{tz1}) = (14 - j9,98) + (0,0458 - j1,042) = 14,046 - j11,022 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунків приведених навантажень решти пунктів наведені в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Результуюча приведена потужність пунктів

Пункт	Задана потужність, МВт	Втрати потужності в опорах		Приведена потужність, МВА
		ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , МВАр	
1	14-j9,98	45,832	-1,042	14,046-j11,022
2	14-j10,084	43,859	-1,11	14,044-j11,194
3	22-j15,876	61,962	-1,793	22,062-j17,669
4	12-j8,584	32,995	-0,78	12,033-j9,364
5	18-j12,98	72,383	-1,85	18,072-j14,83
6	20-j15	60	-1,312	-19,94+j13,687

Визначаємо еквівалентні провідності пунктів:

$$Y_{БП} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{02} + Y_{03}) = 0,5 \cdot (j142,554 + j99,519 + j153,56) = j197,816 \text{ мкСм};$$

$$Y_1 = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{14}) + Y_{om1} = 0,5 \cdot (j142,554 + j96,829) + 3,478 - j24,197 = 3,478 + j100,998 \text{ мкСм};$$

$$Y_2 = 0,5 \cdot (Y_{02} + Y_{26}) + Y_{om2} = 0,5 \cdot (j99,519 + j131,352) + 3,478 - j24,197 = 3,478 + j91,238 \text{ мкСм};$$

$$Y_3 = 0,5 \cdot (Y_{03} + Y_{36}) + Y_{om3} = 0,5 \cdot (j142,554 + j188,013) + 4,688 - j26,47 = 4,688 + j138,819 \text{ мкСм};$$

$$Y_4 = 0,5 \cdot (Y_{14} + Y_{45}) + Y_{om4} = 0,5 \cdot (j96,829 + j51,51) + 3,478 - j24,196 = 3,478 + j49,97 \text{ мкСм};$$

$$Y_5 = 0,5 \cdot (Y_{45} + Y_{56}) + Y_{om5} = 0,5 \cdot (j51,51 + j80,691) + 3,478 - j24,196 = 3,478 + j41,90 \text{ мкСм};$$

$$Y_6 = 0,5 \cdot (Y_{26} + Y_{36} + Y_{56}) + Y_{om6} = 0,5 \cdot (j131,35 + j188,013 + j80,691) + 4,083 - j26,465 = 4,083 + j173,563 \text{ мкСм.}$$

1.5 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

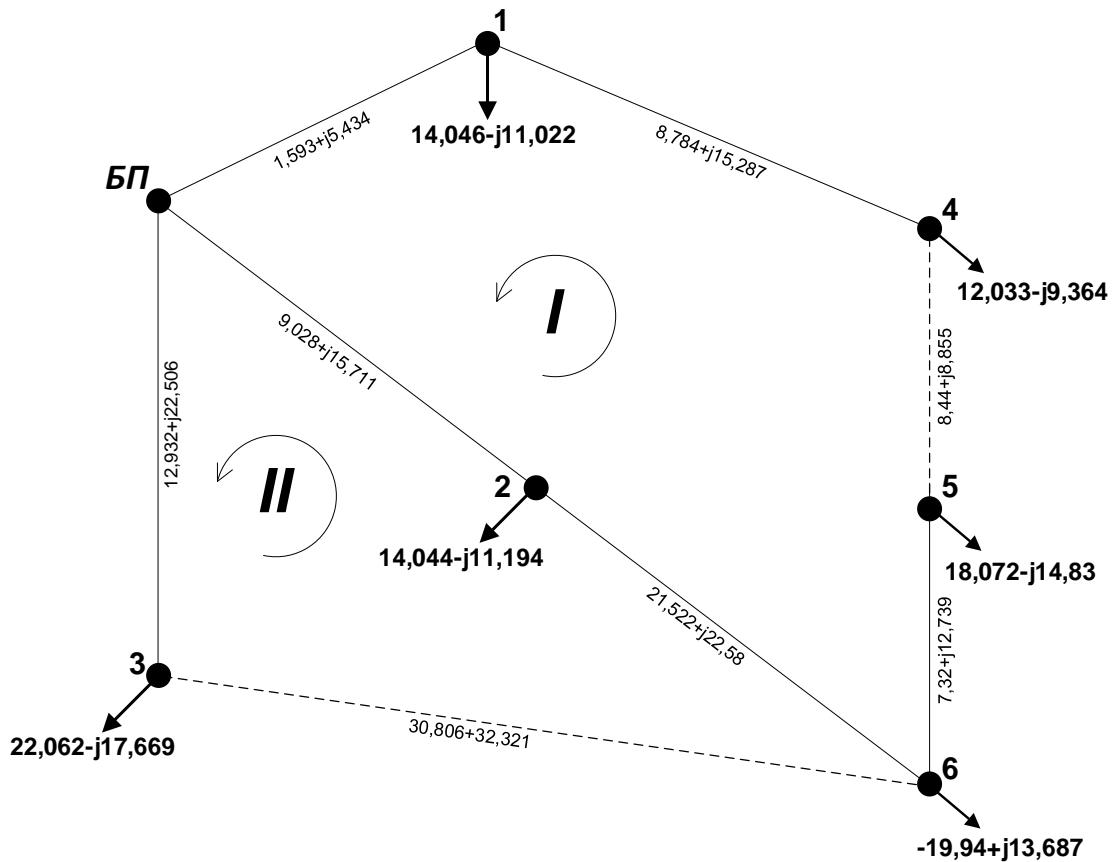


Рисунок 1.7 – Початкова схема для розрахунку

На рис. 1.7 наведені результати розрахунків параметрів ділянок схеми а також приведених навантажень пунктів. Розрахунок режиму роботи мережі подібний розрахунку L-схеми. Вибір контурів та перемичок здійснюється таким самим чином.

Розрахуємо потокорозподіл умовно розімкненої схеми:

$$\dot{S}_{p03} = \dot{S}_{np3} = 22,062 - j17,669 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p14} = \dot{S}_{np4} = 12,033 - j9,364 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p01} = \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{p14} = 14,046 - j11,022 + 12,033 - j9,364 = 26,079 - j20,386 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p56} = \dot{S}_{np5} = 18,072 - j14,83 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p26} = \dot{S}_{np6} + \dot{S}_{p56} = -19,94 + j13,687 + 18,072 - j14,83 = -1,868 + j1,142 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p02} = \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{p26} = 14,044 - j11,194 - 1,868 + j1,142 = 12,176 - j12,336 \text{ МВА}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} -\dot{S}_{p01} \cdot Z_{01} - \dot{S}_{p14} \cdot Z_{14} + \dot{S}_{p02} \cdot Z_{02} + \dot{S}_{p26} \cdot Z_{26} + \dot{S}_{p56} \cdot Z_{56} = \\ = \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (Z_{02} + Z_{26}) - \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (Z_{01} + Z_{14} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{02} + Z_{26}); \\ \dot{S}_{p03} \cdot Z_{03} - \dot{S}_{p02} \cdot Z_{02} - \dot{S}_{p26} \cdot Z_{26} = \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (Z_{02} + Z_{26}) - \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (Z_{03} + Z_{36} + Z_{02} + Z_{26}). \end{cases}$$

Виконаємо підстановку:

$$\begin{cases} -(26,079 - j20,386) \cdot (1,593 + j5,434) - (12,033 - j9,364) \cdot (8,784 + j15,287) + \\ + (12,176 - j12,336) \cdot (9,028 + j15,711) + (-1,868 + j1,142) \cdot (21,522 + j22,58) + \\ + (18,072 - j14,83) \cdot (7,32 + j12,739) = \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (9,028 + j15,711 + 21,522 + j22,58) - \\ - \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (1,593 + j5,434 + 8,784 + j15,287 + 9,028 + j15,711 + 21,522 + j22,58 + \\ + 7,32 + j12,739 + 8,44 + j8,855); \\ (22,062 - j17,669) \cdot (12,932 + j22,506) - (12,176 - j12,336) \cdot (9,028 + j15,711) - \\ - (-1,868 + j1,142) \cdot (21,522 + j22,58) = \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (9,028 + j15,711 + 21,522 + j22,58) - \\ - \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (12,932 + j22,506 + 9,028 + j15,711 + 21,522 + j22,58 + 30,806 + j32,321). \end{cases}$$

Отримуємо контурні потужності:

$$\dot{S}_{\kappa 1} = -2,965 + j3,707 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\kappa 2} = -4,952 + j2,773 \text{ МВА}.$$

Знаходимо потокорозподіл по ділянках схеми:

$$\dot{S}_{01\text{осн}} = \dot{S}_{p01} - \dot{S}_{\kappa 1} = 26,079 - j20,386 - (-2,965 + j3,707) = 29,044 - j24,093 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{14\text{осн}} = \dot{S}_{p14} - \dot{S}_{\kappa 1} = 12,033 - j9,364 - (-2,965 + j3,707) = 14,998 - j13,071 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{45\text{осн}} = \dot{S}_{\kappa 1} = -2,965 + j3,707 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{56\text{осн}} = \dot{S}_{p56} + \dot{S}_{\kappa 1} = 18,072 - j14,83 + (-2,965 + j3,707) = 15,108 - j11,123 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02\text{осн}} = \dot{S}_{p02} + \dot{S}_{\kappa 1} - \dot{S}_{\kappa 2} = 12,176 - j12,336 + (-2,965 + j3,707) - \\ - (-4,952 + j2,773) = 14,164 - j11,403 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{26\text{осн}} = \dot{S}_{p26} + \dot{S}_{\kappa 1} - \dot{S}_{\kappa 2} = -1,868 + j1,142 + (-2,965 + j3,707) - \\ - (-4,952 + j2,773) = 0,12 - j0,209 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{03\text{осн}} = \dot{S}_{p03} + \dot{S}_{\kappa 2} = 22,062 - j17,669 + (-4,952 + j2,773) = 17,11 - j14,896 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{36\text{осн}} = \dot{S}_{\kappa 2} = -4,952 + j2,773 \text{ МВА}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконуємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
 & -\dot{S}_{01осн} \cdot Z_{01} - \dot{S}_{14осн} \cdot Z_{14} + \dot{S}_{45осн} \cdot Z_{45} + \dot{S}_{56осн} \cdot Z_{56} + \dot{S}_{02осн} \cdot Z_{02} + \dot{S}_{26осн} \cdot Z_{26} = \\
 & = -(29,044 - j24,093) \cdot (1,593 + j5,434) - (14,998 - j13,071) \cdot (8,784 + j15,287) + \\
 & + (-2,965 + j3,707) \cdot (8,44 + j8,855) + (15,108 - j11,123) \cdot (7,32 + j12,739) + \\
 & + (14,164 - j11,403) \cdot (9,028 + j15,711) + (0,12 - j0,209) \cdot (21,522 + j22,58) = 0; \\
 & \dot{S}_{03осн} \cdot Z_{03} + \dot{S}_{36осн} \cdot Z_{36} - \dot{S}_{02осн} \cdot Z_{02} - \dot{S}_{26осн} \cdot Z_{26} = \\
 & = (17,11 - j14,896) \cdot (12,932 + j22,506) + (-4,952 + j2,773) \cdot (30,806 + j32,321) - \\
 & - (14,164 - j11,403) \cdot (9,028 + j15,711) - (0,12 - j0,209) \cdot (21,522 + j22,58) = 0.
 \end{aligned}$$

Розрахунок потоків потужності схеми мережі виконано правильно.

Виконаємо першу ітерацію:

Початкові наближення напруг у пунктах приймаємо рівними номінальній напрузі мережі.

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = 110 \text{ кВ.}$$

Визначимо втрати потужностей в опорах ділянок:

Для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{z01} &= \frac{P_{осн01}^2 + Q_{осн01}^2}{0,5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot (r_{01} - jx_{01}) = \frac{29,044^2 + (-24,093)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (1,593 - j5,434) = \\
 &= 0,179 - j0,611 \text{ МВА.}
 \end{aligned}$$

Результати розрахунків втрат потужності в опорах інших ділянок наведені в табл. 1.15.

