

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
"12" 06 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: «Навантажувальні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ та закріплення опор в ґрунті»

виконав: студент IV курсу, групи ЕС-52

Іллюшко Євгеній Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)


(підпис)

керівник проекту:

канд. техн. наук., ст.викл. Пекур П.П.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

консультант:

_____ (назва розділу ДП) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

рецензент

доцент, канд.техн. наук Бардик Є.І.

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


(підпис)

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

Студент

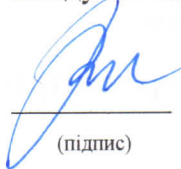

(підпис)

Київ – 2019 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки 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)

«08» 04

2019 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Іллюшко Євгенію Анатолійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Навантажувальні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ та закріплення опор в ґрунті»
керівник проекту Пекур Павло Петрович, ст. викладач, , канд. техн. наук.
затверджені наказом по університету від 8 квітня 2019 р. №1085-с.
2. Строк подання студентом проекту 12 червня 2019 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на дипломний проект районної електричної мережі

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 регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів.
- 5) Розглянути закріплення опор повітряних ліній в різних ґрунтах.

6. Перелік графічного матеріалу:

6.1. Вибір варіантів схем розрахунку мережі.

6.2. Розрахунок принципової схеми, максимальних навантажень та післяаварійних режимів.

6.3. Закріплення опор повітряних ліній електропередач в ґрунті.

7. Консультанти розділів проекту

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

8. Дата видачі завдання 8 квітня 2019 року.

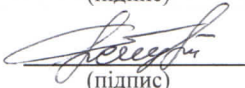
Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Розрахунок режимів роботи замкненої мережі	08.04. – 30.04.	
2	Дослідження особливостей закріплення опор в ґрунті	01.05. – 19.05.	
3	Підготовка креслень	20.05. – 02.06.	
4	Оформлення пояснювальної записки	03.06. – 11.06.	

Студент

Керівник проекту


(підпис)


(підпис)

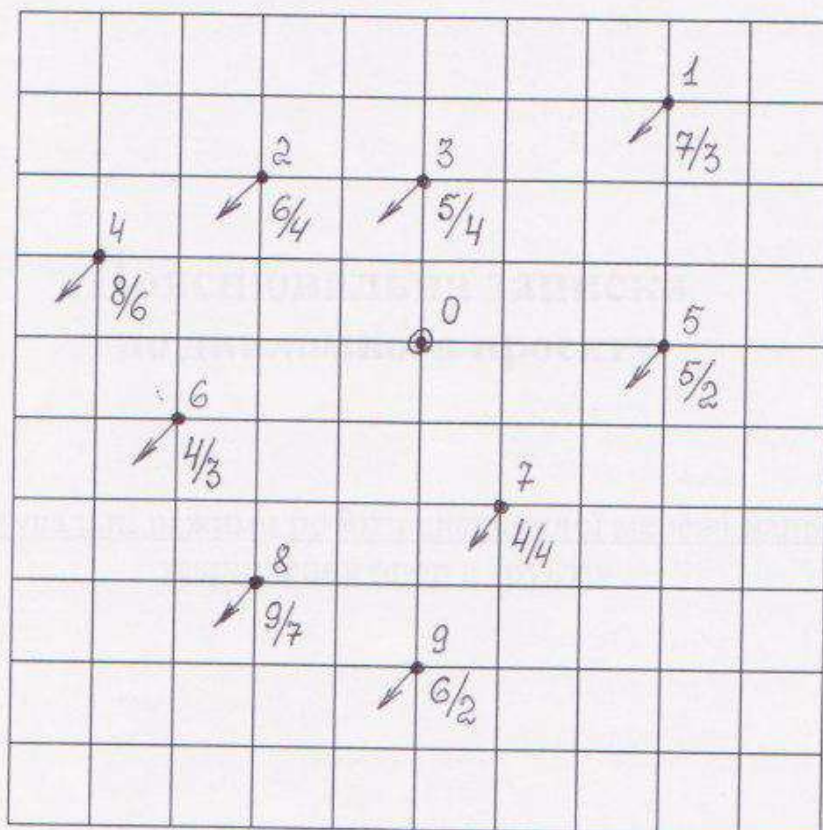
Іллюшко Є.А.

Пекур П.П.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Навантажувальні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ та
закріплення опор в ґрунті»

Додаток до завдання на дипломний проект
(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 0.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{nn} = \underline{0,72}$, $\cos \varphi_{cn} = \underline{0,74}$, $T_{\max} = \underline{4700}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = \underline{\hspace{2cm}}$ (%), р-н I – II.
- $M_{\text{гран}} = \underline{4000}$ [МВт·км], $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$.

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження:
чисельник – 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.

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП5208.6.05070102.006 ПЗ	Пояснювальна записка	101	
3	A1	ДП5208.6.05070102.01.006 ТК	Вибір варіантів схем розрахнку мережі	1	
4	A1	ДП5208.6.05070102.02.006 ТК	Розрахунок принципової схеми, максимальних навантажень та післяаварійних режимів	1	
5	A1	ДП5208.6.05070102.03.006 ТК	Закріплення опор повітряних ліній електропередавання в ґрунті	1	

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ							
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Навантажувальні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ та закріплення опор в ґрунті				Літ.	Арк.	Арк.	
Розробив	Іллюшко Є.А.											
Перевірив	Пекур П. П.,			11.06.19.							5	101
									НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-с52			
Н. Контр.	Казанський С.В.			11.06.19								
Затвердив	Кирик В.В.			11.06								

РЕФЕРАТ

Обсяг – 101 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 30. Таблиць – 42.

В даному бакалаврському проекті розглянуто варіант побудови та розрахунок режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ. 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.

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

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Size – 101 pages of typewritten text.

Illustrations – 30. Tables – 42.

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. 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.

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

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 кВ.....	11
1.1 Розробка схем районної електричної мережі.....	11
1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях.....	15
1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів.....	18
1.4 Попередній розподіл потужності в L-схемі.....	19
1.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів	27
1.6 Аналіз режиму напруги в обох варіантах	34
1.7 Перевірка вибраних перерізів в післяаварійному режимі.....	36
1.8 Визначення параметрів Z – схеми заміщення.....	41
1.8.1 Визначення параметрів схеми заміщення ЛЕП.....	41
1.8.2 Визначення параметрів вузлової моделі.....	44
1.8.3 Визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів.....	46
1.8.4 Визначення приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів.....	48
1.9 Електричний розрахунок максимального режиму навантаження.....	51
1.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	61
1.11 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій.....	66
Висновки до розділу 1.....	72
2 ЗАКРІПЛЕННЯ ОПОР ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ В ГРУНТІ.....	73
2.1 Загальне положення.....	73
2.2 Класифікація фундаментів.....	73
2.3 Навантаження на фундаменти опор.....	74

2.4 Схеми опор і вимоги до їх закріплення.....	76
2.5 Фундаменти під анкерно-кутові опори.....	80
2.6 Фундаменти під проміжні опори.....	80
2.7 Фундаменти індивідуального виконання.....	81
2.8 Закріплення опор в звичайному ґрунті.....	82
2.9 Закріплення опор на міцних скелях.....	84
2.10 Закріплення опор в ґрунтах з валунами, галькою, гравієм і в слабких скелях.....	86
2.11 Закріплення опор на болотах.....	89
2.12 Закріплення опор у заплавах річок.....	90
2.13 Фундаменти перехідних опор.....	91
2.14 Вибір конструкції фундаментів.....	94
Висновки до розділу 2.....	99
ВИСНОВКИ.....	100
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	101
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	102

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

РЕМ – районна електрична мережа;

ТП – трансформаторна підстанція;

ТР- трансформатор;

ЛЕП – лінія електропередавання;

ПЛ – повітряна лінія електропередавання;

ВН – висока напруга;

СН – середня напруга;

НН – низька напруга;

РПН – регулювання під напругою;

ПБЗ – перемикання без збудження;

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Головним завданням дипломного проекту є підсумок отриманих знань, закріплення навичок і вміння використати отримані теоретичні знання в практичних розрахунках, аналізувати різні режими роботи районної електричної мережі та продемонструвати вміння точно та грамотно підбирати методи розв'язування поставлених задач, оцінка та аналіз результатів і техніко-економічних показників режиму роботи РЕМ.

На індивідуальному бланку завдання до дипломного проекту вказані наступні вихідні дані проекрованої районної електричної мережі:

- номінальна напруга електричної мережі 110 кВ;
- косінуси кута навантаження обмоток середньої та низької напруги $\cos \varphi_{сн}$ і $\cos \varphi_{нн}$, 0,72 і 0,74 відповідно;
- за надійністю присутні споживачі лише I-ї та II-ї категорії;

Навантаження задано у вигляді дробу: в чисельнику вказано активне навантаження на шинах середньої напруги, в знаменнику – активне навантаження на шинах низької напруги. Це нам вказує на встановлення триобмоткових та двохобмоткових трансформаторів у пунктах.

Напругу балансуєного пункту будемо вважати 115 кВ.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		11

1 ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 КВ

1.1 Розробка схем районної електричної мережі

З усіх можливих варіацій схем ми обираємо п'ять, якій характеризуються однаковою Враховуючи те, що у всіх пунктах мережі підключенні споживачі I-ї та II-ї категорії, кожний споживач має отримувати живлення від 2 або більше незалежних ліній, що показано на рис. 1.1.

Коли формується кожен варіант схеми, то за основу береться граничний момент потужності, що в нашому випадку для мережі 110 кВ буде дорівнювати $M_{гран} = 4000 \text{ МВт} \cdot \text{км}$. Також, значення моменту потужності навантаження i -го пункту ми можемо розрахувати за формулою:

$$M = P_i \cdot L_{БП-i}, \quad (1.1)$$

де P_i – активна потужність, прикладена в i -му пункті схеми, МВт;

$L_{БП-i}$ – сумарна довжина ділянок повітряної лінії між балансуючим пунктом та i -м пунктом схеми, км.

Отже, проведемо розрахунки моменту потужності для першого варіанту схеми по напрямку обходу за годинниковою стрілкою, згідно з (1.1):

$$\begin{aligned} M_I^{(1)} &= L_{06} \cdot P_6 + (L_{06} + L_{46}) \cdot P_4 + (L_{06} + L_{46} + L_{24}) \cdot P_2 + (L_{03} + L_{43} + L_{24} + L_{23}) \cdot P_3 = \\ &= 31,623 \cdot 7 + (31,623 + 22,361) \cdot 14 + (31,623 + 22,361 + 22,361) \cdot 10 + \\ &+ (31,623 + 22,361 + 22,361 + 20) \cdot 9 = 2607,666 \text{ МВт} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

Проти годинникової стрілки:

$$\begin{aligned} M_I'^{(1)} &= L_{03} \cdot P_3 + (L_{03} + L_{23}) \cdot P_2 + (L_{03} + L_{23} + L_{24}) \cdot P_4 + (L_{03} + L_{23} + L_{24} + L_{46}) \cdot P_6 = \\ &= 20 \cdot 9 + (20 + 20) \cdot 10 + (20 + 20 + 22,361) \cdot 14 + (20 + 20 + 22,361 + 22,361) \cdot 7 = \\ &= 2046,099 \text{ МВт} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		12

Для 2-го контуру:

$$M_{II}^{(1)} = L_{03} \cdot P_3 + (L_{03} + L_{13}) \cdot P_1 + (L_{03} + L_{13} + L_{15}) \cdot P_5 + (L_{03} + L_{13} + L_{15} + L_{57}) \cdot P_7 =$$

$$= 20 \cdot 9 + (20 + 31,623) \cdot 10 + (20 + 31,623 + 30) \cdot 7 +$$

$$+ (20 + 31,623 + 30 + 28,284) \cdot 8 = 2146,844 \text{ MBm} \cdot \text{км}.$$

$$M_{II}'^{(1)} = L_{07} \cdot P_7 + (L_{07} + L_{57}) \cdot P_5 + (L_{07} + L_{57} + L_{15}) \cdot P_1 + (L_{07} + L_{57} + L_{15} + L_{13}) \cdot P_3 =$$

$$= 22,361 \cdot 8 + (22,361 + 28,284) \cdot 7 + (22,361 + 28,284 + 30) \cdot 10 +$$

$$+ (22,361 + 28,284 + 30 + 31,623) \cdot 9 = 2350,259 \text{ MBm} \cdot \text{км}.$$

Для 3-го контуру:

$$M_{III}^{(1)} = L_{07} \cdot P_7 + (L_{07} + L_{79}) \cdot P_9 + (L_{07} + L_{79} + L_{89}) \cdot P_8 + (L_{07} + L_{79} + L_{89} + L_{68}) \cdot P_6 =$$

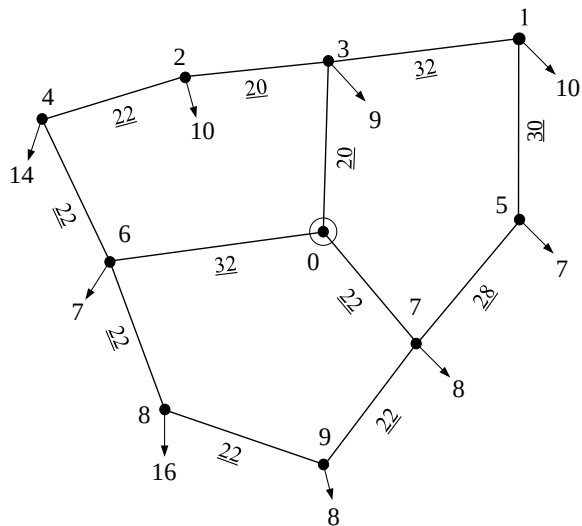
$$= 22,361,8 + (22,361 + 22,361) \cdot 8 + (22,361 + 22,361 + 22,361) \cdot 16 +$$

$$+ (22,361 + 22,361 + 22,361 + 22,361) \cdot 7 = 2236,068 \text{ MBm} \cdot \text{км}.$$

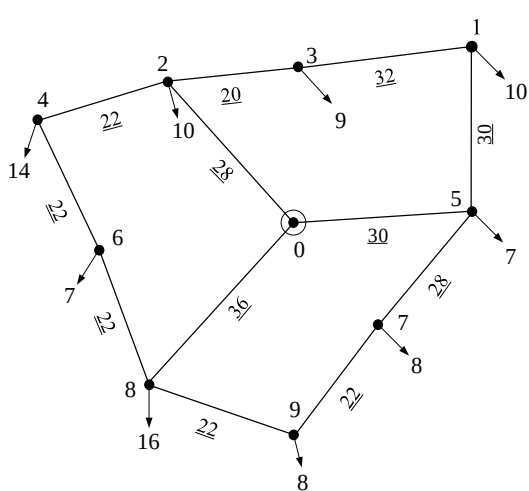
$$M_{III}'^{(1)} = L_{06} \cdot P_6 + (L_{06} + L_{68}) \cdot P_8 + (L_{06} + L_{68} + L_{89}) \cdot P_9 + (L_{06} + L_{68} + L_{89} + L_{79}) \cdot P_7 =$$

$$= 31,623 \cdot 7 + (31,623 + 22,361) \cdot 16 + (31,623 + 22,361 + 22,361) \cdot 8 +$$

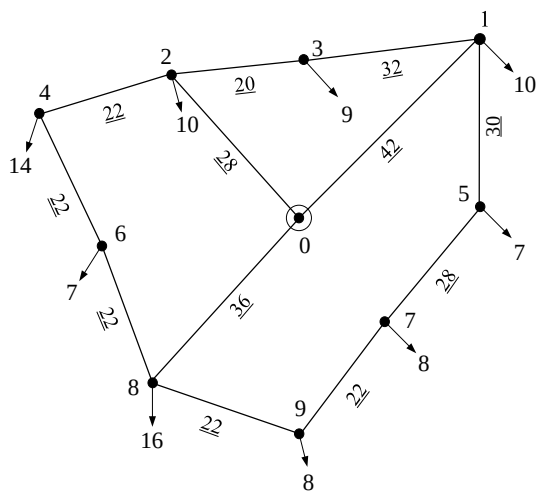
$$+ (31,623 + 22,361 + 22,361 + 22,361) \cdot 8 = 2485,486 \text{ MBm} \cdot \text{км}.$$



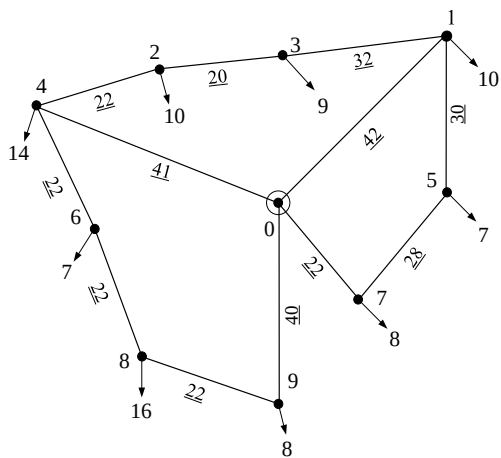
Варіант 1



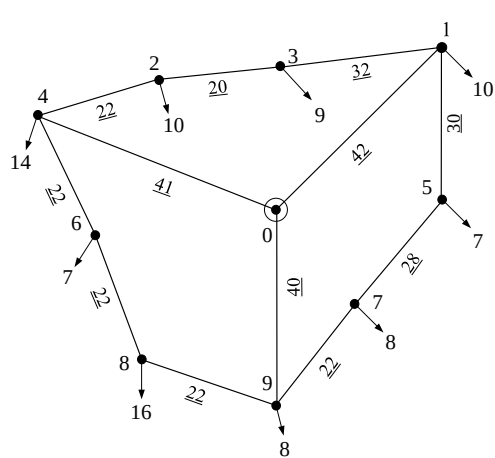
Варіант 2



Варіант 3



Варіант 4



Варіант 5

Рисунок 1.1 – Варіанти схем РЕМ

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат

ДП5208.6.050701.006 ПЗ

Арк.

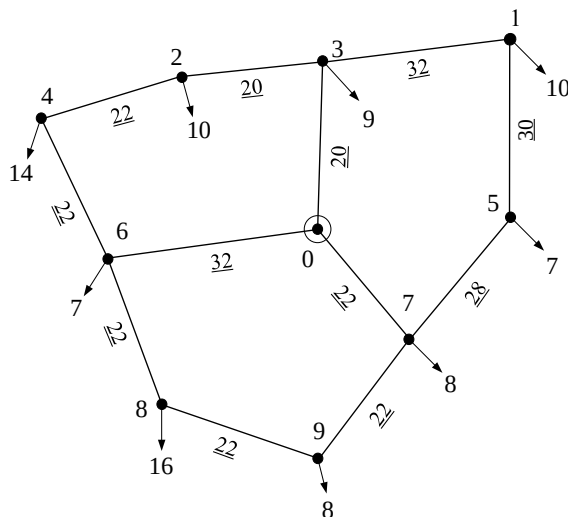
14

Решта розрахунків наведена в табл. 1.1.

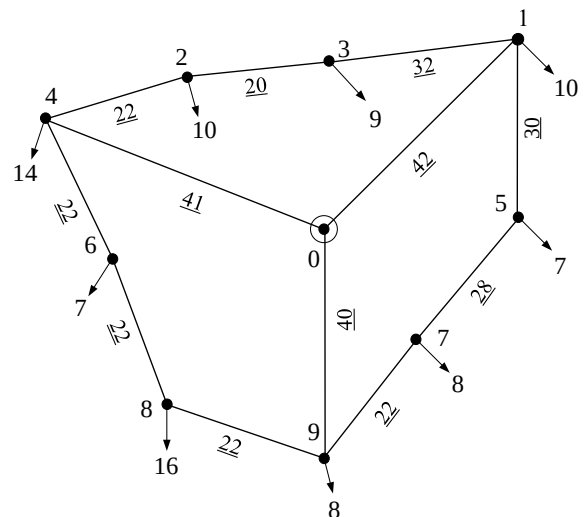
Таблиця 1.1 – Моменти потужності для всіх варіантів РЕМ

Варіант №	Момент I-го контуру, МВт·км		Момент II-го контуру, МВт·км		Момент III-го контуру, МВт·км		Загальна довжина ділянок ПЛ, км
	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	
1	2607,66	2046,09	2146,84	2350,26	2236,07	2485,49	295,69
2	3148,05	3028,77	2285,82	2750,83	2969,52	2453,86	316,05
3	3148,05	3028,77	1516,47	2031,19	5048,42	3844,47	328,47
4	3117,62	3660,94	3409,97	3264,12	1736,93	1339,85	345,36
5	3117,62	3660,94	3409,97	3264,12	2721,5	2659,85	345,36

Проведемо техніко-економічне порівняння для варіантів 1 та 2. Оскільки вони мають найменшу довжину ПЛ. Надалі для зручності просто варіант №1 та №2, як вказано на рис. 1.2.



Варіант 1



Варіант 2

Рисунок 1.2 – Варіанти для яких надалі буде проводитись порівняння

1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях

Потужність трансформатора повинна в нормальних умовах експлуатації забезпечувати живлення електричною енергією всіх споживачів, які підключенні до даної підстанції. Також, потрібно враховувати необхідність забезпечення електричною енергією споживачів I-ї і II-ї категорії, в разі аварії на одному з трансформаторів, встановлених на підстанції. Важливо зазначити, що аварії трансформаторів, які супроводжуються їх відключенням, досить рідкісні, проте необхідно передбачити такі випадки тим паче, якщо до підстанції підключенні споживачі I-ї і II-ї категорії, для яких недопустима перерва в електропостачанні. Тому на підстанції необхідно встановити не менше двох трансформаторів. У разі аварії на одному другий повинен забезпечувати електричною енергією споживачів. Це можливо, якщо номінальна потужність кожного з трансформаторів, буде розрахована на 70 % максимального навантаження підстанції. Для вибору трансформаторів розрахуємо допоміжні складові, а саме визначимо значення кутів навантаження:

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos \varphi_{сн}) = \arccos(0,74) = 42,269^\circ;$$

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos \varphi_{нн}) = \arccos(0,72) = 43,946^\circ.$$

Надалі ми визначаємо реактивну потужність споживання в пункті № 1:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = 7 \cdot \operatorname{tg}(42,269^\circ) = -6,362 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{нн}) = -3 \cdot \operatorname{tg}(43,946^\circ) = -2,892 \text{ МВАр}.$$

Решту розрахунків наведемо в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Реактивна потужність споживання на сторонах НН та СН

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$Q_{сн}, \text{МВАр}$	-6.36	-5.45	-4.54	-7.27	-4.54	-3.63	-3.63	-8.18	-5.45
$Q_{нн}, \text{МВАр}$	-2.89	-3.85	-3.85	-5.78	-1.92	-2.89	-3.85	-6.74	-1.93

Сумарне навантаження пункту № 1 та його модульне значення:

$$S_{\max 1} = P_{\text{сн1}} + P_{\text{нн1}} + j(Q_{\text{сн1}} + Q_{\text{нн1}}) = 7 + 3 + j(6,362 - 2,892) = 10 - j9,254 \text{ МВА};$$

$$|S_{\max 1}| = \sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2} = \sqrt{10^2 - 9,254^2} = 13,625 \text{ МВА}.$$

Визначаємо номінальну розрахункову потужність ТР:

$$S_{m1} = 0,7 \cdot |S_{\max 1}| = 0,7 \cdot 13,625 = 9,537 \text{ МВА}.$$

За вище розрахованим значенням ми обираємо до встановлення в пункт № 1 триобмоткові трансформатори типу ТДТН-1000/110. Надалі для спрощення замість «трансформатор» буде використовуватись ТР.

Решта розрахунків буде наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Типи обраних трансформаторів

Пункт №	Повна потужність навантаження		$ S_{\max} , \text{МВА}$	$S_m,$ МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
	$P_{\max},$ МВт	$Q_{\max},$ МВАр				
1	10	-9,254	13,625	9.537	3	2хТДТН-10000/110
2	10	-9,309	13,662	9.564	3	2хТДТН-10000/110
3	9	-8,4	12,311	8.618	3	2хТДТН-10000/110
4	14	-13,055	12,311	13.399	3	2хТДТН-16000/110
5	7	-6,472	9,534	6.674	3	2хТДТН-10000/110
6	7	-6,527	9,571	6.7	3	2хТДТН-10000/110
7	8	-7,491	10,96	7.672	3	2хТДТН-10000/110
8	16	-14,927	21,882	15.317	3	2хТДТН-16000/110
9	8	-7,381	10,885	7.619	3	2хТДТН-10000/110

Таблиця 1.4 – Номінальні параметри вибраних трансформаторів

Параметри	Тип трансформатора			
	ТДТН-6300/110	ТДТН-10000/110	ТДТН-16000/110	ТДН-16000/110
Номінальна потужність, $S_{ном}$, МВА	6,3	10	16	16
Напруга ВН, $U_{вн}$, кВ	115	115	115	115
Напруга СН, $U_{сн}$, кВ	38,5	38,5	38,5	-
Напруга НН, $U_{нн}$, кВ	11	11	10,5	34,5
Напруга КЗ, $U_{к(в-с)}$, %	10,5	10,5	10,5	-
Напруга КЗ, $U_{к(в-н)}$, %	17	17	17	10,5
Напруга КЗ, $U_{к(с-н)}$, %	6	6	6	-
Струм холостого ходу, $I_{хх}$, %	1,2	1,1	1	0,7
Втрати короткого замикання, $\Delta P_{кз}$, кВт	58	76	100	85
Втрати холостого ходу, $\Delta P_{хх}$, кВт	14	17	23	19
Регульовальна формула РПН	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$
Регульовальна формула ПБЗ	-	$\pm 2 \times 2,5 \%$	$\pm 2 \times 2,5 \%$	-

Для 3-х обмоткових ТР визначаємо фіктивні значення напруги КЗ для всіх обмоток:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} + U_{к(в-н)} - U_{к(с-н)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%;$$

$$U_{кс} = U_{к(в-с)} - U_{кв} = 10,5 - 10,75 = -0,25 \%;$$

Оскільки $U_{кс} < 0$, то приймаємо $U_{кс} = 0$;

$$U_{кн} = U_{к(в-н)} - U_{кв} = 17 - 10,75 = 6,25 \%.$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		18

Значення що розраховувались вище однакові для всіх ПС на яких розташовані 3-х обмоткові ТР, оскільки в них однакові номінальні напруги КЗ.