Визначимо втрати потужностей в провідностях пунктів:

Для пункту 1:

$$\Delta S_{y1} = Y_1 \cdot U_1^2 = 3,478 + j101 \cdot 110^2 = 0,042 + j1,222 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунків втрат потужності в провідностях пунктів наведені в табл. 1.16.

Визначаємо значення додаткових навантажень пунктів, обумовлених втратами потужності.

Для пункту 1:

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{n1} &= \Delta S_{y1} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z01} + \Delta S_{z14}) = 0,042 + j1,222 + 0,5 \cdot (0,179 - j0,611 + \\
 &+ 0,287 - j0,5) = 0,275 + j0,667 \text{ МВА.}
 \end{aligned}$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Результати розрахунків для решти пунктів наведені в табл. 1.17.

Таблиця 1.15 – Втрати потужності в опорах ділянок

Ділянка	0-1	0-2	0-3
ΔS_z , МВА	0,179-j0,611	0,236-j0,41	0,526-j0,915
Ділянка	1-4	2-6	3-6
ΔS_z , МВА	0,287-j0,5	0,0001-j0,0001	0,082-j0,086
Ділянка	4-5	5-6	
ΔS_z , МВА	0,016-j0,016	0,213-j0,371	

Таблиця 1.16 – Втрати потужності в провідностях пунктів

Пункт	1	2	3
ΔS_z , МВА	0,042+j1,222	0,042+j1,104	0,057+j1,68
Пункт	4	5	6
ΔS_z , МВА	0,042+j0,605	0,042+j0,507	0,049+j2,1

Таблиця 1.17 – Додаткові навантаження пунктів мережі

Пункт	1	2	3
ΔS_n , МВА	0,275+j0,667	0,16+j0,899	0,361+j1,179
Пункт	4	5	6
ΔS_n , МВА	0,19+j0,346	0,156+j0,314	0,197+j1,872

Визначаємо потокорозподіл від додаткових навантажень:

$$\dot{S}_{p03} = \dot{S}_{n3} = 0,361 + j1,179 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p14} = \dot{S}_{n4} = 0,194 + j0,346 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p01} = \dot{S}_{n1} + \dot{S}_{p14} = 0,275 + j0,667 + 0,194 + j0,346 = 0,469 + j1,013 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p56} = \dot{S}_{n5} = 0,156 + j0,314 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p26} = \dot{S}_{n6} + \dot{S}_{p56} = 0,197 + j1,872 + 0,156 + j0,314 = 0,353 + j2,185 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p02} = \dot{S}_{n2} + \dot{S}_{p26} = 0,16 + j0,899 + 0,353 + j2,185 = 0,513 + j3,084 \text{ МВА}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} -\dot{S}_{p01} \cdot Z_{01} - \dot{S}_{p14} \cdot Z_{14} + \dot{S}_{p02} \cdot Z_{02} + \dot{S}_{p26} \cdot Z_{26} + \dot{S}_{p56} \cdot Z_{56} = \\ = \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (Z_{02} + Z_{26}) - \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (Z_{01} + Z_{14} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{02} + Z_{26}); \\ \dot{S}_{p03} \cdot Z_{03} - \dot{S}_{p02} \cdot Z_{02} - \dot{S}_{p26} \cdot Z_{26} = \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (Z_{02} + Z_{26}) - \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (Z_{03} + Z_{36} + Z_{02} + Z_{26}). \end{cases}$$

Виконаємо підстановку:

$$\begin{cases} -(0,469 + j1,013) \cdot (1,593 + j5,434) - (0,194 + j0,346) \cdot (8,784 + j15,287) + \\ + (0,513 + j3,084) \cdot (9,028 + j15,711) + (0,353 + j2,185) \cdot (21,522 + j22,58) + \\ + (0,156 + j0,314) \cdot (7,32 + j12,739) = \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (9,028 + j15,711 + 21,522 + j22,58) - \\ - \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (1,593 + j5,434 + 8,784 + j15,287 + 9,028 + j15,711 + 21,522 + j22,58 + \\ + 7,32 + j12,739 + 8,44 + j8,855); \\ (0,361 + j1,179) \cdot (12,932 + j22,506) - (0,513 + j3,084) \cdot (9,028 + j15,711) - \\ - (0,353 + j2,185) \cdot (21,522 + j22,58) = \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (9,028 + j15,711 + 21,522 + j22,58) - \\ - \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (12,932 + j22,506 + 9,028 + j15,711 + 21,522 + j22,58 + 30,806 + j32,321). \end{cases}$$

Отримуємо контурні потужності:

$$\dot{S}_{\kappa 1} = -0,217 - j0,978 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\kappa 2} = 0,021 + j0,369 \text{ МВА}.$$

Знаходимо поточкорозподіл по ділянках схеми:

$$\dot{S}_{01\partial\partial\partial} = \dot{S}_{p01} - \dot{S}_{\kappa 1} = 0,469 + j1,013 - (-0,217 - j0,978) = 0,686 + j1,991 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{14\partial\partial\partial} = \dot{S}_{p14} - \dot{S}_{\kappa 1} = 0,194 + j0,346 - (-0,217 - j0,978) = 0,411 + j1,325 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{45\partial\partial\partial} = \dot{S}_{\kappa 1} = -0,217 - j0,978 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{56\partial\partial\partial} = \dot{S}_{p56} + \dot{S}_{\kappa 1} = 0,156 + j0,314 + (-0,217 - j0,978) = -0,061 - j0,665 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{02\partial\partial\partial} &= \dot{S}_{p02} + \dot{S}_{\kappa 1} - \dot{S}_{\kappa 2} = 0,513 + j3,084 + (-0,217 - j0,978) - \\ &- (0,021 + j0,369) = 0,276 + j1,736 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{26\partial\partial\partial} &= \dot{S}_{p26} + \dot{S}_{\kappa 1} - \dot{S}_{\kappa 2} = 0,353 + j2,185 + (-0,217 - j0,978) - \\ &- (0,021 + j0,369) = 0,116 + j0,838 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{03\partial\partial\partial} = \dot{S}_{p03} + \dot{S}_{\kappa 2} = 0,361 + j1,179 + (0,021 + j0,369) = 0,381 + j1,549 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{36\partial\partial\partial} = \dot{S}_{\kappa 2} = 0,021 + j0,369 \text{ МВА}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконуємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
 & -\dot{S}_{01\text{доо}} \cdot Z_{01} - \dot{S}_{14\text{доо}} \cdot Z_{14} + \dot{S}_{45\text{доо}} \cdot Z_{45} + \dot{S}_{56\text{доо}} \cdot Z_{56} + \dot{S}_{02\text{доо}} \cdot Z_{02} + \dot{S}_{26\text{доо}} \cdot Z_{26} = \\
 & = -(0,686 + j1,991) \cdot (1,593 + j5,434) - (0,411 + j1,325) \cdot (8,784 + j15,287) + \\
 & + (-0,217 - j0,978) \cdot (8,44 + j8,855) + (-0,061 - j0,665) \cdot (7,32 + j12,739) + \\
 & + (0,276 + j1,736) \cdot (9,028 + j15,711) + (0,116 + j0,838) \cdot (21,522 + j22,58) = 0; \\
 & \dot{S}_{03\text{доо}} \cdot Z_{03} + \dot{S}_{36\text{доо}} \cdot Z_{36} - \dot{S}_{02\text{доо}} \cdot Z_{02} - \dot{S}_{26\text{доо}} \cdot Z_{26} = \\
 & = (0,381 + j1,549) \cdot (12,932 + j22,506) + (0,021 + j0,369) \cdot (30,806 + j32,321) - \\
 & - (0,276 + j1,736) \cdot (9,028 + j15,711) - (0,116 + j0,838) \cdot (21,522 + j22,58) = 0.
 \end{aligned}$$

Розрахунок потоків потужності схеми мережі виконано правильно.

Визначимо результуюче навантаження пунктів схеми:

Для пункту 1:

$$S_{рез1} = S_{нр1} + \Delta S_{н1} = 14,046 - j11,022 + 0,275 + j0,667 = 14,321 - j10,355 \text{ МВА.}$$

Результати аналогічних розрахунків для решти пунктів наведені в табл.1.18.

Таблиця 1.18 – Результуюче навантаження пунктів мережі

Пункт	1	2	3
$S_{рез}$, МВА	14,321-j10,355	14,204-j10,295	22,422-j16,49
Пункт	4	5	6
$S_{рез}$, МВА	12,227-j9,018	18,229-j14,516	-19,743+j15,559

Визначимо результуючий потікорозподіл потужностей:

Для ділянки 0-1:

$$S_{рез01} = S_{01осн} + \Delta S_{01доо} = 29,044 - j24,093 + 0,686 + j1,991 = 29,73 - j22,102 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунків результуючих потоків потужностей решти ділянок наведені в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Результуючі потоки потужності по ділянках схеми

Ділянка	0-1	0-2	0-3
$S_{рез}$, МВА	29,73-j22,102	14,439-j9,666	17,491-j13,347
Ділянка	1-4	2-6	3-6
$S_{рез}$, МВА	15,409-j11,746	0,235+j0,629	-4,932 +j3,143
Ділянка	4-5	5-6	
$S_{рез}$, МВА	-3,182+j2,729	15,047-j11,787	

Визначимо рівні напруг пунктів схеми:

Для пункту 1:

$$U_1^{(1)} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез01} \cdot r_{01} - Q_{рез01} \cdot x_{01})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (29,73 \cdot 1,593 - (-22,102) \cdot 5,434)} = 113,535 \text{ кВ.}$$

Результати розрахунків напруг решти пунктів наведені в табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Рівні напруг пунктів

Пункт	Розрахований рівень напруги, кВ
1	113,535
2	112,519
3	110,326
4	110,726
5	111,186
6	112,6

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за зміною модулів напруги в пунктах схеми:

Для пункту 1:

$$\Delta U_1 = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113,535 - 110|}{110} \cdot 100\% = 3,213\%$$

Результати розрахунків зміни модулів напруги решти пунктів наведені в табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Зміна модулів напруги у пунктах

Пункт	ΔU , %
1	3,213
2	2,29
3	0,296
4	0,66
5	1,078
6	2,364

Оскільки зміна модулів напруги у деяких пунктах перевищує 2%, необхідне продовження виконання ітераційного розрахунку.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез01}^{(1)} + \dot{S}_{рез02}^{(1)} + \dot{S}_{рез03}^{(1)} + \frac{\dot{S}_{z01}^{(1)} + \dot{S}_{z02}^{(1)} + \dot{S}_{z03}^{(1)}}{0,5} + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 = \\ &= (29,73 - j22,102) + (14,439 - j9,666) + (17,491 - j13,347) + \\ &+ \frac{(0,179 - j0,611) + (0,236 - j0,41) + (0,526 - j0,915)}{0,5} + j197,816 \cdot 115^2 = \\ &= 62,13 - j43,467 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} = 14 - j9,98 + \\ &+ 14 - j10,084 + 22 - j15,876 + 12 - j8,584 + 18 - j12,98 - 20 + j15 = \\ &= 60 - j42,504 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{БП}^{(1)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma} = 62,13 - j43,467 - (60 - j42,504) = 2,13 - j0,963 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків, виконаних на першій ітерації показані на рис. 1.8.