1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів

Проведемо розрахунки приведених значень втрат напруги в обмотках ТР підстанції № 1:

$$\Delta U_{mv1} = \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{\text{вн}1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{\text{вн}1} \cdot U_{\kappa 61}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{10}{2} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} - \frac{-9,254}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{10} = 5,939 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{\text{сн}1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{\text{вн}1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{\text{сн}1}}{n} \cdot \frac{U_{\text{вн}1} \cdot U_{\kappa 31}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{7}{2} \cdot \frac{76 \cdot 115}{10^2} - \frac{-6.362}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{10} = 0,153 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{\text{нн}1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{\text{вн}1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{\text{нн}1}}{n} \cdot \frac{U_{\text{вн}1} \cdot U_{\kappa 1}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{3}{2} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} - \frac{-2.892}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6.3}{10} = 1,105 \text{ кВ}.$$

Решта розрахунків буде наведена в табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Наближенні значення втрат напруги в обмотках ТР

Номер пункту	Кількість обмоток	Для 3-х обмоткових трансформаторів		
		ΔU_{mv} , кВ	ΔU_{mc} , кВ	ΔU_{mn} , кВ
1	3	5,939	0,153	1,105
2	3	5,973	0,053	1,473
3	3	5,389	0,109	1,473
4	3	5,201	0,09	1,366
5	3	4,154	0,109	0,736
6	3	4,188	0,087	1,105
7	3	4,805	0,087	1,473
8	3	5,947	0,101	1,594
9	3	4,737	0,131	0,736

Знайдемо діапазон регулювання для 3-х обмоткового ТР підстанції № 1:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{е}}) + \Delta U_{\text{тв1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 5,939 = 99,231 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{е}}) + \Delta U_{\text{тв1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 5,939 = 134,402 \text{ кВ}.$$

В розглянутих виразах $U_{\text{бж}} = 10,5 \text{ кВ}$ і $U'_{\text{бж}} = 10,5 \text{ кВ}$ – бажаний рівень напруги, який потрібно підтримувати на стороні НН, а $\omega = 9 \times 1,78\% = 0,16$ – приблизна кількість регулювальних витків РПН.

Решта розрахунків буде наведена в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Діапазон регулювання РПН трансформаторів на підстанціях

Пункт №	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	99.231	134.402
2	99.633	134.804
3	99.049	134.22
4	98.754	133.925
5	97.077	132.248
6	97.479	132.651
7	98.465	133.637
8	99.728	134.899
9	97.661	132.832

1.4 Попередній розподіл потужності в L-схемі

Виконаємо вибір перерізів сталевалюмінієвих проводів на ділянках електричної мережі. Знайдемо потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі, викор истовуючи визначенні навантаження пунктів. На данному етапі розрахунку, втратами в елементах електричної мережі з нехтують, також робиться прпущення, що перерізи проводів всіх ділянок мережі є однаковими, всі повітряні лінії приймаються одноланцюговими, а розрахунок проводиться за довжинами

ділянок. Тому, вибір контурів та перемичок виконується в варіанті № 1, так як показано на рис. 1.3.

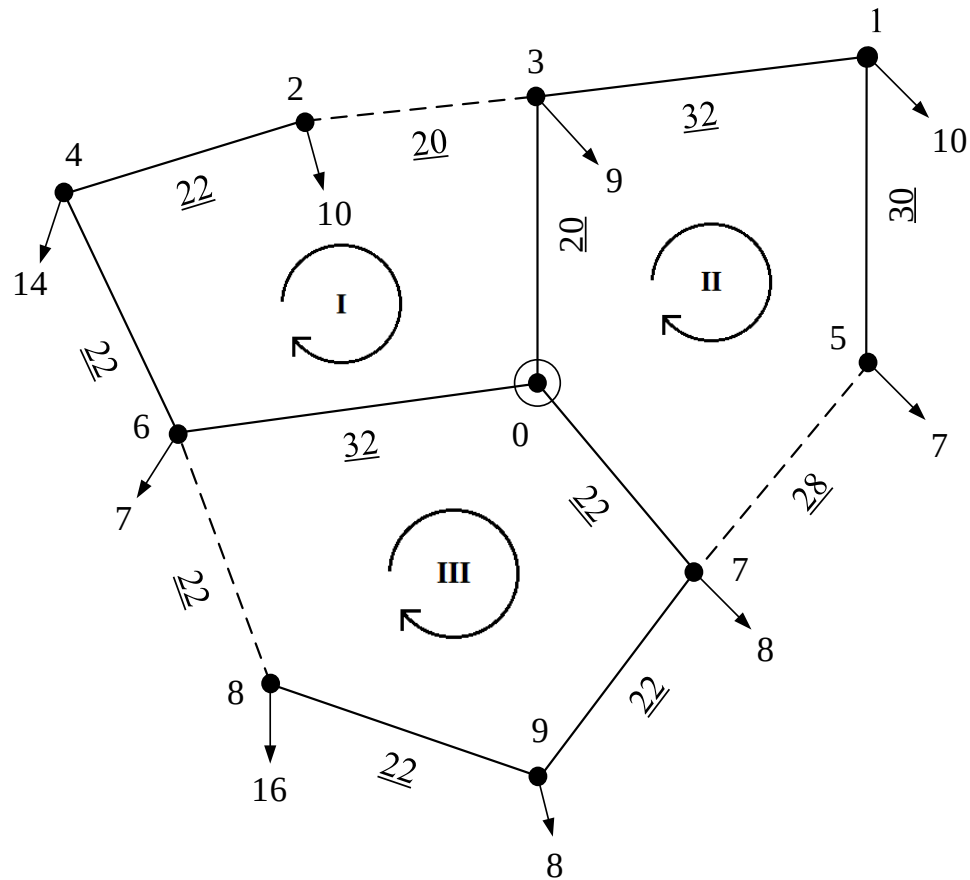


Рисунок 1.3 – Вибір перемичок та контурів першому варіанті

1. Визначаємо поточкорозподіл потужностей в умовно розімкнутій мережі:

$$S_{роз24} = S_{max 2} = 10 - 9,309j \text{ MVA};$$

$$S_{роз46} = S_{max 4} + S_{роз24} = 14 - 13,055j + 10 - 9,309j = 24 - 22,364j \text{ MVA};$$

$$S_{роз06} = S_{max 6} + S_{роз46} = 7 - 6,527j + 24 - 22,364j = 31 - 28,891j \text{ MVA};$$

$$S_{роз15} = S_{max 5} = 7 - 6,472j \text{ MVA};$$

$$S_{роз13} = S_{max 1} + S_{роз15} = 10 - 9,254j + 7 - 6,472j = 17 - 15,726j \text{ MVA};$$

$$S_{роз03} = S_{max 3} + S_{роз13} = 9 - 8,4j + 17 - 15,726j = 26 - 24,126j \text{ MVA};$$

$$S_{роз89} = S_{max 8} = 16 - 14,927j \text{ MVA};$$

$$S_{роз79} = S_{max 9} + S_{роз89} = 8 - 7,381j + 16 - 14,927j = 24 - 22,309j \text{ MVA}.$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат

ДП5208.6.050701.006 ПЗ

Арк.

21

$$S_{poz07} = S_{\max 7} + S_{poz79} = 8-7.491j + 24-22.309j = 32-29.8j \text{ MBA}$$

2. Складемо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} L_{24} \cdot (S_{24}^1 + S_I) + L_{46} \cdot (S_{46}^1 + S_I) + L_{06} \cdot (S_I - S_{III} + S_{06}^1) + L_{03} \cdot (S_I - S_{II} - S_{03}^1) + \\ + L_{23} \cdot S_I = 0; \\ L_{07} \cdot (S_{II} - S_{III} - S_{07}^1) + L_{15} \cdot (S_{15}^1 + S_{II}) + L_{13} \cdot (S_{II} + S_{13}^1) + L_{03} \cdot (S_{II} - S_I + S_{03}^1) + \\ + L_{57} \cdot S_{II} = 0. \\ L_{06} \cdot (-S_I + S_{III} - S_{06}^1) + L_{89} \cdot (S_{III} + S_{89}^1) + L_{79} \cdot (S_{III} + S_{79}^1) + L_{07} \cdot (S_{III} - S_{II} + S_{07}^1) + \\ + L_{68} \cdot S_{III} = 0. \end{cases}$$

Розв'язавши цю систему рівнянь, отримуємо такі значення:

$$S_I = -14.774 + 13.768j \text{ MBA};$$

$$S_{II} = -8.195 + 7.582j \text{ MBA}.$$

$$S_{III} = -10.574 + 9.832j \text{ MBA}$$

3. Значення потужностей за ділянками схеми мережі:

$$\begin{aligned} S'_{03} &= S_{poz03} + S_{II} - S_I = 26 - 24.126j + (-8.195 + 7.582j) - (-14.774 + 13.768j) = \\ &= 32.579 - 30.312j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$S'_{24} = S_{poz24} + S_I = 10 - 9.309j + (-14.774 + 13.768j) = -4.774 + 4.459j \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} S'_{06} &= S_{poz06} + S_I - S_{III} = 31 - 28.891j + (-14.774 + 13.768j) - (-10.574 + 9.832j) = \\ &= 26.8 - 24.954j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$S'_{46} = S_{poz46} + S_I = 24 - 22.364j + (-14.774 + 13.768j) = 9.226 - 8.595j \text{ MBA}$$

$$S'_{13} = S_{poz13} + S_{II} = 17 - 15.726j + (-8.195 + 7.582j) = 8.805 - 8.144j \text{ MBA};$$

$$S'_{15} = S_{poz15} + S_{II} = 7 - 6.472j + (-8.195 + 7.582j) = -1.195 + 1.11j \text{ MBA};$$

$$S'_{89} = S_{poz89} + S_{III} = 16 - 14.927j + (-10.574 + 9.832j) = 5.426 - 5.096j \text{ MBA};$$

$$S_{79} = S_{poz79} + S_{III} = 24 - 22.309j + (-10.574 + 9.832j) = 13.426 - 12.477j \text{ MBA}$$

$$\begin{aligned} S'_{07} &= S_{poz07} + S_{III} - S_{II} = 32 - 29.8j + (-10.574 + 9.832j) - (-8.195 + 7.582j) = \\ &= 29.622 - 27.55j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$S'_{23} = S_I = -14.774 + 13.768j \text{ MBA};$$

$$S'_{57} = S_{II} = -8.195 + 7.582j \text{ MBA};$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		22

Виконаємо вибір перерізів сталевалюмінієвих проводів на ділянках електричної мережі. Знайдемо потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі, викор истовуючи визначенні навантаження пунктів. На данному етапі розрахунку, втратами в елементах електричної мережі з нехтують, також робиться прпущення, що перерізи проводів всіх ділянок мережі є однаковими, всі повітряні лінії приймаються одноланцюговими, а розрахунок проводиться за довжинами ділянок. Тому, вибір перемичок та контурів в варіанті № 2, показано на рис. 1.5.

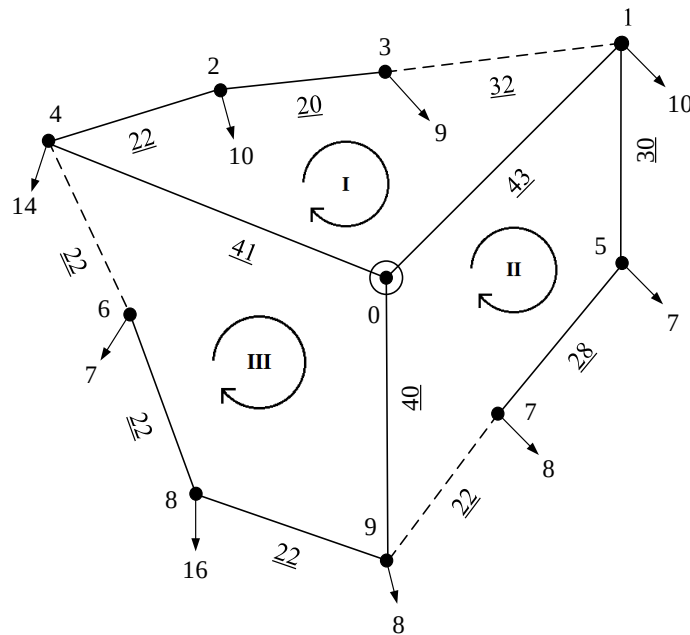


Рисунок 1.5 – Вибір дерева і хорд в варіанті № 2

1. Визначаємо потокорозподіл потужності в умовно розімкненій схемі:

$$S_{роз46} = S_{\max 4} = 14 - 13.055j \text{ MVA};$$

$$S_{роз68} = S_{\max 6} + S_{роз46} = 7 - 6.527j + 14 - 13.055j = 21 - 19.582j \text{ MVA};$$

$$S_{роз08} = S_{\max 8} + S_{роз68} = 16 - 14.927j + 21 - 19.582j = 37 - 34.509j \text{ MVA};$$

$$S_{роз13} = S_{\max 1} = 10 - 9.254j \text{ MVA};$$

$$S_{роз23} = S_{\max 3} + S_{роз13} = 9 - 8.4j + 10 - 9.254j = 19 - 17.654j \text{ MVA};$$

$$S_{роз02} = S_{\max 2} + S_{роз23} = 10 - 9.309j + 19 - 17.654j = 29 - 26.963j \text{ MVA};$$

$$S_{роз79} = S_{\max 9} = 8 - 7.381j \text{ MVA};$$

$$S_{роз57} = S_{\max 7} + S_{роз79} = 8 - 7.491j + 8 - 7.381j = 16 - 14.872j \text{ MVA}.$$

$$S_{poz05} = S_{max5} + S_{poz57} = 7-6.472j + 16-14.872j = 23-21.345j \text{ MBA}$$

2. Складемо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} L_{46} \cdot (S_{poz46} + S_I) + L_{68} \cdot (S_{poz68} + S_I) + L_{08} \cdot (S_I - S_{III} + S_{poz08}) + L_{02} \cdot (S_I - S_{II} - S_{poz02}) + \\ + L_{24} \cdot S_I = 0; \\ L_{05} \cdot (S_{II} - S_{III} - S_{poz05}) + L_{23} \cdot (S_{poz23} + S_{II}) + L_{13} \cdot (S_{II} + S_{poz15}) + L_{02} \cdot (S_{II} - S_I + S_{poz02}) + \\ + L_{15} \cdot S_{II} = 0. \\ L_{08} \cdot (-S_I + S_{III} - S_{poz08}) + L_{79} \cdot (S_{III} + S_{poz79}) + L_{57} \cdot (S_{III} + S_{poz57}) + \\ + L_{05} \cdot (S_{III} - S_{II} + S_{poz05}) + L_{89} \cdot S_{III} = 0. \end{cases}$$

Розв'язуючи дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$S_I = -13.494 + 12.581j \text{ MBA};$$

$$S_{II} = -9.82 + 9.126j \text{ MBA}.$$

$$S_{III} = -5.527 + 5.1j \text{ MBA}.$$

3. Значення потужностей по ділянкам схеми:

$$S''_{46} = S_{poz46} + S_I = 14 - 13.055j + (-13.494 + 12.581j) = 0.506 - 0.474j \text{ MBA};$$

$$S''_{68} = S_{poz68} + S_I = 21 - 19.582j + (-13.494 + 12.581j) = 7.506 - 7.001j \text{ MBA};$$

$$S''_{08} = S_{poz08} + S_I - S_{III} = 37 - 34.509j + (-13.494 + 12.581j) - (-5.527 + 5.1j) = \\ = 29.032 - 27.028j \text{ MBA};$$

$$S''_{02} = S_{poz02} - S_I + S_{II} = 29 - 26.963j - (-13.494 + 12.581j) + (-9.82 + 9.126j) = \\ = 32.674 - 30.418j \text{ MBA}$$

$$S''_{13} = S_{poz13} + S_{II} = 10 - 9.254j + (-9.82 + 9.126j) = 0.18 - 0.128j \text{ MBA};$$

$$S''_{23} = S_{poz23} + S_{II} = 19 - 17.654j + (-9.82 + 9.126j) = 9.18 - 8.528j \text{ MBA}$$

$$S''_{05} = S_{poz05} + S_{III} - S_{II} = 23 - 21.345j + (-5.527 + 5.1j) - (-9.82 + 9.126j) = \\ = 27.294 - 25.371j \text{ MBA};$$

$$S''_{57} = S_{poz57} + S_{III} = 16 - 14.872j + (-5.527 + 5.1j) = 10.473 - 9.772j \text{ MBA}$$

$$S''_{79} = S_{poz79} + S_{III} = 8 - 7.381j + (-5.527 + 5.1j) = 2.473 - 2.281j \text{ MBA};$$

$$S''_{24} = S_I = (-13.494 + 12.581j) \text{ MBA};$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		25

1.5 Вибір кількості перерізів та ланцюгів проводів

Струм в лінії і-ї визначають за формулою:

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l}, \quad (1.2)$$

де U_n – номінальна напруга мережі, кВ;

P_{ij} , Q_{ij} , – активна і реактивна потужність за ділянками мережі, МВт і МВАр відповідно;

n_l – кількість ланцюгів на опорі ПЛ, при початкових розрахунках приймається рівною одиниці.

Визначимо струм за ділянкою 0-1, згідно з (1.2):

$$I'_{03} = \frac{\sqrt{P_{03}'^2 + Q_{03}'^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{32.579^2 + (-30.312)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 233.562 \text{ А.}$$

Для інших лній розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Струми по ділянках мережі

Ділянка	0-3	0-6	0-7	1-5	5-7	7-9	8-9	6-8	4-6	2-4	2-3	1-3
Струм, А	233.6	192.2	212.3	8.6	58.6	96.2	39.1	75.8	66.2	34.3	105.9	62.9

Розрахункові перерізи проводів визначають по формулі:

$$F_{onm(ij)} = \frac{1}{n_l} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{ij}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex}}{k \cdot (H_e + E)}}, \quad (1.3)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу для алюмінію становить 28.5, $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$;

τ – число годин максимальних втрат в році, $\frac{\text{год}}{\text{рік}}$;

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат							27

C_{ex} – тариф на електроенергію станом на 2018 рік становить 95.5, $\frac{kop}{kVt \cdot год}$;

k – питома величина умовно змінних витрат на спорудження ПЛ, $\frac{грн}{мм^2 \cdot км}$;

H_e – нормований показник витрат на експлуатацію ПЛ, для мережі 110 кВ становить 1.2, %;

E – норма дисконту, приймається рівною 0,1.

Визначимо час максимальних втрат за емпіричною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 537 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3090,843 \frac{год}{рік}.$$

Питому величину умовно змінних витрат приймемо для одноколової сталевій одно стоячої опори напругою 110 кВ рівну: $k = 1738 \frac{грн}{мм^2 \cdot км}$.

Визначимо розрахунковий переріз для ділянки 0-3, згідно з (1.3):

$$F'_{ом03} = \frac{1}{n_{\lambda}} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{03}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex}}{k \cdot (H_e + E)}} = \frac{1}{1} \sqrt{\frac{3 \cdot 233,562^2 \cdot 28,5 \cdot 0,353 \cdot 2,653 \cdot 31,54}{1,738 \cdot (0,012 + 0,1)}} = 265.945 \text{ мм}^2$$

Для других ділянок розрахунок приведемо в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Розрахункові перерізи проводів

Ділянк а	0-3	0-6	0-7	1-5	5-7	7-9	8-9	6-8	4-6	2-4	2-3	1-3
Перері з, мм ²	265.9	218.8	241.7	9.7	66.7	109.5	44.5	86.3	75.4	39	120.7	71. 7

Перерізи решти ділянок електричної мережі оберемо, порівнявши величини сумарних дисконтованих витрат для кожної повітряної лінії.

У відповідності з розрахованими перерізами проводів зробимо техніко-економічне порівняння варіантів спорудження ПЛ, для ділянки 0-3 отримані результати приведемо в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Техніко-економічне порівняння для ділянки 0-3

Економічні показники	$F'_{онт03} = 265,945 \text{ мм}^2, L_{03}=20 \text{ км}$	$F'_{онт03} = 265,945 \text{ мм}^2, L_{03n} = \frac{L_{03}}{2} = 10 \text{ км}$
	Перший варіант	Другий варіант
1	2	3
Тип і переріз проводу:	АС–240/32	АС–2х240/32
Активний питомий опір:	0,118 Ом/км;	0,118 Ом/км;
Опір ділянки:	$r'_{03} = r'_{03} \cdot L_{03} = 0,118 \cdot 20 = 2,36 \text{ Ом};$	$r''_{03} = r''_{03} \cdot L_{03n} = 0,118 \cdot 10 = 1,18 \text{ Ом};$
Вартість одного кілометра лінії:	1264 тис.грн/км	1801,2 тис.грн/км;
Капіталовкладення в ПЛ:	$K'_{03} = K_{1 \times 240} \cdot L_{03} = 1264 \cdot 20 = 25280 \text{ тис.грн};$	$K''_{03} = K_{2 \times 240} \cdot L_{03} = 1801,2 \cdot 20 = 36024 \text{ тис.грн};$
Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонту ПЛ:	$I'_{e03} = K'_{03} \cdot H_e = 25280 \cdot 0,012 = 303,36 \text{ тис.грн};$	$I''_{e03} = K''_{03} \cdot H_e = 36024 \cdot 0,012 = 432,288 \text{ тис.грн};$
Втрати активної потужності в опорах ПЛ:	$\Delta P'_{\Sigma 03} = \frac{P_{03}^2 + Q_{03}^2}{U_n^2} \cdot r'_{03} = \frac{32.579^2 + (-30.312)^2}{110^2} \cdot 2,36 = 386,223 \text{ кВт};$	$\Delta P''_{\Sigma 03} = \frac{P_{03}^2 + Q_{03}^2}{U_n^2} \cdot r''_{03} = \frac{32.579^2 + (-30.312)^2}{110^2} \cdot 1,18 = 193,111 \text{ кВт};$
Постійні втрати активної енергії:	$\Delta A'_{пост03} = n_l \cdot \Delta P_k \cdot L_{03} \cdot T_{вкл} = 1 \cdot 0,08 \cdot 20 \cdot 8760 = 14016 \text{ кВт} \cdot \text{год};$	$\Delta A''_{пост03} = n_l \cdot \Delta P_k \cdot L_{03} \cdot T_{вкл} = 1 \cdot 0,08 \cdot 20 \cdot 8760 = 14016 \text{ кВт} \cdot \text{год};$
Змінні втрати активної енергії:	$\Delta A'_{зм03} = \Delta P'_{\Sigma 03} \cdot \tau \cdot 31,54 \cdot 10^6 = 386,223 \cdot 0,353 \cdot 31,54 \cdot 10^6 = 1193,754 \text{ МВт} \cdot \text{год};$	$\Delta A''_{зм03} = \Delta P''_{\Sigma 03} \cdot \tau \cdot 31,54 \cdot 10^6 = 193,111 \cdot 0,353 \cdot 31,54 \cdot 10^6 = 596,877 \text{ МВт} \cdot \text{год};$
Витрати на покриття втрат активної енергії:	$I'_{втр03} = 3'_e \cdot \Delta A'_{пост03} + 3''_e \cdot \Delta A'_{зм03} = 0,764 \cdot 14016 + 0,955 \cdot 1193754,3 = 1150.744 \text{ тис.грн};$	$I''_{втр03} = 3'_e \cdot \Delta A''_{пост03} + 3''_e \cdot \Delta A''_{зм03} = 0,764 \cdot 14016 + 0,955 \cdot 596877,15 = 580.726 \text{ тис.грн};$

Закінчення таблиці 1.9

1	2	3
Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:	$I'_{03} = I'_{e03} + I'_{втр03} =$ $= 303,36 + 1150,744 =$ $= 1454,104 \text{ тис.грн};$	$I''_{03} = I''_{e03} + I''_{втр03} =$ $= 432,288 + 580,726 =$ $= 1013,014 \text{ тис.грн};$
Значення функції сумарних дисконтованих витрат:	$З'_{03} = K'_{03} + \frac{I'_{03}}{E} =$ $= 25280 + \frac{1454,104}{0,1} =$ $= 39821,036 \text{ тис.грн};$	$З''_{03} = K''_{03} + \frac{I''_{03}}{E} =$ $= 36024 + \frac{1013,014}{0,1} =$ $= 46154,139 \text{ тис.грн};$

Отже, на ділянці 0-3 є доцільнішим варіант ПЛ типу АС–240/32, котрий і приймається для подальшого розгляду.

Для інших ділянок результати наведемо в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Техніко-економічне порівняння

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	I_e , тис.грн	$I_{втр}$, тис.грн	I , тис.грн	$З$, тис.грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-3	АС–240/32	2.36	386.2	25280	303.36	1150.7	1454.1	39821.1
	2хАС–240/32	1.18	193.1	36024	432.29	580.72	1013.1	46154.1
0-6	АС–120/19	7.716	855.1	34475.2	413.702	2540.98	2954.7	64022
	АС–240/32	3.731	413.53	39971.2	479.654	1237.58	1717.2	57143.5
0-7	АС–240/32	2.639	356.848	28263.9	339.16	1065.3	1404.4	42308.6
	АС–240/39	2.728	368.945	28263.9	339.16	1101.01	1440.3	42665.6
1-5	АС–70/11	12.66	2.783	29862	358.344	24.278	382.62	33688.2
5-7	АС–70/11	11.936	122.96	28154.16	337.85	378.092	715.9	35313.6

Закінчення таблиці 1.10.