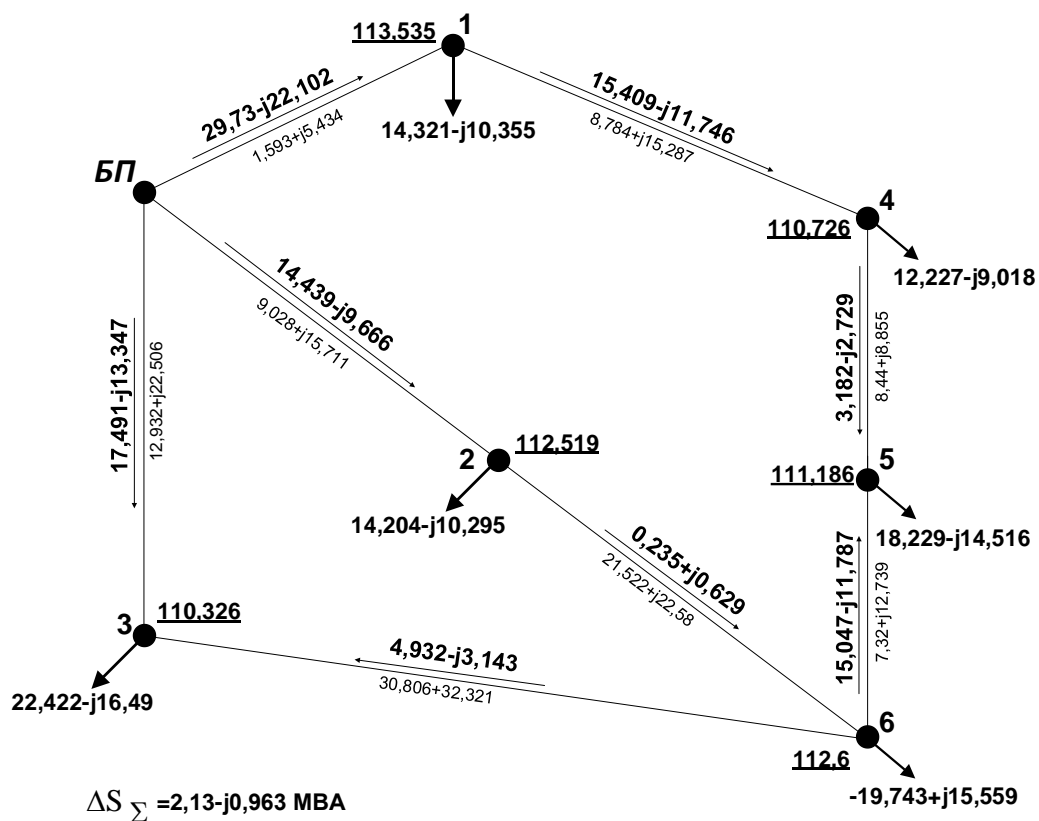


Рисунок 1.8 – Результати першої ітерації

Виконання наступних ітерацій ніяким чином не відрізняється від приведеної вище. Ітераційна збіжність була досягнута після виконання третьої ітерації. В табл. 1.22 наведені результати виконання останньої третьої ітерації.

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку третьої ітерації

Параметр	Значення			
	1		2	
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_z^{(3)}$, МВА	0-1	0,174-j0,593	2-6	0,0001-j0,001
	0-2	0,131-j0,401	3-6	0,08-j0,084
	0-3	0,524-j0,912	4-5	0,015-j0,016
	1-4	0,276-j0,481	5-6	0,206-j0,358

Продовження таблиці 1.22

1	2			
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta\dot{S}_y^{(3)}$, МВА	1	0,045+j1,302	4	0,043+j0,613
	2	0,044+j1,155	5	0,043+j0,518
	3	0,057+j1,69	6	0,052+j2,201
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta\dot{S}_n^{(3)}$, МВА	1	0,27+j0,765	4	0,189+j0,364
	2	0,159+j0,955	5	0,154+j0,331
	3	0,359+j1,192	6	0,195-j1,981
Потоки потужностей по ділянках від додаткових навантажень пунктів, $\Delta\dot{S}_{\text{дод}}^{(3)}$, МВА	0-1	0,68+ j 2,155	2-6	0,11+ j 0,879
	0-2	0,27+ j 1,833	3-6	0,016+ j 0,407
	0-3	0,375+ j 1,6	4-5	-0,222- j 1,026
	1-4	0,41+ j 1,39	5-6	-0,068- j 0,695
Результуюче навантаження пунктів, $\Delta\dot{S}_{\text{рез}}^{(3)}$, МВА	1	14,316-j10,257	4	12,222-j9
	2	14,203-j10,239	5	18,226-j14,499
	3	22,421-j16,477	6	-19,745+j15,668
Результуючий потік потужності по ділянкам, $\Delta\dot{S}_{\text{рез}}^{(3)}$, МВА	0-1	29,724-j21,938	2-6	0,23-j0,67
	0-2	14,434-j9,549	3-6	-4,936+j3,181
	0-3	17,485-j13,297	4-5	-3,187+j2,681
	1-4	15,408-j11,681	5-6	15,039-j11,817
$U^{(3)}$,кВ	1	113,542	4	110,743
	2	112,533	5	111,2
	3	110,337	6	112,623

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 5116.6.050701.009.ПЗ

Арк.

43

$$\dot{S}_{БП}^{(3)} = \dot{S}_{pe301}^{(3)} + \dot{S}_{pe302}^{(3)} + \dot{S}_{pe303}^{(3)} + \frac{\dot{S}_{z01}^{(3)} + \dot{S}_{z02}^{(3)} + \dot{S}_{z03}^{(3)}}{0,5} + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 =$$

$$= (29,724 - j21,938) + (14,434 - j9,569) + (17,485 - j13,297) +$$

$$+ \frac{(0,174 - j0,593) + (0,231 - j0,401) + (0,524 - j0,911)}{0,5} + j197,816 \cdot 115^2 =$$

$$= 62,106 - j43,141 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} = 14 - j9,98 +$$

$$+ 14 - j10,084 + 22 - j15,876 + 12 - j8,584 + 18 - j12,98 - 20 + j15 =$$

$$= 60 - j42,504 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{БП}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma} = 62,106 - j43,141 - (60 - j42,504) = 2,106 - j0,636 \text{ МВА};$$

$$\delta \Delta S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|2,106 - j0,636 - 2,106 - j0,639|}{|2,106 - j0,639|} \cdot 100\% = 0,111 \text{ \%}.$$

Оскільки зміна втрат потужності в мережі не перевищує 2%, ітераційний розрахунок можна вважати завершеним. Результати ітераційного розрахунку показані на рис. 1.9.

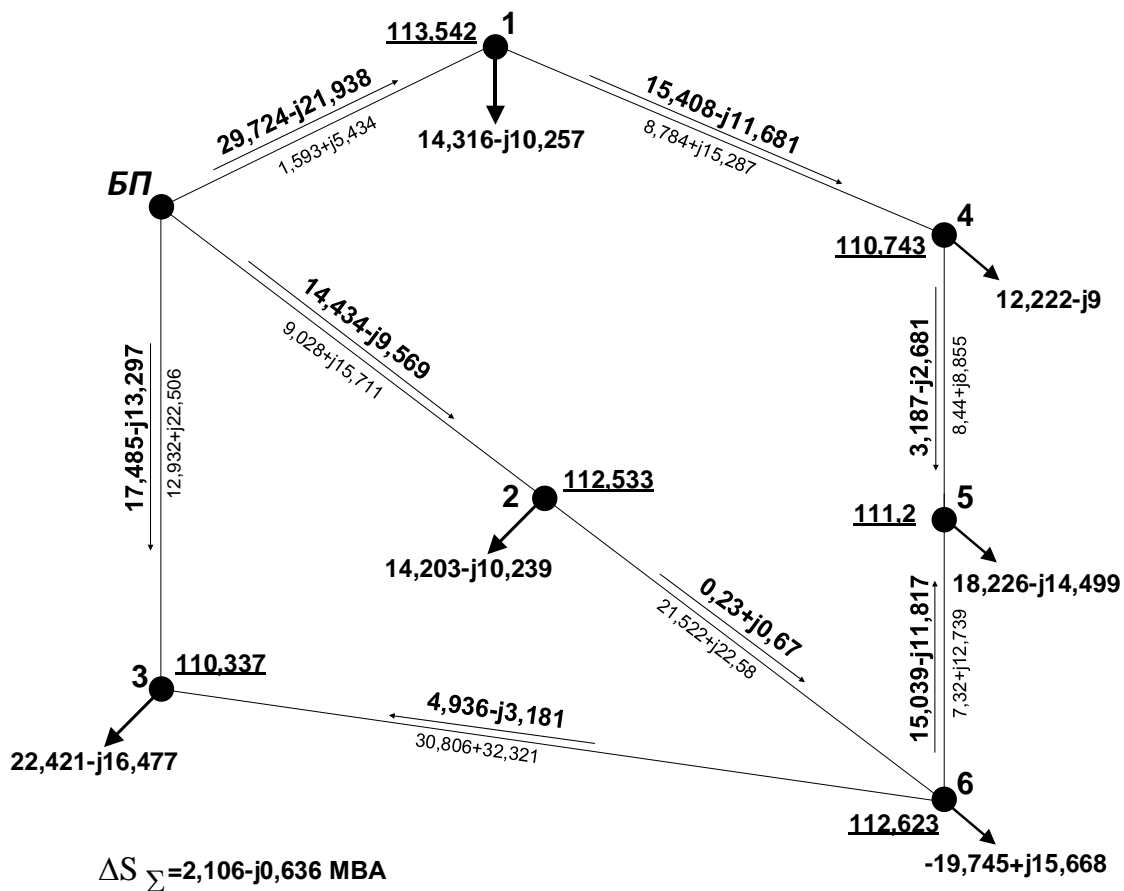


Рисунок 1.9 – Результати ітераційного розрахунку

						ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			44

Розрахуємо струмове навантаження ліній:

Для лінії 0-1:

$$I_{max01} = \frac{\sqrt{P_{рез01}^2 + Q_{рез01}^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{29,724^2 - 21,938^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (115^2 + 113,542^2)} \cdot 2} \cdot 10^3 = 131,981 \text{ A.}$$

Результати розрахунків струмів решти ділянок наведені в табл. 1.23.

Таблиця 1.23 – Струмове навантаження ділянок схеми

Ділянка	Переріз, мм ²	I _{діюче} , А	I _{доп} , А
0-1	2x240	131,981	610
0-2	1x120	87,979	390
0-3	1x120	112,538	390
1-4	1x120	99,539	390
2-6	1x120	3,633	265
3-6	1x70	30,411	265
4-5	1x70	21,667	265
5-6	1x120	69,772	390

Струмові навантаження ділянок схеми не перевищують допустимі струми застосованих перерізів.

1.6 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.

Під аварійним режимом роботи електричної мережі розуміємо, режим при обриві найбільш завантаженої ділянки. Оскільки найбільше навантаження несе дволанцюгова лінія 0-1, приймаємо за аварійний режим вимкнення одного ланцюга лінії 0-1. Розрахунок режиму роботи мережі ідентичний наведеному в параграфі 1.5, потоки потужностей по ділянках, а також контури та їх обхід обираються аналогічно. Розрахунок режиму в даному розділі відрізняється лише значеннями параметрів ділянки 0-1.

Параметри ділянки 0-1, при аварійному вимкненні одного ланцюга:

Активний опір:

$$r_{01} = \frac{r_{0_240} \cdot L_{01}}{k \cdot n} = \frac{0,118 \cdot 27}{1 \cdot 1} = 3,186 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір:

$$x_{01} = \frac{x_{0_240} \cdot L_{01}}{k \cdot n} = \frac{0,403 \cdot 27}{1 \cdot 1} = 10,868 \text{ Ом.}$$

Реактивна провідність:

$$b_{01} = k \cdot n \cdot b_{0_240} \cdot L_{01} = 1 \cdot 1 \cdot 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 27 = 76,78 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Комплексні опір та провідність:

$$Z_{01} = r_{01} + jx_{01} = 3,186 + j10,868 \text{ Ом;}$$

$$Y_{01} = jb_{01} = j76,78 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

На рис. 1.10 наведена початкова схема для ітераційного розрахунку.