7-9	АС– 120/19	5.456	151.478	24377.613	292.531	459.099	751.6	31893.9
	АС–70/11	9.436	261.983	22257.821	267.094	785.282	1052. 4	32781.6
8-9	АС–70/11	9.436	43.212	22257.821	267.094	139.523	406.6	26323.9
6-8	АС–70/11	9.436	162.571	22257.821	267.094	491.843	758.9	29847.2
4-6	АС–70/11	9.436	123.999	22257.821	267.094	377.987	645.1	28708.6
	АС– 120/19	5.456	71.696	24377.613	292.531	223.602	516.1	29538.9
2-4	АС–70/11	9.436	33.279	22257.821	267.094	110.203	377.3	26030.8
2-3	АС– 240/32	2.36	79.543	25280	303.36	245.5	548.8	30768.6
	АС– 120/19	4.88	164.479	21804	261.648	496.21	757.8	29382.6
1-3	АС–70/11	13.345	158.653	31477.312	377.728	485.236	862.9	40106.9
	АС– 120/19	7.716	91.733	34475.151	413.702	287.705	701.4	41489.2

Розраховуємо наліжене значення сумарних втрат:

$$\Delta P_{\Sigma 1} = \Delta P'_{\Sigma 03} + \Delta P''_{\Sigma 06} + \Delta P'_{\Sigma 07} + \Delta P''_{\Sigma 15} + \Delta P''_{\Sigma 57} + \Delta P'_{\Sigma 79} + \Delta P'_{\Sigma 89} + \Delta P'_{\Sigma 68} + \Delta P'_{\Sigma 46} + \Delta P'_{\Sigma 24} + \Delta P''_{\Sigma 23} + \Delta P'_{\Sigma 13} = 386,223 + 413,533 + 356,848 + 2,783 + 122,96 + 151,478 + 43,212 + 162,571 + 123,999 + 33,279 + 164,479 + 158,653 = 2120,019 \text{ кВт} .$$

Сума довжин ліній:

$$L_{\Sigma 1} = L_{03} + L_{06} + L_{07} + L_{15} + L_{57} + L_{79} + L_{89} + L_{68} + L_{46} + L_{24} + L_{23} + L_{13} = 20 + 31,62 + 22,36 + 30 + 28,28 + 22,36 + 22,36 + 22,36 + 22,36 + 22,36 + 20 + 31,62 = 295,694 \text{ км} .$$

Сума капіталовкладень в ПЛ:

$$K_{\Sigma \text{пл}} = K'_{03} + K''_{06} + K'_{07} + K''_{15} + K''_{57} + K'_{79} + K'_{89} + K'_{68} + K'_{46} + K'_{24} + K''_{23} + K'_{13} = 25280 + 39971,2 + 28263,9 + 29862 + 28154,2 + 24377,6 + 22257,8 + 22257,8 + 22257,8 + 22257,8 + 21804 + 31477,3 = 318221,46 \text{ тис.грн} .$$

Витрати на ремонт та експлуатаційне обслуговування ПЛ:

$$I_{e\Sigma 1} = K_{\Sigma \text{пл}} \cdot H_e = 318221,46 \cdot 0,012 = 3818,658 \text{ тис.грн} .$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		31

Змінні і постійні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{\text{пост}\Sigma 1} = \Delta P_{\kappa} \cdot L_{\Sigma 1} \cdot T_{\text{вкл}} = 0,08 \cdot 295,694 \cdot 8760 = 207222,287 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{\text{зм}\Sigma 1} = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot \tau = 2120,019 \cdot 3090,843 = 6552646,377 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Витрати на покриття втрат активної енергії:

$$I_{\text{втр}\Sigma 1} = Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}\Sigma 1} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}\Sigma 1} = 21,22 \cdot 207222,287 + 26,53 \cdot 6552646,377 = 6416,095 \text{ тис.грн}.$$

$$I_{\Sigma \text{пл}1} = I_{\text{е}\Sigma 1} + I_{\text{втр}\Sigma 1} = 3818,658 + 6416,095 = 10234,753 \text{ тис.грн}.$$

Сума дисконтованих витрат:

$$Z_{\Sigma \text{пл}1} = K_{\Sigma \text{пл}1} + \frac{I_{\Sigma \text{пл}1}}{E} = 318221,46 + \frac{10234,753}{6416,095} = 420568,986 \text{ тис.грн}$$

Так як вибір мірок і перерізів проводів рахується як в першому варіанті, то результати наведемо в таблицях нижче.

Таблиця 1.11 – Розрахункові перерізи та струми ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-2	234.304	266.79
0-5	195.588	222.706
0-8	208.193	237.058
1-5	70.366	80.122
5-7	75.184	85.608
7-9	17.661	20.109
8-9	39.471	44.943
6-8	53.871	61.34
4-6	3.636	4.14
2-4	96.834	110.26
2-3	65.762	74.88
1-3	1.156	1.317

Таблиця 1.12 – Техніко-економічне порівняння

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	I_e , тис.грн	I_{emp} , тис.грн	I , тис.грн	3 , тис.грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-2	АС–240/19	3.338	549.679	35751.32	429.016	1637.66	2066.6	56418.1
	2хАС–240/32	1.669	274.839	50945.63	611.348	826.402	1437.7	65323.1
0-5	АС–240/32	3.54	406.266	37920	455.04	1215.2	1670.3	54623
	АС–120/19	7.32	840.076	44950.1	539.401	2495.7	3035.2	75301.7
0-8	АС–240/32	4.255	553.23	45574.1	546.89	1652.3	2199.2	67566.1
	АС–120/19	8.798	1143.9	39307.7	471.693	3396.1	3867.7	77984.8
1-5	АС–70/11	12.66	188.051	29862	358.344	571.143	929.487	39156.87
	АС–120/19	7.32	108.731	32706	392.472	337.009	729.481	40000.8
5-7	АС–70/11	11.936	202.41	28154.1	337.85	612.609	950.46	37658.7
	АС–120/19	6.901	117.033	30835.5	370.026	360.597	360.6	38141.7
7-9	АС–70/11	9.436	8.829	22257.8	267.094	38.034	305.12	25309.1
8-9	АС–70/11	9.436	44.103	22257.8	267.094	142.154	409.24	26350.3
6-8	АС–70/11	9.436	82.155	22257.8	267.094	254.473	758.937	29847.1
4-6	АС–70/11	9.436	0.374	22257.8	267.094	13.077	280.171	25059.5
2-4	АС–70/11	9.436	265.445	22257.8	267.094	795.499	1062.6	32883.7
	АС–120/19	5.456	153.48	24377.6	292.531	465.007	757.53	31952.9
2-3	АС–70/11	8.44	109.501	19908	238.896	333.92	572.8	25636.2
	АС–120/19	4.88	63.313	21804	261.648	197.59	459.24	26396.4
1-3	АС–70/11	13.345	0.054	31477.3	377.728	17.089	394.82	35425.5

Таблиця 1.13 – Сумарні показники ПЛ

$\Delta P_{\Sigma 2}$, кВт	$L_{\Sigma 2}$, км	$K_{\Sigma пл 2}$, тис.грн	$I_{e \Sigma 2}$, тис.грн	$\Delta A_{пост \Sigma 2}$, кВт·год	$\Delta A_{зм \Sigma 2}$, кВт·год	$I_{втр \Sigma 2}$, тис.грн	$I_{\Sigma пл 2}$, тис.грн	$З_{\Sigma пл 2}$, тис.грн
2298.132	316.05	342055.858	4104.67	221488.002	7103165.189	6952.74	11057.41	452629.957

Техніко-економічний рорахунок привів нас до того, що оптимальною схемою для використання є схема першого варіанту.

1.6 Аналіз режиму напруги в першому варіанті

Для вибору варіанту до подальшого розгляду розрахуємо рівні напруги в пунктах в L-схемі для обох варіантів, та порівняємо їх.

Значення активних опорів візьмемо з попередніх розрахунків, а саме з таблиць 1.10 та 1.12. Значення погонного реактивного опору на даному етапі розрахунків приймемо $x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$. З урахуванням вище зазначених відомостей приведемо результати в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Реактивні та активні опори ділянок першого варіанту

Варіант №1		
Ділянка	r' , Ом	x' , Ом
1	2	3
0-3	2.36	8
0-6	3.731	12.649
0-7	2.639	8.944
1-5	12.66	12
5-7	11.936	11.314

Закінчення таблиці 1.15

1	2	3
7-9	5.456	8.944
8-9	9.436	8.944
4-6	9.436	8.944
2-4	9.436	8.944
2-3	4.88	8
1-3	13.345	12.649
6-8	9.436	8.944

Маючи поточкорозподіл потужностей за L-схемою та значення опорів ПЛ, визначимо рівні наруги в пунктах, напругу балансуючого пункту приймаємо рівну $U_0 = 115 \text{ кВ}$, для третього пункту варіанту № 1:

$$U'_3 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P'_{03} \cdot r'_{03} - Q'_{03} \cdot x'_{03})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (32,579 \cdot 2,63 + 30,312 \cdot 8)} = 112,188 \text{ кВ}.$$

Також можна зазначити, що розрахований рівень наруги входить в регульовальну межу РПН, а саме $U_{\min 3} = 99,049 < U'_1 = 112,188 < U_{\max 3} = 134,22 \text{ кВ}$. Оскільки розрахунки для інших пунктів та для варіанту № 5 аналогічні, тому отримані результати наведемо в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Режим наруги для обох варіантів

Пункт	$U_{\min}$, кВ	Варіант №1	$U_{\max}$, кВ
		U' , кВ	
1	2	3	4
1	99,231	110,205	110,205
2	99,633	110,552	134,804
3	99,049	112,188	134,22
4	98,754	109,844	133,925

Закінчення таблиці 1.16

1	2	3	4
5	97,077	110,493	132,248
6	97,479	111,327	132,651
7	98,465	112,142	133,637
8	99,728	109,628	134,899
9	97,661	110,481	132,832

Отже, проаналізувавши рівні напруги в двох варіанта можна визначити що для подальшого розгляду краще обрати І-ий варіант, так як в ньому більша кількість пунктів мають вищі рівні напруги, а це означає що будуть менші втрати активної потужності в мережі.

1.7 Перевірка вибраних перерізів в післяаварійному режимі

Виконаємо перевірку вибраних перерізів на виконання умови допустимого нагріву проводів, допустимість відхилення напруги на входах трансформаторів та на перевищення максимальної робочої напруги, яка для мережі 110 кВ становить $U_{\max \text{ роб}} = 126 \text{ кВ}$. Розрахуємо режим аварійного відключення найбільш завантаженої лінії, що призводить до зниження напруги в мережі і підвищенню струмів навантаження за ділянками. Таким режимом для проектованої мережі є відключення ділянки 0-3, яка в максимальному режимі L-схеми має навантаження 233,562А.

Розрахунок будемо проводити, з використанням методу контурних рівнянь. Тому, виконаємо вибір контурів і перемичок, як показано на рис. 1.7.

1. Визначимо потекорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі:

$$S_{\text{роз15}} = S_{\text{max5}} = 7-6,472j \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз13}} = S_{\text{max1}} + S_{\text{роз15}} = 10-9,254j + 7-6,472j = 17-15,726j \text{ МВА};$$

$$S_{\text{роз23}} = S_{\text{max3}} + S_{\text{роз13}} = 9-8,4j + 17-15,726j = 26-24,126j \text{ МВА};$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		36

Розв'язавши дану систему рівнянь, ми отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$S_I = -22,714 + 21,091j \text{ MBA}$$

$$S_{II} = -8,538 + 7,938j \text{ MBA}$$

3. Значення потужностей за ділянками схеми мережі:

$$S_{15} = S_{роз15} + S_I = 7 - 6,472j + (-22,714 + 21,091j) = -15,714 + 14,619j \text{ MBA};$$

$$S_{13} = S_{роз13} + S_I = 17 - 15,726j + (-22,714 + 21,091j) = -5,714 + 5,365j \text{ MBA};$$

$$S_{23} = S_{роз23} + S_I = 26 - 24,126j + (-22,714 + 21,091j) = 3,286 - 3,035j \text{ MBA};$$

$$S_{24} = S_{роз24} + S_I = 36 - 33,435j + (-22,714 + 21,091j) = 13,286 - 12,344j \text{ MBA};$$

$$S_{46} = S_{роз46} + S_I = 50 - 46,49j + (-22,714 + 21,091j) = 27,286 - 25,399j \text{ MBA};$$

$$S_{06} = S_{роз06} + S_I - S_{II} = 57 - 53,017j + (-22,714 + 21,091j) - (-8,538 + 7,938j) = 42,824 - 39,864j \text{ MBA};$$

$$S_{89} = S_{роз89} + S_{II} = 16 - 14,927j + (-8,538 + 7,938j) = 7,462 - 6,989j \text{ MBA}$$

$$S_{79} = S_{роз79} + S_{II} = 24 - 22,309j + (-8,538 + 7,938j) = 15,462 - 14,371j \text{ MBA}$$

$$S_{07} = S_{роз07} + S_{II} - S_I = 32 - 29,8j + (-8,538 + 7,938j) - (-22,714 + 21,091j) = 46,176 - 42,953j \text{ MBA}$$

$$S_{68} = S_{II} = -8,538 + 7,938j \text{ MBA}$$

$$S_{57} = S_I = -22,714 + 21,091j \text{ MBA}$$

4. Перевіряємо чи виконується другий закон Кіргофа в контурах схеми:

$$\text{Контур 1: } L_{57} \cdot S_{роз57} + L_{15} \cdot S_{роз15} + L_{13} \cdot S_{роз13} + L_{23} \cdot S_{роз23} + L_{24} \cdot S_{роз24} + L_{46} \cdot S_{роз46} + L_{06} \cdot S_{роз06} - L_{07} \cdot S_{роз07} = 0$$

$$28,28 \cdot (-22,714 + 21,091j) + 30 \cdot (-15,714 + 14,619j) + 31,62 \cdot (-5,714 + 5,365j) + 20 \cdot (3,286 - 3,035j) + 22,36 \cdot (13,286 - 12,344j) + 22,36 \cdot (27,286 - 25,399j) + 31,62 \cdot (42,824 - 39,864j) - 22,36 \cdot (46,176 - 42,953j) = 0$$

$$\text{Контур 2: } L_{07} \cdot S_{роз07} + L_{79} \cdot S_{роз79} + L_{89} \cdot S_{роз89} + L_{68} \cdot S_{роз68} - L_{06} \cdot S_{роз06} = 0$$

$$22,36 \cdot (46,176 - 42,953j) + 22,36 \cdot (15,462 - 14,371j) + 22,36 \cdot (7,462 - 6,989j) + 22,36 \cdot (-8,538 + 7,938j) - 31,62 \cdot (42,824 - 39,864j) = 0$$

Результати розрахунку потужностей за ділянками приведемо на рис. 1.8.

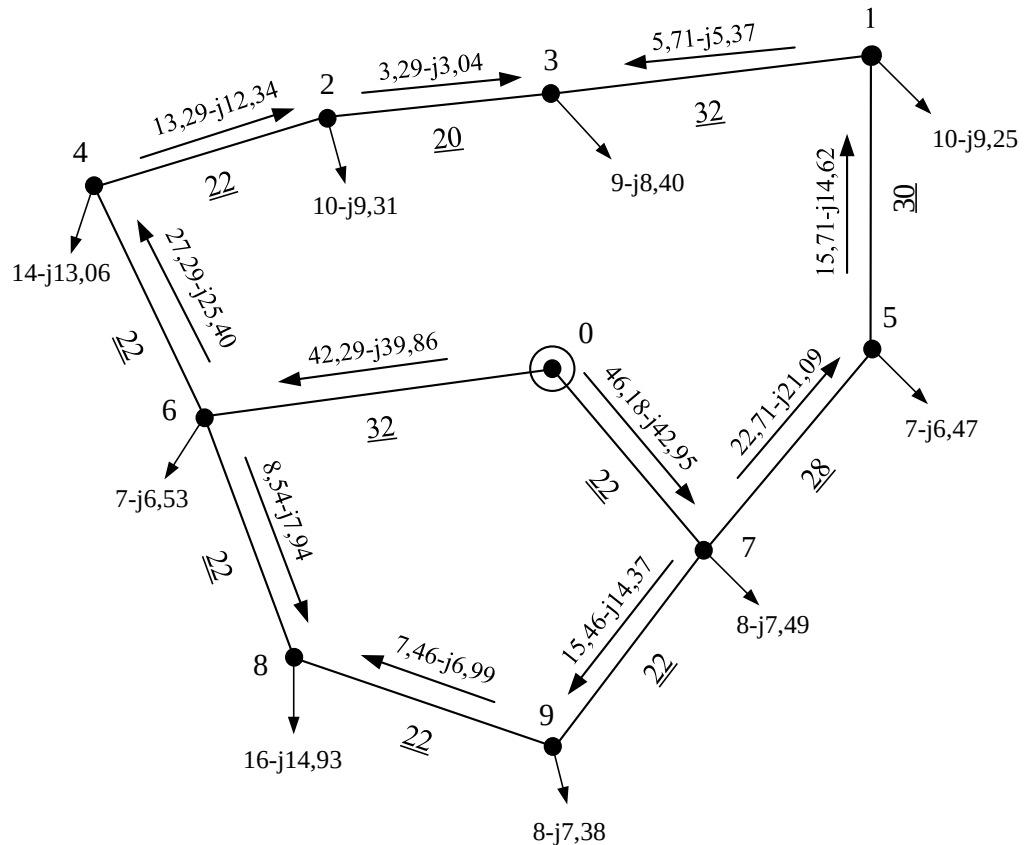


Рисунок 1.8 – Результати розрахунку потужностей при відключенні лінії 0-3

Визначимо струми, які протікають по лініям в після аварійному режимі з метою перевірки вибраних проводів на нагрів. Для визначення струмів скористаємося формулою (1.2).

Визначимо струм за ділянкою 0-5:

$$I_{57} = \frac{\sqrt{P_{57}^2 + Q_{57}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{25,71^2 - 21,09^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 162,69 \text{ A} < I_{\text{дон}-70/11} = 265 \text{ A}.$$

Для інших ліній розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Порівняння допустимих і розрахункових струмів

Ділянк а	5-7	1-5	1-3	2-3	2-4	4-6	0-6	0-7	7-9	8-9	6-8
$I_{роз}, A$	162.7	112.6	41.14	23.5	95.2	195.6	307.1	331.1	110.8	53.6	61.2
$I_{доп}, A$	265	265	265	390	265	265	605	605	390	265	265

Визначимо режим напруги, для перевірки допустимості відхилення напруги на вводах трансформаторів та на перевищення максимальної робочої напруги. Значення опорів візьмемо з таблиці 1.15.

Визначимо напругу в пункті № 1:

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{06} \cdot r'_{06} - Q_{06} \cdot x'_{06})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (42,82 \cdot 3,731 + 39,64 \cdot 12,649)} = 109,073 \text{ кВ};$$

Отже, розрахований рівень напруги входить в регульовальну межу РПН, а саме $U_{\min 6} = 97,479 < U_6 = 109,073 < U_{\max 6} = 132,651 \text{ кВ}$. Оскільки розрахунки для інших пунктів аналогічні, тому отримані результати наведемо в табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Перевірка на відповідність технічним вимогам режиму напруги

Пункт №	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб }}, \text{ кВ}$	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min}, \text{ кВ}$	$U_{\max}, \text{ кВ}$		
1	99.231	134.402	126	102.199
2	99.633	134.804		102.255
3	99.049	134.22		101.86
4	98.754	133.925		104.535
5	97.077	132.248		105.799
6	97.479	132.651		109.073
7	98.465	133.637		110.512
8	99.728	134.899		107.674
9	97.661	132.832		108.569

Таблиця 1.19 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	0-3	0-6	0-7	1-5	5-7	7-9	8-9	6-8	4-6	2-4	2-3	1-3
Тип проводу	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-70/11	АС-70/11	АС-120/19	АС-70/11	АС-70/11	АС-70/11	АС-70/11	АС-120/19	АС-70/11

1.8 Визначення параметрів Z – схеми заміщення

1.8.1 Визначення параметрів схеми заміщення ЛЕП

Повітряні лінії електропередачі 110 кВ і вище та довжиною до 300-400 км зазвичай представляються П-подібною схемою заміщення з позірними параметрами рис. 1.9.

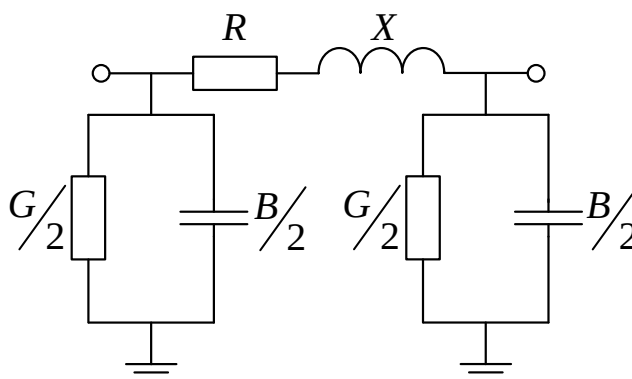


Рисунок 1.9 – Схема заміщення лінії 110 кВ

На рис 1.9 позначено: R_{λ} -активний опір, який враховує втрати активної потужності на нагрів проводу; X_{λ} -індуктивний опір визначається магнітним полем, яка виникає навколо проводу; G_{λ} -активна провідність враховує затрати активної потужності на іонізацію повітря іншими словами втрати потужності на корону та на струми витоку через ізолятори; B_{λ} -ємнісна провідність обумовлена ємністю між проводами різних фаз і землею.

Для різних перерізів і марок проводів, які будемо використовувати розрахуємо необхідні характеристики проводів.

Діаметри проводів для різних перерізів:

$$d_{70} = 11,4 \text{ мм};$$

Площа поперечного перерізу проводів, тільки для алюмінієвих жил:

$$F_{70} = 6 \cdot \pi \cdot \frac{3,8^2}{4} = 68,047 \text{ мм}^2;$$

Розрахуємо погонні параметри схеми заміщення ЛЕП активний і реактивний опір та активна і ємнісна провідність.

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68,047} = 0,419 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{070} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,44 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\kappa}}{U_n^2} = \frac{0,08}{110^2} = 6,612 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}.$$

Для інших перерізів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Марка і характеристика проводу

Марка проводу	АС-70/11	АС-120/19	АС-240/32
$r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	0,419	0,242	0,117
$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	0,44	0,422	0,4
$g_0, \frac{\text{См}}{\text{км}}$	$6,612 \cdot 10^{-9}$		
$b_0, \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$	2,576	2,69	2,844
$I_{\text{дон}}, \text{А}$	265	390	605

Визначимо параметри лінії 0-1:

$$r_{15} = r_{0_{70}} \cdot L_{15} = 0,419 \cdot 30 = 12,565 \text{ Ом};$$

$$x_{15} = x_{0_{70}} \cdot L_{15} = 0,44 \cdot 30 = 13,194 \text{ Ом};$$

$$g_{15} = g_0 \cdot L_{15} = 6,612 \cdot 10^{-3} \cdot 30 = 0,198 \text{ мкСм};$$

$$b_{15} = b_{0_{70}} \cdot L_{15} = 2,576 \cdot 30 = 77,266 \text{ мкСм}.$$

Так само знаходимо всі параметри для інших ділянок, результати розрахунків буде наведено в табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Параметри схеми заміщення лінії

Ділянка	r , Ом	x , Ом	g , мкСм	b , мкСм
0-3	2.333	7.997	0.132	56.874
0-6	3.689	12.644	0.209	89.926
0-7	2.609	8.941	0.148	63.587
1-5	12.565	13.194	0.198	77.266
5-7	11.846	12.44	0.187	72.847
7-9	5.418	9.432	0.148	60.144
8-9	9.365	9.834	0.148	57.59
6-8	9.365	9.834	0.148	57.59
4-6	9.365	9.834	0.148	57.59
2-4	9.365	9.834	0.148	57.59
2-3	4.846	8.436	0.132	53.794
1-3	13.245	13.908	0.209	81.445

Провідність та повний опір лінії визначаємо комплексними числами, для ділянки 0-3:

$$\underline{Z}_{03} = r_{03} + jx_{03} = 2.333 + j7.997 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{03} = g_{03} + jb_{03} = 0.132 + j56.874 \text{ мкСм}.$$

Решту значень для інших ділянок наведемо табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСм
1	2	3
0-3	2.333+7.997j	0.132+56.874j
0-6	3.689+12.644j	0.209+89.926j
0-7	2.609+8.941j	0.148+63.587j
1-5	12.565+13.194j	0.198+77.266j
5-7	11.846+12.44j	0.187+72.847j
7-9	5.418+9.432j	0.187+72.847j
8-9	9.365+9.834j	0.148+57.59j
6-8	9.365+9.834j	0.148+57.59j
4-6	9.365+9.834j	0.148+57.59j
2-4	9.365+9.834j	0.148+57.59j
2-3	4.846+8.436j	0.132+53.794j
1-3	13.245+13.908j	0.209+81.445j

1.8.2 Визначення параметрів вузлової моделі

Оскільки розрахунок мережі будемо проводити з використанням вузлової моделі то необхідно розрахувати взаємні і власні алгебраїчні провідності.

Взаємна алгебраїчна провідність для ділянки 0-1:

$$y_{03} = \frac{1}{\underline{Z}_{03}} = \frac{1}{2,333+7,997j} = 0,034-0,115j \text{ См.}$$

Для інших ділянок розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.23.

Таблиця 1.23 – Взаємна алгебраїчна провідність

Ділянка	y , См
1	2
0-3	0.034-0.115j
0-6	0.021-0.073j
0-7	0.03-0.103j
1-5	0.038-0.04j
5-7	0.04-0.042j
7-9	0.046-0.08j
8-9	0.051-0.053j
6-8	0.051-0.053j
4-6	0.051-0.053j
2-4	0.051-0.053j
2-3	0.051-0.089j
1-3	0.036-0.038j

Власна алгебраїчна провідність для вузла №1:

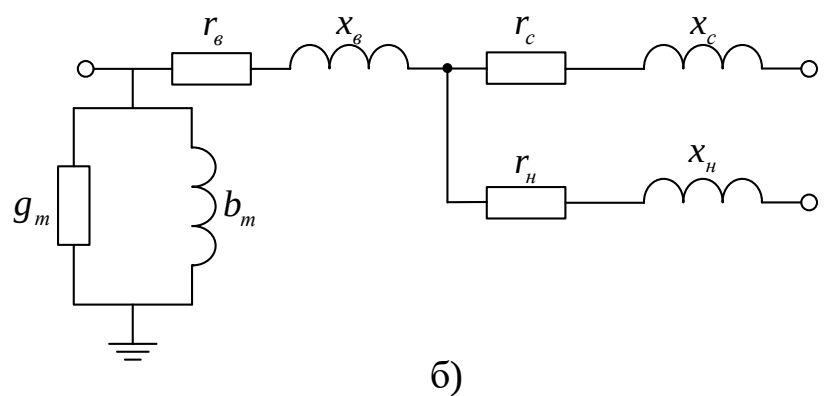
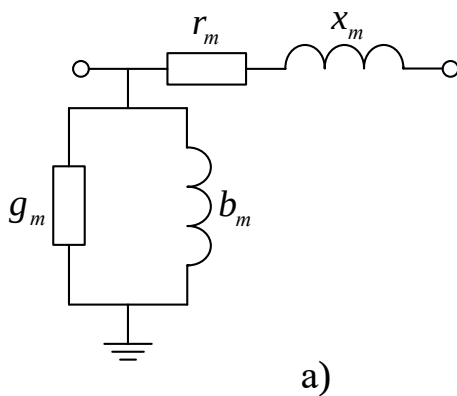
$$y_{11} = -(y_{13} + y_{15}) = -(0,036-0,038j+0,038-0,04j) = -0,074+0,077j \text{ См}.$$

Для інших вузлів розрахунок такий самий, чере це отримані результати наведемо в табл. 1.24.

Таблиця 1.24 – Власна алгебраїчна провідність

Вузол	$y, \text{См}$
1	$-0.074+0.077j$
2	$-0.102+0.142j$
3	$-0.121+0.242j$
4	$-0.102+0.107j$
5	$-0.078+0.082j$
6	$-0.123+0.18j$
7	$-0.116+0.225j$
8	$-0.102+0.107j$
9	$-0.097+0.133j$

1.8.3 Визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів



Визначимо параметри схеми заміщення трансформаторів рис. 1.10, а саме активний та реактивний опір і активну та індуктивну провідність обмоток блоку трансформаторів для кожної з підстанцій.