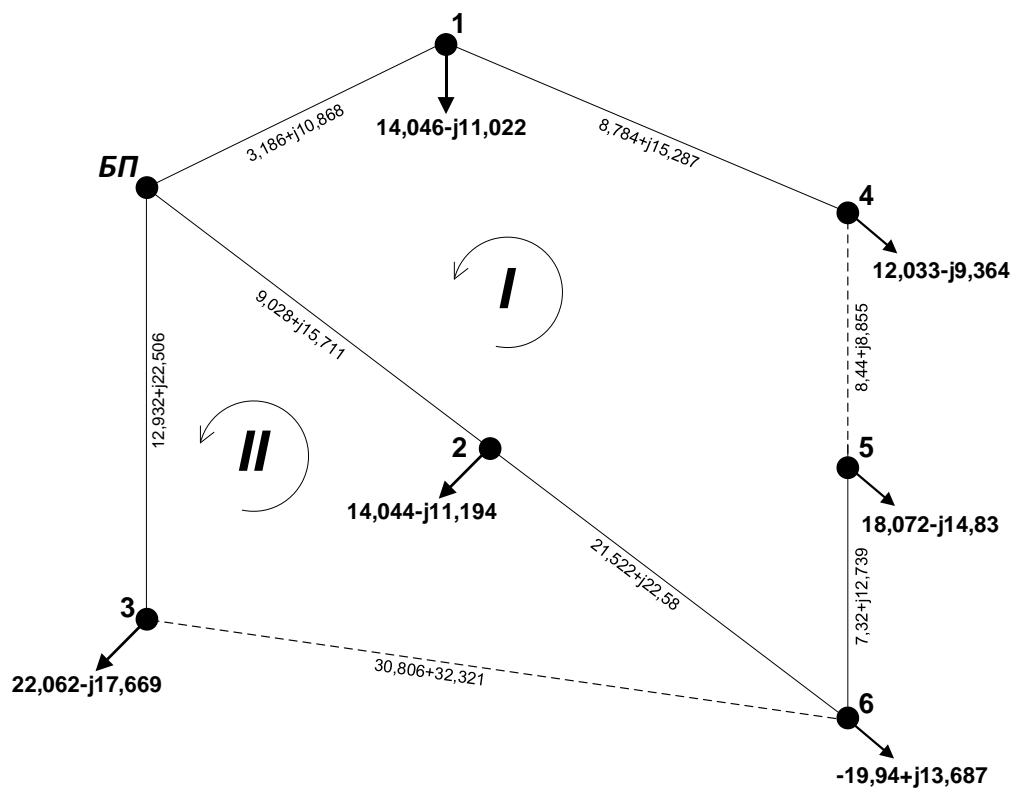


Рисунок 1.10 – Початок ітераційного розрахунку

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Ітераційна збіжність була досягнута після виконання третьої ітерації. В табл. 1.24 наведені результати виконання останньої третьої ітерації.

Таблиця 1.24 – Результати ітераційного розрахунку

Параметр	Значення			
	1	2		
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_z^{(3)}$, МВА	0-1	0,308-j1,049	2-6	0,0049-j0,0052
	0-2	0,269-j0,469	3-6	0,054-j0,056
	0-3	0,572-j0,996	4-5	0,0054-j0,0057
	1-4	0,218-j0,38	5-6	0,268-j0,467
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_y^{(3)}$, МВА	1	0,044+j1,271	4	0,042+j0,601
	2	0,044+j1,151	5	0,042+j0,506
	3	0,057+j1,684	6	0,051+j2,179
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_n^{(3)}$, МВА	1	0,307+j0,577	4	0,154+j0,408
	2	0,181+j0,915	5	0,179+j0,27
	3	0,37+j1,158	6	0,215-j1,915
Потоки потужностей по ділянках від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{одд}^{(3)}$, МВА	0-1	0,702+ j 1,785	2-6	0,125+ j 0,923
	0-2	0,306+ j 1,837	3-6	0,027+ j 0,441
	0-3	0,397+ j 1,599	4-5	-0,242- j 0,821
	1-4	0,396+ j 1,229	5-6	-0,063- j 0,551

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 5116.6.050701.009.ПЗ

Арк.

47

Продовження таблиці 1.24

1	2			
Результуюче навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{рез}^{(3)}$, МВА	1	14,353-j10,465	4	12,187-j8,956
	2	14,225-j10,279	5	18,251-j14,56
	3	22,432-j16,512	6	-19,725+j15,602
Результуючий потік потужності по ділянкам, $\Delta \dot{S}_{рез}^{(3)}$, МВА	0-1	27,4-j21,313	2-6	1,626-j0,129
	0-2	15,851-j10,151	3-6	-3,96 +j2,805
	0-3	18,471-j13,706	4-5	-0,86+j1,892
	1-4	13,047-j10,848	5-6	17,391-j12,669
$U^{(3)}$, кВ	1	112,193	4	109,665
	2	112,338	5	109,883
	3	110,138	6	112,052

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(3)} &= \dot{S}_{рез01}^{(3)} + \dot{S}_{рез02}^{(3)} + \dot{S}_{рез03}^{(3)} + \frac{\dot{S}_{z01}^{(3)} + \dot{S}_{z02}^{(3)} + \dot{S}_{z03}^{(3)}}{0,5} + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 = \\ &= (27,4 - j21,313) + (15,851 - j10,151) + (18,471 - j13,706) + \\ &+ \frac{(0,308 - j1,049) + (0,269 - j0,469) + (0,572 - j0,996)}{0,5} + j197,816 \cdot 115^2 = \\ &= 62,296 - j43,811 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{max1} + \dot{S}_{max2} + \dot{S}_{max3} + \dot{S}_{max4} + \dot{S}_{max5} + \dot{S}_{max6} = 14 - j9,98 + \\ &+ 14 - j10,084 + 22 - j15,876 + 12 - j8,584 + 18 - j12,98 - 20 + j15 = \\ &= 60 - j42,504 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{БП}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma} = 62,296 - j43,811 - (60 - j42,504) = 2,296 - j1,307 \text{ МВА};$$

$$\delta \Delta S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|2,296 - j1,307 - 2,297 - j1,309|}{|2,297 - j1,309|} \cdot 100\% = 0,076 \text{ \%}.$$

Оскільки зміна втрат потужності в мережі не перевищує 2%, ітераційний розрахунок можна вважати завершеним. Результати ітераційного розрахунку показані на рис. 1.11.

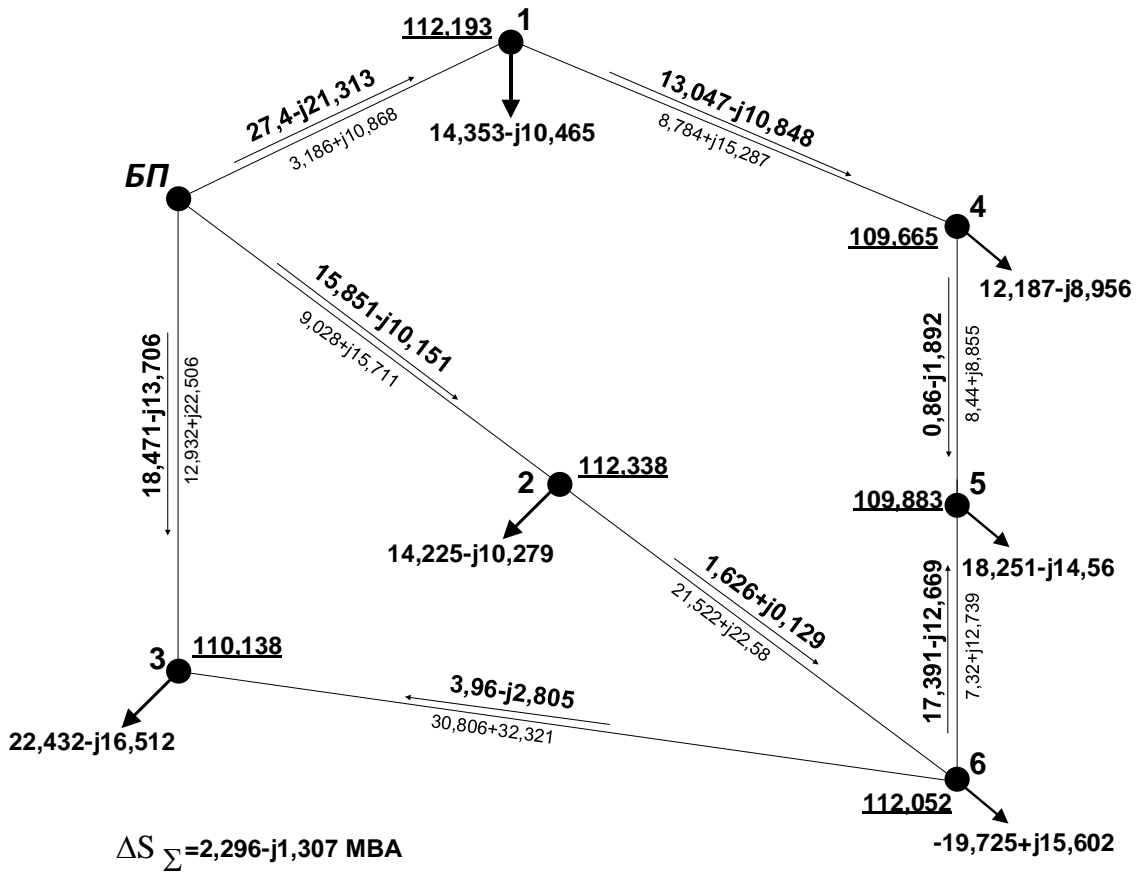


Рисунок 1.11 – Результати ітераційного розрахунку

Розрахуємо струмове навантаження ліній:

Для лінії 0-1:

$$I_{\max 01} = \frac{\sqrt{P_{\text{рез}01}^2 + Q_{\text{рез}01}^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{29,724^2 - 21,938^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (115^2 + 113,542^2)} \cdot 2} \cdot 10^3 = 131,981 \text{ A.}$$

Результати розрахунків струмів решти ділянок наведені в табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Струмове навантаження ділянок схеми

Ділянка	Переріз, мм ²	I _{діюче} , А	I _{доп} , А
1	2	3	4
0-1	1x240	176,414	610
0-2	1x120	95,597	390
0-3	1x120	117,943	390
1-4	1x120	88,305	390

Продовження таблиці 1.25

1	2	3	4
2-6	1x120	8,393	265
3-6	1x70	25,221	265
4-5	1x70	10,929	265
5-6	1x120	79,153	390

Струмові навантаження ділянок схеми не перевищують допустимі струми застосованих перерізів.

1.7 Регулювання напруги силових трансформаторів

Порядок розрахунку номера відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів наведемо на прикладі групи трансформаторів пункту 1 в режимі максимальних навантажень.

Визначимо приведені рівні напруги на шинах трансформаторів:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{(P_{1CH} + P_{1HH} + \Delta P_{tz1} \cdot 10^{-3} + g_{\delta m1} \cdot U_{.m1}^2) \cdot r_{\delta \epsilon 1}}{U_{.m1}} - \frac{(Q_{CH1} + Q_{HH1} + \Delta Q_{tz1} \cdot 10^{-3} + b_{\delta m1} \cdot U_{.m1}^2) \cdot x_{\delta \epsilon 1}}{U_{.m1}} = \frac{(10 + 4 + 45,832 \cdot 10^{-3} + 3,478 \cdot 10^{-6} \cdot 113,542^2) \cdot 1,292}{113,542} - \frac{(-6,98 - 3 - 1,042 - 242 \cdot 113,542^2) \cdot 44,428}{113,542} = 4,595 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{1CH} \cdot r_{\delta \epsilon 1} - Q_{CH1} \cdot x_{\delta \epsilon 1}}{U_{.m1} - \Delta U_{TB1}} = \frac{10 \cdot 1,292 + 6,98 \cdot 0}{108,947} = 0,119 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{1HH} \cdot r_{\delta \epsilon 1} - Q_{HH1} \cdot x_{\delta \epsilon 1}}{U_{.m1} - \Delta U_{TB1}} = \frac{4 \cdot 1,292 + 3 \cdot 25,83}{108,947} = 0,759 \text{ кВ}.$$

Визначимо уточнені значення приведених напруг СН та НН:

$$U_{НН1} = U_{.m1} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 113,542 - 4,595 - 0,759 = 108,189 \text{ кВ};$$

$$U_{СН1} = U_{.m1} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 113,542 - 4,595 - 0,119 = 108,829 \text{ кВ}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Визначимо бажану кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\text{вж1}} = \frac{U_{\text{ПН1}} \cdot U_{\text{ПН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{ндж1}}} - 1 = \frac{108,189 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,014.$$

Визначимо розрахунковий регулювання РПН:

$$N_{\text{в1}} = \frac{\omega_{\text{вж1}}}{\omega_{\text{в0}}} = \frac{-0,014}{0,0178} = -0,811.$$

Округливши розрахунковий ступінь отримуємо стандартний ступінь регулювання:

$$N_{\text{см.в1}} = -1.$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\text{см.в1}} = N_{\text{см.в1}} \cdot \omega_{\text{в0}} = -1 \cdot 0,0178 = -0,018.$$

Визначаємо фактичне значення рівня напруги на шинах НН:

$$U_{\text{нд1}} = \frac{U_{\text{ПН1}} + U_{\text{ТН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + \omega_{\text{см.в1}})} = \frac{108,189 + 11}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 10,536 \text{ кВ}.$$

Визначаємо бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{\text{сж1}} = \frac{U_{\text{сдж1}} \cdot U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + \omega_{\text{см.в1}})}{U_{\text{ПС1}} \cdot U_{\text{ТС1}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,018)}{108,829 \cdot 38,5} - 1 = 0,038.$$

Визначаємо розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ:

$$N_{\text{с1}} = \frac{\omega_{\text{сж1}}}{\omega_{\text{с0}}} = \frac{0,038}{0,025} = 1,516.$$

Округливши розрахунковий ступінь отримуємо стандартний ступінь регулювання:

$$N_{\text{см.с1}} = 2.$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\text{см.с1}} = N_{\text{см.с1}} \cdot \omega_{\text{с0}} = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

Визначаємо фактичне значення рівня напруги на шинах СН:

$$U_{\text{сд1}} = \frac{U_{\text{ПС1}} + U_{\text{ТС1}} \cdot (1 + \omega_{\text{с1_см}})}{U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + \omega_{\text{в1_см}})} = \frac{108,829 + 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 38,949 \text{ кВ}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ для силових трансформаторів решти пунктів наведені в табл. 1.26.

Таблиця 1.26 – Обрані відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів в режимі максимальних навантажень

№	U_M	$\Delta U_{ТВ}$	$\Delta U_{Тс}$	$\Delta U_{Тн}$	$U_{Пн}$	$U_{Пс}$	$N_{В}^{ст}$	$N_{с}^{ст}$	$U_{сд}$	$U_{нд}$
1	113,542	4,595	0,119	0,759	108,189	108,829	-1	2	38,949	10,536
2	112,533	4,702	0,096	1,15	106,681	107,735	-2	1	38,334	10,581
3	110,337	4,785	0,084	1,339	104,213	105,468	-3	1	38,233	10,531
4	110,743	4,017	0,097	0,774	105,952	106,63	-2	2	38,866	10,509
5	111,2	6,255	0,123	1,575	103,369	104,822	-4	1	38,727	10,645

Для пункту 6 відгалуження РПН та ПБЗ не розраховується, оскільки регулювання напруги в даному не здійснюється. Регулювання напруги здійснюється за рахунок генераторів і використовуються лише для підтримання сталого рівня напруги при наявності місцевого споживання. Оскільки в наведеній мережі такого немає, напруга пункту 6 повністю залежить від потокорозподілу потужностей по схемі мережі.

Розрахунок відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів в аварійному режимі роботи аналогічне наведеному вище, тому в табл. 1.27 наведені результати цих розрахунків.

Таблиця 1.27 – Обрані відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів в режимі максимальних навантажень

№	U_M	$\Delta U_{ТВ}$	$\Delta U_{Тс}$	$\Delta U_{Тн}$	$U_{Пн}$	$U_{Пс}$	$N_{В}^{ст}$	$N_{с}^{ст}$	$U_{сд}$	$U_{нд}$
1	2				3		4		5	
1	112,193	4,647	0,12	0,769	106,777	107,425	-2	1	38,224	10,59
2	112,338	4,71	0,096	1,152	106,476	107,532	-2	1	38,262	10,561

Продовження таблиці 1.27

1	2				3		4		5	
3	110,139	4,793	0,084	1,341	104,003	105,26	-3	2	38,089	10,509
4	109,665	4,054	0,098	0,783	104,828	105,513	-3	2	39,182	10,593
5	109,883	6,327	0,125	1,596	101,96	103,432	-4	2	39,146	10,5

Висновки до розділу 1

В ході виконання розрахунку параметрів та режимів роботи електричної мережі з наявною в ній генерацією, було знайдено оптимальну кількість та тип трансформаторів, що встановлюються у вузлах, обрано оптимальні перерізи проводів для ПЛ.

За результатами перевірки надійності електропостачання в аварійних режимах роботи мережі, було встановлено, що одну з головних ліній схеми необхідно виконувати дволанцюговою.

За результатами розрахунку регульовальних діапазонів силових трансформаторів, було знайдено оптимальні регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів для різних режимів роботи мережі.

За результатами розрахунків режимів роботи електричної мережі було встановлено, що напруги усіх пунктів схеми та струми по усіх ділянках в цих режимах входять до допустимих діапазонів цих параметрів для обраного обладнання.

2 ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ СПОРУДЖЕННЯ ПІДЗЕМНИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Загальні принципи спорудження підземних ТП. Нормативні Вимоги

Станом на сьогодні кількість споживачів електричної енергії неперервно зростає. Населені пункти розростаються, а в їх центральних районах збільшується щільність забудови. Зокрема збільшується кількість офісних та жилих будівель. Найбільш яскраво це спостерігається для обласних центрів та столиці. При таких обставинах існуючі трансформаторні підстанції вже не здатні забезпечити покриття додаткових навантажень, що викликає необхідність будівництва нових.

Одним з найголовніших завдань енергетиків є забезпечення надійного електропостачання промислових та побутових споживачів. При цьому експлуатаційна надійність систем електропостачання значною мірою визначається надійністю роботи одного з основних її елементів – трансформаторних підстанцій. Проблемою є те, що на даний момент фактично неможливо побудувати нові ТП в густонаселених районах міст, через нестачу вільної площі для будівництва. Вирішенням цієї проблеми може стати впровадження використання підземних ТП.

Багаторічний європейський досвід спорудження таких об'єктів свідчить про те, що за умови дотримання усіх відповідних норм проектування та будівництва зазначених об'єктів цілком можливо забезпечити їх подальшу надійну та безпечну експлуатацію.

Перша річ, з якою стикаються інженери при проектуванні підземних або частково заглиблених трансформаторних підстанцій це розробка надійного але зручного корпусу. В українських нормативних документах параметри корпусу ТП не нормуються, тому доцільніше спиратися на європейську практику.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Корпус ТП в основному складається з наступних основних елементів:

- нижній монолітний бетонний блок приміщень, товщина стінки якого згідно європейських стандартів має бути не менше 200 мм;
- внутрішня металева рама з місцями для розміщення трансформаторів та комірок розподільних пристроїв, яка використовується для посилення конструкції та надійного монтажу обладнання;
- верхній монолітний бетонний блок приміщень з технологічними отворами для кабелів та вентиляційних шахт;
- система вентиляційних каналів.

Виготовлення бетонних блоків здійснюється за спеціальною технологією із використанням армованих бетонів, стійких до вологи та низьких температур. Переважна більшість електрообладнання монтується в блоки безпосередньо на заводі та транспортується на місце встановлення потужними трейлерами.

Оскільки в українській нормативній документації трансформаторні підстанції підземного типу не виділені в окрему групу, на них поширюються вимоги, що і на закриті розподільні установки та підстанції.

Згідно [3] такі трансформаторні приміщення можна розташовувати під територіями, на яких у межах їх площі одночасно можуть перебувати більше ніж 50 осіб, лише в разі використання сухих трансформаторів, або трансформаторів з негорючим, екологічно чистим наповненням. Це певним чином впливає на габаритні розміри, оскільки для таких трансформаторів, встановлених всередині приміщень нормуються відстані в просвіті від найбільш виступаючих частин:

- до задньої і бічних стін – 0,3 м для сухих трансформаторів потужністю до 0,63 МВА, і 0,6 м – для сухих трансформаторів більшої потужності;
- до полотна дверей або виступаючих частин стіни з боку входу – 0,6 м для сухих трансформаторів потужністю до 0,63 МВА; 0,8 м – для сухих трансформаторів потужністю від 0,63 МВА до 1,6 МВА і 1,0 м – для сухих трансформаторів потужністю понад 1,6 МВА.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Крім того ширина коридору обслуговування ЗРУ повинна забезпечувати зручне обслуговування установки. У цьому разі його ширина в провітрі між вертикальними площинами, проведеними через частини РУ, які максимально виступають, або приводи комутаційних апаратів РУ, повинна бути не менше ніж:

- 1,0 м – у разі одnobічного розташування устаткування;
- 1,2 м – у разі двобічного розташування устаткування.

Для економії площі, що є надзвичайно важливим при проектуванні підземних ТП, використовують двобічне розташування комірок РУ.

Беручи до уваги необхідність використання сухих трансформаторів, або трансформаторів з негорючим, екологічно чистим наповненням, можна виділити той факт, що сухі трансформатори генерують більший рівень шумів, та допускаються до встановлення лише в точках мережі, де не буває атмосферних перенапруг. Встановлення трансформаторної підстанції під землею в монолітному бетонному блоці нівелює ці недоліки, однак в сучасній практиці набули поширеного використання трансформатори з литою епоксидною ізоляцією, який зображено на рис. 2.1.

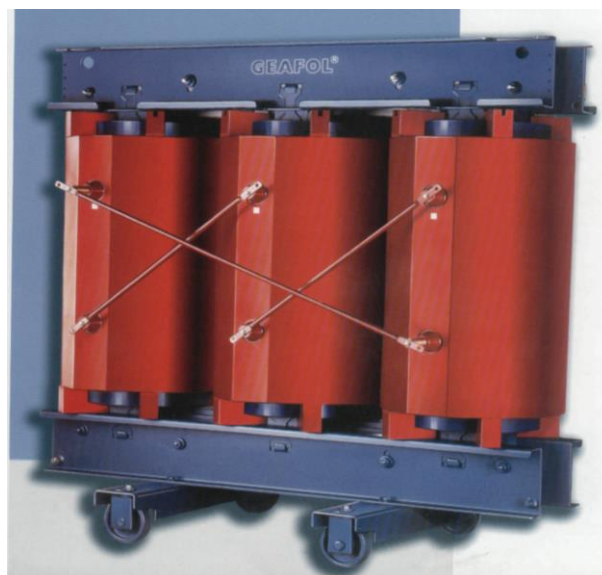


Рисунок 2.1 – Зовнішній вигляд трансформатора 10/0,4 кВ з литою епоксидною ізоляцією

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Лита ізоляція обмоток виготовляється з епоксидної смоли, на основі біфенола необхідної в'язкості, що забезпечує високу якість просочення обмоток. Цей матеріал не має шкідливого впливу на навколишнє середовище. В результаті обмотки не вимагають технічного обслуговування, вони вологостійкі а також стійкі до загорання і мають властивості самозатухання. Токсичні гази не виділяються навіть під дією лугових розрядів. До смоли також додаються ангідридні затверджувачі з добавками для підвищення гнучкості. Такий тип затверджувача забезпечує чудові термічні та механічні властивості. Добавка, що підвищує гнучкість, надає ізоляції необхідну пружність для попередження розтікання під час роботи устаткування. До смоли також домішується активний порошковий наповнювач, що складається з кремнезема та тригідрата алюмінія, який покращує механічну надійність ізоляції та покращує тепловіддачу.