Для триобмоткового трансформатора підстанції № 1:

$$r_{m1} = \frac{\Delta P_{\kappa\epsilon 1} \cdot U_{\epsilon H1}^2}{n \cdot S_{ном1}^2} = \frac{76 \cdot 115^2}{2 \cdot 10^2} = 2,513 \text{ Ом};$$

$$x_{m1} = \frac{U_{\kappa\epsilon 1} \cdot U_{\epsilon H1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{0,108 \cdot 115^2}{2 \cdot 10} = 71,084 \text{ Ом};$$

$$g_{m1} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx1}}{U_{\epsilon H1}^2} = \frac{2 \cdot 17}{115^2} = 2,571 \text{ мкСм};$$

$$b_{m1} = -\frac{n \cdot I_{xx1} \cdot S_{ном1}}{U_{\epsilon H1}^2} = -\frac{2 \cdot 0,01 \cdot 10}{115^2} = -16,635 \text{ мкСм}.$$

Для решти підстанцій розрахунок повторюється, тому решту результатів приведемо в табл. 1.25.

Таблица 1.25 – Параметри схеми заміщення трансформаторів

Підстанція №	Триобмотковий трансформатор					
	$r_{\epsilon}, r_{\epsilon}, r_{н}$ Ом	$x_{m\epsilon},$ Ом	$x_{m\epsilon},$ Ом	$x_{mн},$ Ом	$g_m,$ мкСм	$b_m,$ мкСм
1	2.513	71.084	0	41.328	2.571	-16.635
2	2.513	71.084	0	41.328	2.571	-16.635
3	2.513	71.084	0	41.328	2.571	-16.635
4	1.292	44.428	0	25.83	3.478	-24.197
5	2.513	71.084	0	41.328	2,571	-16.635
6	2.513	71.084	0	41.328	2.571	-16.635
7	2.513	71.084	0	41.328	2.571	-16.635
8	1.292	44.428	0	25.83	3.478	-24.197
9	2.513	71.084	0	41.328	2.571	-16.635

Повну провідність трансформатора визначимо комплексними числами, для підстанції № 1:

$$\underline{Y}_{m1} = g_{m1} + jb_{m1} = 2,571 - 16,635j \text{ мкСм}.$$

Значення повної провідності для решти підстанцій наведемо в табл. 1.26.

Таблиця 1.26 – Повна провідність трансформаторів на підстанціях

Підстанція №	$\underline{Y}_m$, мкСм
1	2.571-16.635j
2	2.571-16.635j
3	2.571-16.635j
4	3.478-24.197j
5	2.571-16.635j
6	2.571-16.635j
7	2.571-16.635j
8	3.478-24.197j
9	2.571-16.635j

1.8.4 Визначення приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів

Для спрощення розрахунків, а саме щоб у розрахункових схемах не враховувати параметри схем заміщення трансформаторів, можна перенести навантаження з шин середньої і низької напруги підстанцій до високої напруги з урахуванням втрат потужності в опорах і провідностях схем заміщення трансформаторів - це навантаження називається приведені.

Спершу визначимо коефіцієнти завантаження обмоток блоків трансформаторів. Для трьох обмоткового трансформатора підстанції № 1:

$$\beta_1 = \frac{\sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2}}{n \cdot S_{\text{ном1}}} = \frac{\sqrt{10^2 - 9,254^2}}{2 \cdot 10} = 0,681$$

Для інших підстанцій розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.27.

Таблиця 1.27 – Коефіцієнти завантаження блоків трансформаторів

Підстанція №	S_n , МВА	Потік потужності обмотками						Коефіцієнт завантаження обмоток		
		P , МВт			Q , МВАр			β		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	10	10	7	3	-9.254	-6.362	-2.892	0.681	0.473	0.208
2	10	10	6	4	-9.309	-5.454	-3.855	0.683	0.405	0.278
3	10	9	5	4	-8.4	-4.545	-3.855	0.616	0.338	0.278
4	16	14	8	6	-13.05	-7.271	-5.783	0.598	0.338	0.26
5	10	7	5	2	-6.472	-4.545	-1.928	0.477	0.338	0.139
6	10	7	4	3	-6.527	-3.636	-2.892	0.479	0.27	0.208
7	10	8	4	4	-7.491	-3.636	-3.855	0.548	0.27	0.278
8	16	16	9	7	-14.93	-8.18	-6.747	0.684	0.38	0.304
9	10	8	6	2	-7.381	-5.454	-1.928	0.544	0.405	0.139

Рахуємо втрати реактивно та активної потужностей в опорах ТР. Для 3-х обмоткового ТР підстанції № 1:

$$\Delta P_{mz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{\kappa 31}}{2} \cdot (\beta_{\text{вн}1}^2 + \beta_{\text{сн}1}^2 + \beta_{\text{нн}1}^2) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot (0.681^2 + 0.473^2 + 0.208^2) = 55.571 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz1} = -n \cdot S_{\text{ном}1} \cdot (\beta_{\text{вн}1}^2 \cdot U_{\kappa 61} + \beta_{\text{сн}1}^2 \cdot U_{\kappa 31} + \beta_{\text{нн}1}^2 \cdot U_{\kappa 11}) = -2 \cdot 10 \cdot (0.681^2 \cdot 0,108 - 0.473^2 \cdot 0 + 0.208^2 \cdot 0,063) = -1052.055 \text{ кВАр}.$$

Рахуємо наближені навантаження підстанцій 1 та 2:

$$S_1 = S_{\text{max}1} + (\Delta P_{mz1} + j\Delta Q_{mz1}) = 10 - 9,254j + (0,056 - 1,052j) = 10,056 - 10,306j \text{ МВА};$$

$$S_2 = S_{\text{max}2} + (\Delta P_{mz2} + j\Delta Q_{mz2}) = 10 - 9,309j + (0,054 - 1,092j) = 10,054 - 10,4j \text{ МВА}.$$

Для остачі підстанцій рахуємо так само, тому результати розрахунку приведемо в табл. 1.28.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат						49

Таблиця 1.28 – Наближені навантаження пунктів

Пункт №	S_{max} , МВА	Втрати активної потужності в опорах трансформаторів		Приведена потужність, S, МВА
		ΔP_{mz} , кВт	ΔQ_{mz} , кВАр	
1	10-9.254j	55.571	-1052.055	10.056-10.306j
2	10-9.309j	53.82	-1091.515	10.054-10.4j
3	9-8.4j	43.335	-911.09	9.043-9.311j
4	14-13.055j	53.978	-1366.58	14.054-14.421j
5	7-6.472j	27.41	-512.653	7.027-6.985j
6	7-6.527j	26.255	-546.632	7.026-7.074j
7	8-7.491j	34.238	-742.079	8.034-8.233j
8	16-14.927j	70.436	-1793.165	16.07-16.72j
9	8-7.381j	36.469	-660.96	8.036-8.042j

Визначаємо розрахункові провідності пунктів:

$$Y_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{03} + Y_{06} + Y_{08}) = 0,5 \cdot (0.132 + 56.874j + 0.209 + 89.926j + 0.148 + 63.587j) = 0.245 + 105.193j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p1} = 0,5 \cdot (Y_{13} + Y_{15}) + Y_{m1} = 0,5 \cdot (0.209 + 81.445j + 0.198 + 77.266j) + 2.571 - 16.635j = 2.775 + 62.72j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p2} = 0,5 \cdot (Y_{23} + Y_{24}) + Y_{m2} = 0,5 \cdot (0.132 + 53.794j + 0.148 + 57.59j) + 2.571 - 16.635j = 2.711 + 39.057j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p3} = 0,5 \cdot (Y_{03} + Y_{13} + Y_{23}) + Y_{m3} = 0,5 \cdot (0.132 + 56.874j + 0.209 + 81.445j + 0.132 + 53.794j) + 2.571 - 16.635j = 2.808 + 79.421j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p4} = 0,5 \cdot (Y_{24} + Y_{46}) + Y_{m4} = 0,5 \cdot (0.148 + 57.59j + 0.148 + 57.59j) + 3.478 - 24.197j = 3.626 + 33.394j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p5} = 0,5 \cdot (Y_{15} + Y_{57}) + Y_{m5} = 0,5 \cdot (0.198 + 77.266j + 0.187 + 72.847j) + 2.571 - 16.635j = 2.764 + 58.421j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p6} = 0,5 \cdot (Y_{06} + Y_{46} + Y_{68}) + Y_{m6} = 0,5 \cdot (0.209 + 89.926j + 0.148 + 57.59j + 0.148 + 57.59j) + 2.571 - 16.635j = 2.823 + 85.918j \text{ мкСм};$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		50

Складаємо систему рівнянь для вузлової моделі істалоного режиму для схеми рис. 1.11:

$$\left\{ \begin{array}{l} y_{11} \cdot U_1 + y_{13} \cdot U_3 + y_{15} \cdot U_5 = \frac{S_{p1}}{\bar{U}_1}; \\ y_{22} \cdot U_2 + y_{23} \cdot U_3 + y_{24} \cdot U_4 = \frac{S_{p2}}{\bar{U}_2}; \\ y_{33} \cdot U_3 + y_{31} \cdot U_1 + y_{32} \cdot U_2 = \frac{S_{p3}}{\bar{U}_3} - y_{30} \cdot U_0; \\ y_{44} \cdot U_4 + y_{42} \cdot U_2 + y_{46} \cdot U_6 = \frac{S_{p4}}{\bar{U}_4}; \\ y_{55} \cdot U_5 + y_{51} \cdot U_1 + y_{57} \cdot U_7 = \frac{S_{p5}}{\bar{U}_5}; \\ y_{66} \cdot U_6 + y_{64} \cdot U_4 + y_{68} \cdot U_8 = \frac{S_{p6}}{\bar{U}_6} - y_{60} \cdot U_0; \\ y_{77} \cdot U_7 + y_{75} \cdot U_5 + y_{79} \cdot U_9 = \frac{S_{p7}}{\bar{U}_7} - y_{70} \cdot U_0; \\ y_{86} \cdot U_6 + y_{89} \cdot U_9 + y_{88} \cdot U_8 = \frac{S_{p8}}{\bar{U}_8}; \\ y_{97} \cdot U_7 + y_{98} \cdot U_8 + y_{99} \cdot U_9 = \frac{S_{p9}}{\bar{U}_9}; \end{array} \right.$$

Розв'язання отриманої системи нелінійних рівнянь усталеного режиму електричної мережі реалізується ітераційними методами. Для розв'язку даної системи скористаємося методом Зейделя, він дозволяє отримати шукані значення напруги в пунктах з заданою точністю шляхом багатократного виконання однотипних кроків.

Приймаємо початкові наближення напруги у пунктах схеми:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = U_n = 110 \text{ кВ}.$$

Точність ітераційного розрахунку: $\varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$.

Перша ітерація

Визначення розрахункових потужностей пунктів:

$$\begin{aligned} S_{p1} &= S_1 + Y_{p1} \cdot \left(|U_1^{(0)}| \right)^2 = 10.056 - 10.306j + (2.775 + 62.72j) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = \\ &= 10.09 - 9.55j \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Для решти пунктів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.29.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		52

Таблиця 1.29 – Розрахункові потужності пунктів на 1 ітерації

Пункт №	S_p , МВА
1	10.09-9.55j
2	10.09-9.93j
3	9.08-8.35j
4	14.10-14.02j
5	7.06-6.28j
6	7.06-6.03j
7	8.07-7.25j
8	16.11-16.32j
9	8.07-7.53j

Визначимо рівень напруги в пунктах:

$$U_1^{(1)} = \frac{1}{y_{11}} \cdot \left[\frac{S_{p1}}{\bar{U}_1^{(0)}} - (y_{13} \cdot U_3 + y_{15} \cdot U_5^{(0)}) \right] =$$

$$\frac{1}{-0.074+0.077j} \cdot \left[\frac{10.089-9.547j}{108.821+0.061j} - (0.036-0.038j) \cdot 110 - (0.038-0.04j) \cdot 110 \right] =$$

$$= 108.821-0.061j \text{ кВ};$$

$$U_2^{(1)} = \frac{1}{y_{22}} \cdot \left[\frac{S_{p2}}{\bar{U}_2^{(0)}} - (y_{23} \cdot U_3 + y_{24} \cdot U_4) \right]$$

$$U_3^{(1)} = \frac{1}{y_{33}} \cdot \left[\frac{S_{p3}}{\bar{U}_3^{(0)}} - (y_{30} \cdot U_0 + y_{31} \cdot U_1 + y_{32} \cdot U_2) \right]$$

$$U_4^{(1)} = \frac{1}{y_{44}} \cdot \left[\frac{S_{p4}}{\bar{U}_4^{(0)}} - (y_{42} \cdot U_2 + y_{46} \cdot U_6) \right]$$

$$U_5^{(1)} = \frac{1}{y_{55}} \cdot \left[\frac{S_{p5}}{\bar{U}_5^{(0)}} - (y_{51} \cdot U_1 + y_{57} \cdot U_7) \right]$$

$$U_6^{(1)} = \frac{1}{y_{66}} \cdot \left[\frac{S_{p6}}{\bar{U}_6^{(0)}} - (y_{60} \cdot U_0 + y_{64} \cdot U_4 + y_{68} \cdot U_8) \right]$$

$$U_7^{(1)} = \frac{1}{y_{77}} \cdot \left[\frac{S_{p7}}{\bar{U}_7^{(0)}} - (y_{70} \cdot U_0 + y_{75} \cdot U_5 + y_{79} \cdot U_9) \right]$$

$$U_8^{(1)} = \frac{1}{y_{88}} \cdot \left[\frac{S_{p8}}{\bar{U}_8^{(0)}} - (y_{86} \cdot U_6 + y_{89} \cdot U_9) \right]$$

$$U_9^{(1)} = \frac{1}{y_{99}} \cdot \left[\frac{S_{p9}}{\bar{U}_9^{(0)}} - (y_{97} \cdot U_7 + y_{98} \cdot U_8) \right]$$

Розрахуємо модуль небаланса потужності в пункті 1:

$$\begin{aligned} \delta S_1^{(1)} &= \left| S_{p1} - (y_{13} \cdot U_3 + y_{15} \cdot U_5 + y_{11} \cdot U_1) \cdot \bar{U}_1 \right| = \\ &= \left| 10.089 - 9.547j - \left[\begin{aligned} &(0.036 - 0.038j) \cdot (111.311 - 0.684j) + \\ &+ (0.038 - 0.04j) \cdot (108.671 - 0.093j) + \\ &+ (-0.074 + 0.077j) \cdot (108.821 - 0.061j) \end{aligned} \right] \cdot (108.821 + 0.061j) \right| = \\ &= 4.479 \text{ MBA.} \end{aligned}$$

Для інших пунктів розрахунок буде такий же, тому решту результатів приведемо в табл. 1.30.