Оскільки такий тип ТП має обмежену можливість до обслуговування, важливими є показники надійності обладнання, що встановлено в ТП. Пожежна безпека при цьому знаходиться на першому місці.

Тригідрат алюмінія сприяє появі трьох наступних протипожежних ефектів, які можуть виникнути при обгоранні литої ізоляції (у випадку коли трансформатор знаходиться під дією вогню):

- поява відбиваючого вогнетривкого екрану з окису алюмінія (рис. 2.2);
- поява перешкоди з водяного пару (рис. 2.3);
- підтримання температури нажче точки загорання (рис. 2.4).

В результаті поєднання цих трьох властивостей відбувається негайне самогасіння трансформатора (рис. 2.5).

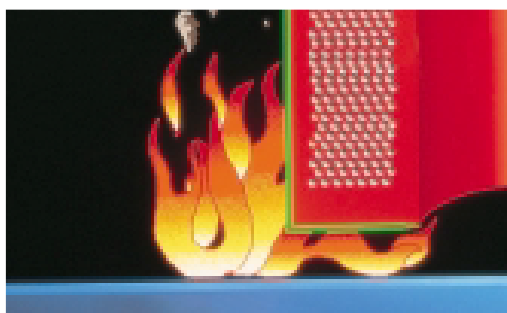


Рисунок 2.2 – Відбиваючий екран з оксиду алюмінію

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57



Рисунок 2.3 – Перешкода з водяного пару



Рисунок 2.4 – Підтримання температури нижче точки загорання

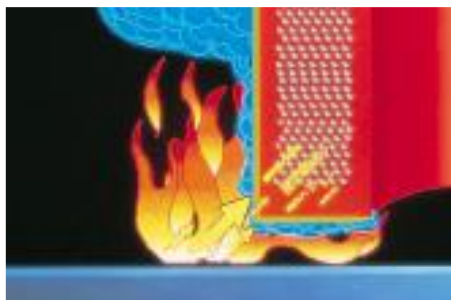


Рисунок 2.5 – Самогасіння трансформатора

Таким чином, трансформатори з литою епоксидною ізоляцією мають чудові показники пожежобезпеки, високу надійність, простоту експлуатації а також не вимагають великої площі для встановлення. Вони використовуються в сферах з обмеженими площами для встановлення обладнання, а також в місцях з погіршеними умовами роботи. Обмотки таких трансформаторів можна змонтувати чи замінити прямо на місці встановлення трансформатора, а також вони не потребують окремих систем для підтримання їх в робочому стані. Всі ці показники роблять трансформатори з литою епоксидною ізоляцією ідеальним варіантом для встановлення в підземних трансформаторних підстанціях.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Пожежна безпека є одним з найважливіших показників при проектуванні підземних трансформаторних підстанцій, адже вони розміщуються в безпосередній близькості до людей, і визначає надійність об'єкта в цілому. Тому при будівництві таких об'єктів необхідно використовувати обладнання яке не підтримує горіння. Це стосується не лише трансформаторів, але і кабелів та вимикачів.

Серед кабельної продукції можна виділити три типи кабелів: ВВГнгд, зовнішній вигляд якого показаний на рис. 2.6, АВВГнгд та (N)НХН FE180/E30(90), зовнішній вигляд якого показано на рис. 2.7.

Кабелі марки ВВГнгд та АВВГнгд (мідний та алюмінієвий відповідно) це кабелі з ізоляцією з полівініл-хлоридного пластиката в ПВХ оболонці, що не підтримують горіння з помірним димовиділенням. Багатожильний кабель марки ВВГнгд (АВВГнгд) передбачає струмопровідні жили однакового перетину. Може виконуватися трьома, чотирма чи п'ятьма жилами однакового перетину, при цьому маючи або одну жилу заземлення чи нульову, меншого перетину. Ізольовані жили кабелю скручені між собою. Ізоляція жил багатожильного кабелю має відмінне забарвлення, при цьому колір ізоляції нульової жили - блакитний або світло-синій, а жили заземлення - зелено-жовтий. Ізоляція одножильного кабелю може бути будь-якого кольору.

Використовують даний кабель для прокладки на відкритому повітрі, в сухих і вологих виробничих приміщеннях, каналах, шахтах, колекторах, частково затоплюваних спорудах при наявності середовища зі слабкою, середньою і високою корозійною активністю, на спеціальних кабельних естакадах і в блоках. А також для прокладки в пожежонебезпечних приміщеннях і в умовах, що вимагають нерозповсюдження горіння. Не рекомендується прокладати в землі (траншеях).

Кабелі типу (N)НХН FE180/E30(90) це вогнетривкі безгалогенні кабелі підвищеної безпеки, відповідно до стандарту DIN VDE 0266, що зберігають функції ізоляції в умовах впливу вогню: DIN VDE 0472-814 - мінімум 3 години при 800 ° С (FE 180), а також зберігають функції кабелю в умовах впливу

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

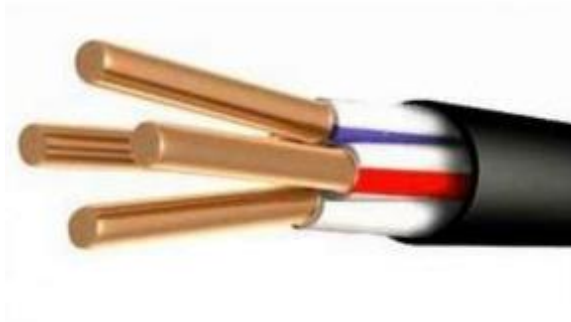


Рисунок 2.6 – Зовнішній вигляд кабелю ВВГнгд

вогню з кріплячою і несучою системою: DIN 4102-12 - протягом 90 хвилин (E90), чи 30 хвилин (E30).

Кабель безгалогенний, підвищеної безпеки та вогнестійкий і використовується в будинках з великою кількістю людей і цінних речей.

Застосовується для постійної прокладки на, в і під штукатуркою, в сухих, вологих і мокрих приміщеннях, а також в кам'яній кладці, стіні і в бетоні, за винятком безпосередньої прокладки в бетон при трясці і ущільненні. Кабель може застосовуватися на відкритому повітрі. Дозволяється прокладка кабелю в ґрунт, але при укладанні в захисних шлангах і трубах.



Рисунок 2.7 – Зовнішні вигляд кабелю (N)HXH FE180/E30

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

В області пожежної безпеки трансформаторних підстанцій, ПУЕ-2017 також встановлює показники вимикачів – вони обов’язково повинні бути безмасляними.

Оскільки трансформаторна підстанція знаходиться під землею, дуже важливою характеристикою є ізоляція приміщення та встановленого в ній обладнання від потрапляння вологи.

Передбачення посиленої гідроізоляції здебільшого стосується самої бетонної будівлі ТП, і детально розглядається у випадку розміщення ТП в ґрунтах з високим рівнем ґрунтових вод. Даний аспект здебільшого вирішується використанням гідроізолюючої «підкладки» під нижній бетонний блок, а також ізоляції усіх стиків бетонних конструкцій для зниження ймовірності руйнування цих стиків. Для цього використовуються поліуретанові, епоксидні, акрелатні суміші.

Більшу увагу варто приділити вводам кабелів у будівлю ТП. Для надійного монтажу та унеможливлення потрапляння вологи використовуються герметичні вводи. Кабельні вводи призначені для фіксації проводів і кабелів при введенні в різні корпуси і щити, і герметизації місць введення.

Кабельний ввід забезпечує захист від проникнення в корпус пилу і вологи (клас захисту IP67).

При розгляді даного питання, необхідно пояснити, що означає клас захисту IP. Код захисту оболонки або код IP - система класифікації ступенів захисту оболонки електрообладнання від проникнення твердих предметів і води відповідно до міжнародних стандартів IEC 60529 (DIN 40050, ГОСТ 14254-96). Перша цифра вказує на ступінь захисту, який забезпечує оболонка:

- захист людей від доступу до небезпечних частин, запобігаючи чи обмежуючи проникнення всередину оболонки якоїсь частини тіла чи предмету, що перебуває у руках людини;
- захист обладнання, що перебуває всередині оболонки від проникнення зовнішніх твердих предметів.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо перша характеристична цифра дорівнює 0, то оболонка не забезпечує захисту ні від доступу до небезпечних частин, ні від проникнення зовнішніх твердих предметів.

Якщо перша характеристична цифра, рівна 1, це вказує на те, що оболонка забезпечує захист людини від доступу до небезпечних частин тильною стороною руки, 2 – пальцем, 3 – інструментом, 4, 5 і 6 – дротом.

При першій характеристичній цифрі, рівній 1, 2, 3 і 4, оболонка забезпечує захист від зовнішніх твердих предметів діаметром більшим або рівним відповідно 50; 12,5; 2,5 і 1,0 мм. При цифрі 5 оболонка забезпечує частковий, а при цифрі 6 – повний захист від пилу.

Друга цифра вказує на ступінь захисту обладнання від шкідливого впливу води, який забезпечує оболонка.

Якщо друга характеристична цифра дорівнює 0, то оболонка не забезпечує захисту від шкідливого впливу води. Друга характеристична цифра, що дорівнює 1, вказує на те, що оболонка забезпечує захист від крапель води, що падають вертикально; 2 – від крапель води, що падають вертикально, коли оболонка відхилена на кут до 15°; 3 – від води, що падає у вигляді дощу; 4 – від суцільного скроплення; 5 – від водяних струменів; 6 – від сильних водяних струменів; 7 – від впливу при тимчасовому (короткочасному) зануренні у воду; 8 – від впливу при тривалому зануренні у воду.

Кабельні вводи діляться на два види, в залежності від стандарту різьблення:

- кабельні вводи з різьбою PG;
- кабельні вводи з метричної різьбою.

Деталі корпусу таких гермовводів зазвичай поліамід, а ущільнювач – неопрен. Діапазон робочих температур складає від -40 до +80 ° С. Зовнішній вигляд таких вводів показано на рис. 2.8.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

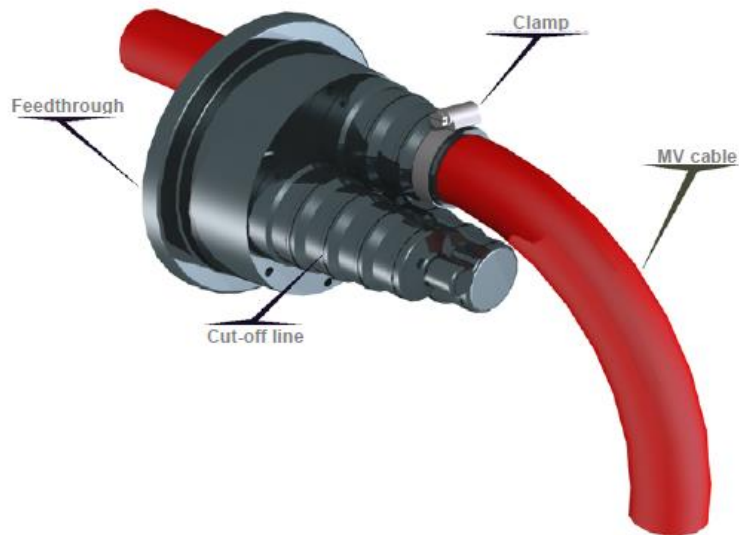


Рисунок 2.8 – Зовнішній вигляд кабельного гермовводу

Наступним аспектом який розглядається при проектуванні підземних трансформаторних підстанцій є охолодження встановленого в ній обладнання. Як ми знаємо, при підвищенні температури повітря в приміщеннях з обладнанням, воно втрачає свій ресурс надійності, може працювати некоректно, з більшими втратами енергії або взагалі виходити з ладу. При розміщенні ТП під поверхнею землі природня вентиляція неможлива, тому необхідно передбачати штучну.

Згідно [3] вентиляційна система приміщень силових трансформаторів повинна забезпечувати відведення теплоти в таких кількостях, щоб за номінального навантаження з урахуванням перевантажувальної здатності і максимальної розрахункової температури навколишнього середовища нагрівання трансформаторів не перевищувало максимально допустимого для них значення.

Вентиляцію приміщень силових трансформаторів потрібно виконувати таким чином, щоб різниця температур повітря, яке надходить до приміщення та виходить з нього не перевищувала 15 ° С. Вентиляцію передбачають з урахуванням кількості тепла, яке виділяє електрообладнання. Розрахунок вентиляційної системи приміщення підземної ТП наведені в параграфі 2.3.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Крім того, повертаючись до питань пожежної безпеки, згідно [3] стінки вентиляційних каналів і шахт необхідно виконувати з негорючих матеріалів з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 30.

Вентиляційні шахти і прорізи необхідно розташовувати таким чином, щоб у разі утворення або потрапляння у них вологи, вона не могла стікати на трансформатори, або застосовувати заходи щодо захисту трансформаторів від потрапляння вологи з шахт.

Вентиляційні прорізи необхідно закривати сітками з розміром отворів 1,0 см x 1,0 см і захищати від потрапляння через них дощу і снігу.

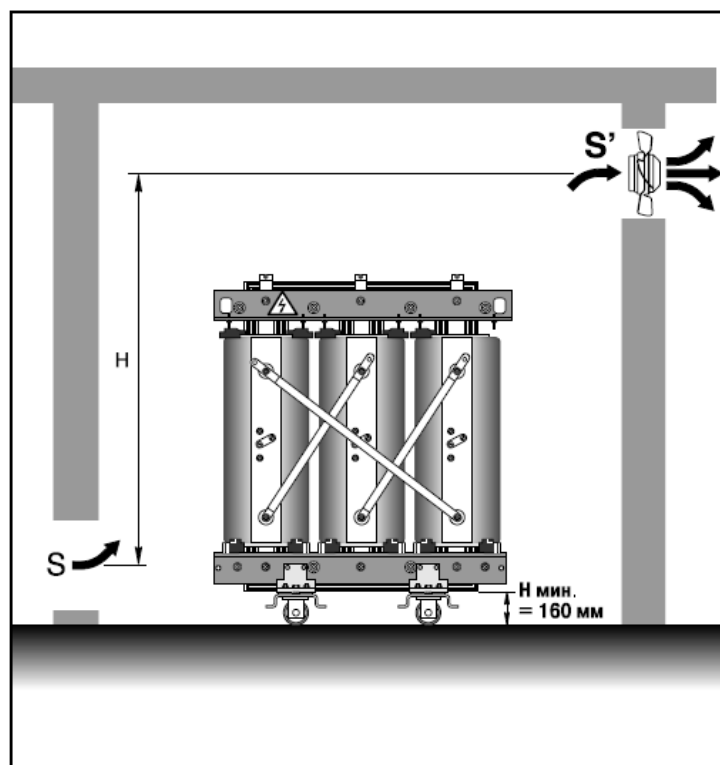


Рисунок 2.9 – Система штучної вентиляції трансформаторної камери

Узагальнивши описане вище, усі особливості проектування такого типу трансформаторних підстанцій описані в наступних нормативних документах:

- ПУЕ-2017 [3];
- ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» [4];

- НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» [6];
- ДБН В.1.1-7-2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» [5];
- ДБН В.2.1-10-2009 «Основи та фундаменти споруд. Основні положення проектування».

2.2 Технологія та послідовність будівництва підземної трансформаторної підстанції

Перед безпосереднім встановленням бетонних блоків ТП, необхідно підготувати котлован. Спираючись на практичні рішення компанії Ormazabal можна виділити декілька основних інструкцій при підготовці землі:

- перед початком розкопок землі провести попереднє дослідження з метою отримання інформації про її стабільність і можливе існування підземних труб;
- максимальний рівень води не повинен перевищувати - 800 мм;
- якщо установка ТП виконується перед розробкою майданчика, необхідно огородити зону безпеки на 2000 мм навколо трансформаторної підстанції, щоб вона була захищена під час розробки котловану;
- необхідно підтримувати площу 3000 мм навколо земляного полотна, вільну від навантажень і руху транспортних засобів
- необхідно уникати накопичення розкопаного матеріалу та обладнання біля краю котловану, приймаючи необхідні заходи для запобігання прориву стінок та падіння матеріалів всередину котловану;
- коли котлован дорівнює або глибше 2000 мм, необхідно захистити краї котловану металевими щитами;
- периметр котловану повинен бути адаптований таким чином, щоб зсуви і дощова вода не накопичувалися на даху трансформаторної підстанції;
- у випадку дощу та калюж, кваліфіковані фахівці повинні ретельно оглянути обладнання перед початком робіт. Необхідно негайно викачати

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

будь-яку воду, яка може бути присутнім у котловані, щоб уникнути зміни стійкості нахилу майданчика;

- оператори, які працюють в котловані, повинні бути належним чином підготовлені та проінформовані, а для кожної конкретної небезпеки - відповідний захисний одяг.

На рис. 2.10 наведено завершальну стадію підготовки – котлован армовано захисними металевими щитами, а на дні встановлено бетонну основу з шаром гідроізоляції.



Рисунок 2.10 – Загальний вигляд підготовленого котловану

Наступним етапом є встановлення нижнього монолітного блоку з внутрішньою металевою рамою для обладнання. Процес монтажу наведений на рис. 2.11.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66



Рисунок 2.11 – Монтаж нижнього монолітного бетонного блоку

Варто зауважити, що монтаж допускається лише за допомогою крана задля зменшення ризику пошкодження блоку, як показано на рис. 2.12.

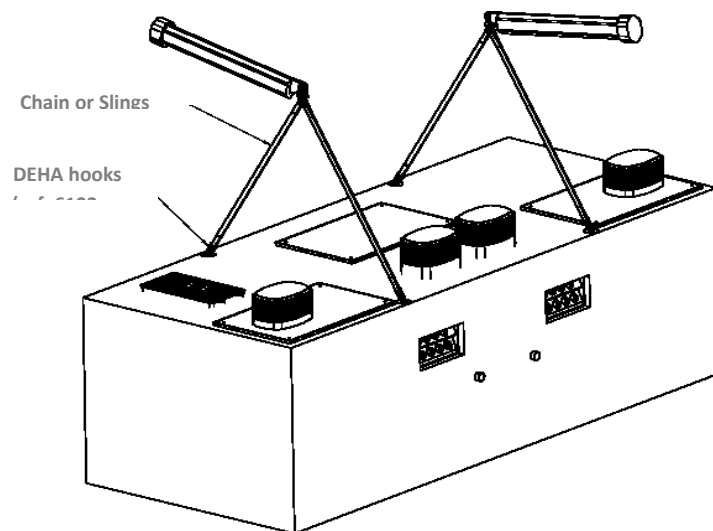


Рисунок 2.12 – Правильне переміщення бетонних блоків

Наступним кроком є монтаж електрообладнання, якщо воно не було змонтовано на заводі-виробнику. Процес монтажу трансформаторів показаний на рис. 2.13.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67



Рисунок 2.13 – Встановлення силових трансформаторів

Після заповнення нижнього монолітного бетонного блоку електрообладнанням поверх нього встановлюється верхній монолітний бетонний блок приміщень з технологічними отворами для кабелів (рис.2.14).



Рисунок 2.14 – Монтаж верхнього монолітного бетонного блоку

На передостанньому етапі виконується заведення та підключення кабелів, встановлення елементів захисту, автоматики та сигналізації, а також розведення вторинних кіл. На рис. 2.15 наведено зовнішній вигляд встановлених шаф 0,4 кВ та силових трансформаторів.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 5116.6.050701.009.ПЗ

Арк.

68



Рисунок 2.15 – Зовнішній вигляд встановлених шаф 0,4 кВ та силових трансформаторів

Як результат трансформаторна підстанція набуває вигляду показаного на рис. 2.16.



Рисунок 2.16 – Зовнішній вигляд змонтованих бетонних блоків

На завершальному етапі монтується вентиляційна система (рис. 2.17) та виконується облаштування.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



Рисунок 2.17 – Зовнішній вигляд вентиляційних шахт

Доступ в приміщення ТП здійснюється через спеціальний люк з драбиною, що зображений на рис. 2.18.



Рисунок 2.18 – Люк для доступу в приміщення ТП

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 5116.6.050701.009.ПЗ

Арк.

70

2.3 Розрахунок вентиляції приміщення трансформаторної підстанції

При постановці завдання про зменшення габаритів ТП головною умовою залишається необхідна ступінь вентиляції та охолодження обладнання. Оскільки природна вентиляція неможлива, необхідно передбачати штучну. Потужність приточної та витяжної вентиляції напряму визначає габарити ТП, так як при збільшенні її потужності можна зменшити розміри трансформаторної камери, при цьому забезпечивши необхідний ступінь компенсації надлишків тепла.

При розрахунку потужності вентиляційної системи необхідно враховувати виділення тепла від усіх видів обладнання, яке перебуває під дією робочих струмів. До таких відносяться власне силові трансформатори, вимикачі а також обладнання в комірках РУ 0,4 кВ.

Далі наведемо приближений розрахунок вентиляційної системи, спираючись на параметри обладнання надані каталогами компанії «Schneider Electric».

Тепловиділення трансформаторів:

В цілому, силові трансформатори є високоефективними пристроями. Силові трансформатори надвеликої потужності (100 МВА і більше) мають приблизно 99% ефективності, в той час як трансформатори, що використовуються в мережах низької напруги та мають відносно малу потужність, мають діапазон даного параметру в 83 – 88 %.

Згідно каталоговим даним для сухих трансформаторів потужністю 1000-2500 кВА теплові втрати складають приблизно 17-20 Вт/кВА (близько 2 %). Надалі будемо розглядати саме такий діапазон потужності трансформаторів, оскільки саме вони найчастіше використовуються для живлення груп споживачів на напрузі 0,4 кВ.

Розрахуємо сумарні втрати сухого силового понижуючого трансформатора 10/0,4 кВ, встановленого в ТП, на прикладі трансформатора

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Trihal 1000/10/0,4 виробництва компанії «Schneider Electric».

Вихідні дані:

1. Номінальна потужність трансформатора: $S_H = 1000 \text{ кВА}$;
2. Коефіцієнт завантаження трансформатора: $k_3 = 0,7$;
3. Втрати короткого замикання: $P_{кз} = 10 \text{ кВт}$;
4. Втрати неробочого ходу: $P_{нх} = 2 \text{ кВт}$.

Сумарні втрати трансформатора складають:

$$P_{TP} = k_3^2 \cdot P_{кз} + P_{нх} = 0,7^2 \cdot 10 + 2 = 6,9 \text{ кВт}.$$

Для блоку з двох трансформаторів:

$$P_{БЛ.Т} = 2 \cdot P_{TP} = 2 \cdot 6,9 = 13,8 \text{ кВт}.$$

Тепловиділення вимикачів:

Кількість та номінальні параметри вимикачів, встановлених в ТП, може змінюватись в залежності від кількості та потужності споживацьких груп. Прийmemo два вимикачі на стороні ВН трансформаторів (для їх захисту), два секційні вимикачі на РУ-10 кВ та РУ-0,4 кВ, а також по чотири вимикачі на кожну секцію РУ-0,4 кВ.

Трансформаторні вимикачі на стороні 10 кВ розраховані на захист трансформатора від перевантаження, тому при навантаженні в 1400 кВА струм, що протікатиме в цих вимикачах становитиме 170-200 А в залежності від складу навантаження ($\cos(\varphi) = 0,8 - 0,9$).

Згідно паспортним даним для вимикачів номіналом 160-225 А виділення тепла складають 40-60 Вт.

Таким чином виділення тепла для двох трансформаторних вимикачів складають:

$$P_{БЛ.ТВ} = 2 \cdot P_{ТВ} = 2 \cdot 50 = 100 \text{ Вт}.$$

Для секційного вимикача на стороні 10 кВ номіналом 80-110 А (половина від навантаження ТП, що складає 700 кВА) тепловиділення складе:

$$P_{СВ.ВН} = 20 \text{ Вт}.$$

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для секційного вимикача на стороні 0,4 кВ робочий струм складатиме 1,8-2,1 кА, а паспортні виділення тепла складатимуть в середньому $P_{CB.HH} = 460 - 500 \text{ Вт}$.

Прийmemo до встановлення вісім однакових вимикачів у РУ-0,4 кВ, з середнім струмом навантаження в 500 А та тепловиділенням $P_{B.HH} = 120 \text{ Вт}$.

Таким чином для восьми вимикачів сумарні тепловиділення становитимуть:

$$P_{PY.HH} = 8 \cdot P_{B.HH} = 8 \cdot 120 = 960 \text{ Вт}.$$

Розрахуємо загальне тепловиділення від усіх вимикачів:

$$P_{B.\Sigma} = P_{БЛ.ТВ} + P_{CB.BH} + P_{CB.HH} + P_{PY.HH} = 100 + 20 + 500 + 960 = 1,58 \text{ кВт}.$$

Тепловиділення комірок РУ-0,4 кВ:

В загальному приймають тепловиділення обладнання комірки РУ-0,4 кВ рівному $P_K = 100 \text{ Вт}$.

Тепловиділення обладнання в восьми встановлених комірках РУ-0,4 кВ:

$$P_{K.\Sigma} = 8 \cdot P_K = 8 \cdot 100 = 800 \text{ Вт}.$$

Сумарні тепловиділення:

$$P_{\Sigma} = P_{БЛ.Т} + P_{B.\Sigma} + P_{K.\Sigma} = 13,8 + 1,58 + 0,8 = 16,18 \text{ кВт}.$$

Розрахунок вентиляційної системи:

Об'єм приточного повітря, необхідного для компенсації надлишків тепла:

$$G = \frac{3600 \cdot P_{\Sigma}}{C_p \cdot \rho_n \cdot (t_{\text{вум}} - t_{\text{пр}})} = \frac{3600 \cdot 16,18 \cdot 10^3}{1000 \cdot 1,2 \cdot 10} = 4,85 \cdot 10^3 \frac{\text{м}^3}{\text{год}},$$

де: C_p - питома масова теплоємність повітря ($\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$),

ρ_n - густина приточного повітря ($\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$),

$(t_{\text{вум}} - t_{\text{пр}})$ - різниця температур витяжного та приточного повітря, яке згідно ПУЕ-2017 не має перевищувати 15 (К).

									Арк.
									73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 5116.6.050701.009.ПЗ				

Необхідна продуктивність вентилятора:

$$L = k_g \cdot G = 1,1 \cdot 4,85 = 5,34 \cdot 10^3 \frac{M^3}{год},$$

де: k_g - коефіцієнт можливих втрат у вентиляторі.

Приймаємо до встановлення вентилятор типу ВО-14-320-5 з продуктивністю $L_B = 4,6 - 6,5 \cdot 10^3 \frac{M^3}{год}$.

Швидкість руху повітря в витяжній решітці (м/с):

$$V = \frac{L_B \cdot 10^3}{3600} = \frac{6 \cdot 10^3}{3600} = 1,667 \frac{M}{с}$$

Необхідна площа перерізу витяжної решітці:

$$F_n = \frac{G}{3600 \cdot V} = \frac{4,85 \cdot 10^3}{3600 \cdot 1,667} = 0,81 M^2.$$

Враховуючи запиленість приміщення:

$$F = \frac{F_n}{k_{зан}} = \frac{0,81}{0,6} = 1,35 M^2,$$

де: $k_{зан}$ - коефіцієнт запилення приміщення.

Таким чином необхідно передбачити витяжну та приточну решітки площею не менше ніж $1,35 M^2$ для нормальної роботи вентилятора. Потужність двигуна, що приводить вентилятор в роботу становить 400 Вт, і може бути підключена до власного споживання ТП. Забезпечення допустимого рівня кондиціонування та охолодження приміщення ТП є основою роботи встановленого в ній обладнання.

Висновки до розділу 2

Беззаперечними перевагами спорудження підземних трансформаторних підстанцій є те, що такі електротехнічні споруди дозволяють зберегти для великих міст значну територію, на якій можна розташовувати різні

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

інфраструктурні об'єкти – дитячі або спортивні майданчики, сквери тощо. Крім того, слід особливо підкреслити безпечність таких споруд – силові трансформатори та інше електрообладнання, що використовується в підземних ТП, не підтримують горіння та при нагріванні не виділяють шкідливих речовин, а будь-які внутрішні пошкодження локалізуються в корпусі без викидів назовні.

При дотриманні вимог до проектування та монтажу складових ТП та її обладнання, така споруда ніяким чином не відрізнятиметься в експлуатації від традиційних наземних трансформаторних підстанцій. Ринок матеріалів та обладнання, яке слід використовувати в підземних ТП на сьогоднішній день дуже широкий, таким чином реально підібрати конкретні марки та моделі під кожен конкретний проект.

Спорудження підземних трансформаторних підстанцій є чудовою альтернативою в містах, де щільність забудови зростає, і така технологія в майбутньому може стати провідною.

					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В ході виконання першого розділу дипломного проекту, було знайдено оптимальну кількість та тип трансформаторів, що встановлюються у вузлах, обрано оптимальні перерізи проводів для ПЛ.

За результатами перевірки надійності електропостачання в аварійних режимах роботи мережі, було встановлено, що одну з головних ліній схеми необхідно виконувати дволанцюговою.

За результатами розрахунку регульовальних діапазонів силових трансформаторів, було знайдено оптимальні регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів для різних режимів роботи мережі.

За результатами розрахунків режимів роботи електричної мережі було встановлено, що напруги усіх пунктів схеми та струми по усіх ділянках в цих режимах входять до допустимих діапазонів цих параметрів для обраного обладнання.

В ході дослідження перспективи будівництва підземних трансформаторних підстанцій виділено основні переваги цієї технології.

Перевагами експлуатації таких підстанцій є:

- економія площі, яка може бути використаня для будівництва інфраструктурних об'єктів;
- локалізація аварій в приміщенні ТП;
- відсутність шумів.

При дотриманні вимог до проектування та монтажу складових ТП та її обладнання, така установка ніяким чином не відрізнятиметься в експлуатації від традиційних наземних трансформаторних підстанцій. Електрообладнання, що використовується в підземних ТП, не підтримує горіння та при нагріванні не виділяє шкідливих речовин, а будь-які внутрішні пошкодження локалізуються в корпусі без викидів назовні.


					ДП 5116.6.050701.009.ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сулейманов В.М. «Районні електричні мережі. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня “Бакалавр”» / Сулейманов В.М., Чижевський В.В. – К.: НТУУ «КПІ», 2007. – 100 с.
2. Неклепаев Б.Н. «Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочник для курсового и дипломного проектирования» / Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
3. Правила Улаштування Електроустановок – К.: Міненерговугілля України, 2017. – 617с.
4. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об’єктів цивільного призначення» – К.: Мінрегіонбуд України, 2010. – 169с.
5. ДБН В.1.1-7-2016 «Пожежна безпека об’єктів будівництва» – К.: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2016. – 39с.
6. НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» – К.: Міністерство праці та соціальної політики України, 2001.
7. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник / С.В. Казанський, Ю.П. Матєєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с.

					ДП5116.6.050701.009 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

Відновлений за перевірку електричних робіт
 не мейл за кафедрою електричних мереж
 та систем, к.т.н. Чижевський В.В.


 12.06.2019

База даних

85.48% Оригінальність	14.52% Схожість	467 Джерела
-----------------------	-----------------	-------------

1. Year: 2018 Speciality Code: EC 5.68%
 File path: /EC/2018/Бакалавр_Савенко_Олександр_Олегович/Диплом.pdf
2. Year: 2012 Name: Ілля Surname: Максимчук Speciality Code: EC 5.53%
 File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Бакалавр_Максимчук_Ілля_Віталійович
3. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Мошков Speciality Code: EC 5.44%
 File path: /EC/2015/Бакалавр_Мошков_Олександр_Михайлович/ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА.doc
4. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Мошков Speciality Code: EC 5.36%
 File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Бакалавр_Мошков_Олександр_Михайл
5. Year: 2012 Name: Ілля Surname: Максимчук Speciality Code: EC 5.36%
 File path: /EC/2012/Бакалавр_Максимчук_Ілля_Віталійович/ILLIAmaks ДП.docx
6. Year: 2018 Speciality Code: EC 5.34%
 File path: /EC/2018/Бакалавр_Джеря_Владислав_В'ячеславович/ДжеряПЗ.pdf
7. Year: 2016 Name: Сергій Surname: Висовень Speciality Code: EC 5.12%
 File path: /EC/2016/Бакалавр_Висовень_Сергій_Юрійович/ОНОВЛРозрахунок першої частини ДП
8. Year: 2016 Name: Сергій Surname: Висовень Speciality Code: EC 5.12%
 File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Бакалавр_Висовень_Сергій_Юрійович/С
9. Year: 2018 Speciality Code: EC 5.03%
 File path: /EC/2018/Бакалавр_Курусь_Тетяна_Едуардівна/КурусьПЗ.pdf
10. Year: 2015 Name: Дмитро Surname: Вознюк Speciality Code: EC 4.77%
 File path: /EC/2015/Бакалавр_Вознюк_Дмитро_Олександрович/ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ
11. Year: 2015 Name: Дмитро Surname: Вознюк Speciality Code: EC 4.75%
 File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Бакалавр_Вознюк_Дмитро_Олександро
12. Year: 2016 Name: Сергій Surname: Чигринець Speciality Code: EC 4.38%
 File path: /EC/2016/Спеціаліст_Чигринець_Сергій_Олександрович/1 Технічна частина L і Z.docx
13. Year: 2015 Name: Богдан Surname: Грубий Speciality Code: EC 4.35%
 File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Бакалавр_Грубий_Богдан_Олегович/Гр
14. Year: 2015 Name: Денис Surname: Івасенко Speciality Code: EC 4.31%
 File path: /EC/2015/Спеціаліст_Івасенко_Денис_Володимирович/1 Технічна частина L і Z.docx
15. Year: 2017 Name: Альона Surname: Герловська Speciality Code: EC 4.27%
 File path: /EC/2017/Бакалавр_Герловська_Альона_Олегівна/Герловська_записка.docx
16. Year: 2015 Name: Денис Surname: Івасенко Speciality Code: EC 4.21%
 File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Івасенко_Денис_Володимир
17. Year: 2015 Name: Богдан Surname: Грубий Speciality Code: EC 4.2%
 File path: /EC/2015/Бакалавр_Грубий_Богдан_Олегович/Грубий.docx

 Схожість	 Цитата
 Схожість з обраним джерелом	 Посилання
 Заміна літер абетки	