Таблиця 1.30 – Модулі небалансів потужностей пунктів на першій ітерації

Пункт №	δS , MBA
1	4.479
2	11.727
3	0.166
4	8.375
5	9.837
6	9.000
7	8.590
8	6.832
9	0.085

Критерій завершення ітераційного процесу:

$$\varepsilon^{(1)} = \max \left[\delta S_1^{(1)}, \delta S_2^{(1)}, \delta S_3^{(1)}, \delta S_4^{(1)}, \delta S_5^{(1)}, \delta S_6^{(1)}, \delta S_7^{(1)}, \delta S_8^{(1)}, \delta S_9^{(1)} \right] =$$

$$= 11.727 \text{ MBA} > \varepsilon = 0,001 \text{ MBA}$$

Так як точність не була досягнута, то проводимо ітераційний розрахунок далі.
Подальші результати буде наведено в таблиці 1.31.

Таблиця 1.31 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація №	Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ				ε , MBA
1	2				3
1	1	108.821-0.061j	5	108.671-0.093j	11.727
	2	109.276-0.126j	6	110.758-0.762j	
	3	111.311-0.684j	7	111.431-0.650j	
	4	108.411-0.096j	8	108.964-0.407j	
			9	109.722-0.805j	
1	2				3
2	1	108.763-0.441j	5	109.369-0.611j	9.318
	2	109.341-0.735j	6	110.605-1.159j	
	3	111.365-0.983j	7	111.535-1.012j	
	4	108.805-0.781j	8	108.734-1.002j	
			9	109.689-1.287j	
3	1	109.147-0.848j	5	109.614-0.991j	6.312
	2	109.558-1.170j	6	110.594-1.503j	
	3	111.550-1.195j	7	111.610-1.255j	
	4	108.841-1.189j	8	108.709-1.407j	
			9	109.729-1.604j	
30	1	109.927-1.773j	5	110.232-1.788j	$1.435 \cdot 10^{-3}$
	2	110.247-2.136j	6	111.054-2.155j	
	3	112.031-1.669j	7	111.989-1.704j	
	4	109.417-2.155j	8	109.187-2.165j	
			9	110.172-2.179j	
31	1	109.927-1.773j	5	110.232-1.788j	$1.025 \cdot 10^{-3}$
	2	110.247-2.136j	6	111.054-2.155j	
	3	112.031-1.669j	7	111.989-1.704j	
	4	109.417-2.154j	8	109.187-2.165j	
			9	110.172-2.179j	

Закінчення таблиці 1.31

1	2				3
32	1	109.927-1.773j	5	110.232-1.788j	$7.308 \cdot 10^{-4}$
	2	110.247-2.136j	6	111.054-2.155j	
	3	112.031-1.669j	7	111.989-1.704j	
	4	109.417-2.154j	8	109.187-2.165j	
			9	110.172-2.179j	

Після розрахунку всіх вище вказаних ітерацій, на 32 ітерації, точність була досягнута. Потрібні нам значення з 32 ітерації будуть вказані в таблиці 1.32.

Таблиця 1.32 – Модулі небалансів та розрахункові потужності пунктів на 32-й ітерації

Пункт №	S_p , МВА	δS , МВА
1	2	3
1	10.09-9.55j	$4.099 \cdot 10^{-4}$
2	10.09-9.93j	$7.308 \cdot 10^{-4}$
3	9.08-8.31j	$3.223 \cdot 10^{-6}$
4	14.10-14.02j	$2.728 \cdot 10^{-4}$
5	7.06-6.27j	$1.565 \cdot 10^{-4}$
6	7.06-6.01j	$3.099 \cdot 10^{-4}$
7	8.07-7.21j	$3.137 \cdot 10^{-4}$
8	16.11-16.32j	$2.390 \cdot 10^{-4}$
9	8.07-7.53j	$3.074 \cdot 10^{-6}$

Отже, в режимі максимальних навантажень рівні напруг будуть становити:

$$U_{m1} = 109.927-1.773j \text{ кВ};$$

$$U_{m2} = 110.247-2.136j \text{ кВ};$$

$$U_{м3} = 112.031 - 1.669j \text{ кВ};$$

$$U_{м4} = 109.417 - 2.154j \text{ кВ};$$

$$U_{м5} = 110.232 - 1.788j \text{ кВ};$$

$$U_{м6} = 111.054 - 2.155j \text{ кВ};$$

$$U_{м7} = 111.989 - 1.704j \text{ кВ};$$

$$U_{м8} = 109.187 - 2.165j \text{ кВ}.$$

$$U_{м9} = 110.172 - 2.179j \text{ кВ}$$

Далі ми визначаємо модулі фазних та ланайних струмів за законом ома, а також перевіряємо обрані проводи на нагрів:

$$J_{03} = (U_0 - U_{м3}) \cdot y_{03} = (115 - 112.031 - 1.669j) \cdot (0.034 - 0.115j) = 292.2 - 286.1j \text{ А};$$

$$\frac{|J_{03}|}{\sqrt{3}} = \frac{408.932}{\sqrt{3}} = 236.097 < I_{дон240/32} = 605 \text{ А}.$$

Розрахунки для інших ділянок такий самий, тому наведемо їх в табл. 1.33.

Таблиця 1.33 – Лінійні та модулі фазних струмів ділянок мережі

Ділянка	Лінійний струм, А	Модуль фазного струму, А	Допустимий струм, А
0-3	292.2-286.1j	236.097	605
0-6	241.0-241.8j	197.071	605
0-7	266.2-259.2j	214.495	605
5-1	10.9-12.7j	9.682	265
7-5	74.1-70.7j	59.095	265
7-9	121.1-123.0j	99.668	390
9-8	49.2-53.3j	41.878	265
6-8	95.3-99.1j	79.383	265
6-4	83.1-87.3j	69.602	265
2-4	43.2-43.3j	35.298	265
3-2	132.9-135.1j	109.392	390
3-1	79.4-75.6j	63.307	265

Визначаємо поточкорозподіл потужності для ділянки 0-3:

$$S_{03}^n = J_{03} \cdot \bar{U}_0 = (292.211-286.074j) \cdot 115 = 33.60-32.90j \text{ МВА};$$

$$S_{03}^k = J_{03} \cdot \bar{U}_{м3} = (292.211-286.074j) \cdot (112.031+1.669j) = 33.21-31.56j \text{ МВА}.$$

Таким самим способом визначається і поточкорозподіл для решти ділянок. Приведемо його в табл. 1.34.

Таблиця 1.34 – Поточкорозподіл потужностей

Ділянка	S_{ij}^n , МВА	S_{ij}^k , МВА
1	2	3
0-3	33.60-32.90j	33.21-31.56j
0-6	27.71-27.80j	27.28-26.33j
0-7	30.61-29.80j	30.25-28.57j
5-1	1.23-1.38j	1.22-1.38j
7-5	8.41-7.79j	8.29-7.66j
7-9	13.77-13.57j	13.61-13.29j
9-8	5.54-5.76j	5.49-5.71j
6-8	10.80-10.80j	10.62-10.61j
6-4	9.42-9.52j	9.28-9.38j
2-4	4.85-4.68j	4.82-4.65j
3-2	15.11-14.91j	14.94-14.61j
3-1	9.02-8.34j	8.86-8.17j

Перевіряємо пункти схеми на виконання першого закону Кіргофа.

Пункт 1:

$$S_{51}^k + S_{31}^n - S_{p1} = 1.225-1.378j + (8.865-8.17j) - (10.089-9.548j) = 0 \text{ МВА}.$$

Пункт 2:

$$S_{32}^k - S_{24}^n - S_{p2} = 14.937-14.608j - (4.85-4.682j) - (10.087-9.926j) = 0 \text{ МВА}.$$

Пункт 3:

$$S_{03}^{\kappa} - S_{31}^n - S_{32}^n - S_{p3} = 33.214 - 31.561j - (9.024 - 8.337j) - (15.111 - 14.91j) - (9.079 - 8.314j) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт 4:

$$S_{24}^{\kappa} + S_{64}^{\kappa} - S_{p4} = 4.815 - 4.646j + (9.283 - 9.375j) - (14.097 - 14.021j) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт 5:

$$S_{75}^{\kappa} - S_{51}^n - S_{p5} = 8.289 - 7.657j - (1.228 - 1.382j) - (7.061 - 6.275j) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт 6:

$$S_{06}^{\kappa} - S_{68}^n - S_{64}^n - S_{p6} = 27.281 - 26.329j - (10.801 - 10.797j) - (9.419 - 9.518j) - (7.061 - 6.014j) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт 7:

$$S_{07}^{\kappa} - S_{75}^n - S_{79}^n - S_{p7} = 30.253 - 28.569j - (8.413 - 7.787j) - (13.77 - 13.573j) - (8.07 - 7.209j) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт 8:

$$S_{98}^{\kappa} + S_{68}^{\kappa} - S_{p8} = 5.49 - 5.711j + (10.624 - 10.611j) - (16.114 - 16.322j) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт 9:

$$S_{79}^{\kappa} - S_{98}^n - S_{p9} = 13.609 - 13.292j - (5.539 - 5.762j) - (8.069 - 7.529j) = 0 \text{ MBA.}$$

Тепер перевіряємо контури схеми на виконання другого закону Кіргофа.

Перший контур:

$$\begin{aligned} J_{06} \cdot Z_{06} + J_{64} \cdot Z_{46} - J_{24} \cdot Z_{24} - J_{32} \cdot Z_{23} - J_{03} \cdot Z_{03} = \\ = (240.964 - 241.76j) \cdot (3.689 + 12.644j) + (83.117 - 87.321j) \cdot (9.365 + 9.834j) - \\ - (43.154 - 43.308j) \cdot (9.365 + 9.834j) - (132.874 - 135.072j) \cdot (4.846 + 8.436j) - \\ - (292.211 - 286.074j) \cdot (2.333 + 7.997j) = 0 \text{ KB.} \end{aligned}$$

Другий контур:

$$\begin{aligned} J_{03} \cdot Z_{03} + J_{31} \cdot Z_{13} - J_{51} \cdot Z_{15} - J_{75} \cdot Z_{57} - J_{07} \cdot Z_{07} = (292.211 - 286.074j) \cdot (2.333 + 7.997j) + \\ + (79.424 - 75.598j) \cdot (13.245 + 13.908j) - (10.935 - 12.714j) \cdot (12.565 + 13.194j) - \\ - (74.051 - 70.661j) \cdot (11.846 + 12.44j) - (266.202 - 259.154j) \cdot (2.609 + 8.941j) = 0 \text{ KB.} \end{aligned}$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		59

Третій контур:

$$J_{07} \cdot Z_{07} + J_{79} \cdot Z_{79} + J_{98} \cdot Z_{89} - J_{68} \cdot Z_{68} - J_{06} \cdot Z_{06} = (266.202-259.154j) \cdot (2.609+8.941j) + \\ + (121.087-123.042j) \cdot (5.418+9.432j) + (49.223-53.278j) \cdot (9.365+9.834j) + \\ + (95.337-99.075j) \cdot (9.365+9.834j) - (240.964-241.76j) \cdot (3.689+12.644j) = 0 \text{ кВ.}$$

Далі ми визначаємо сумарні втрати потужності в електричній мережі за компонентами втрат потужності. Спочатку визначаємо втрати в опорах ділянок:

$$\Delta S_z = (S_{03}^n - S_{03}^k) + (S_{06}^n - S_{06}^k) + (S_{07}^n - S_{07}^k) + (S_{51}^n - S_{51}^k) + (S_{75}^n - S_{75}^k) + \\ + (S_{79}^n - S_{79}^k) + (S_{98}^n - S_{98}^k) + (S_{68}^n - S_{68}^k) + (S_{64}^n - S_{64}^k) + (S_{24}^n - S_{24}^k) + (S_{32}^n - S_{32}^k) + \\ + (S_{31}^n - S_{31}^k) = (0.39-1.337j) + (0.43-1.473j) + (0.36-1.234j) + (0.004-0.004j) + \\ + (0.124-0.13j) + (0.161-0.281j) + (0.049-0.052j) + (0.177-0.186j) + \\ + (0.136-0.143j) + (0.035-0.037j) + (0.174-0.303j) + (0.159-0.167j) = 2.2-5.347j \text{ МВА}$$

Потужність БП:

$$S_{\text{он}} = S_{03}^n + S_{06}^n + S_{07}^n + Y_{p0} \cdot (|U_0|^2) = 33.604-32.898j + 27.711-27.802j + \\ + 30.613-29.803j + (0.245+105.193j) \cdot 115^2 = 91.931-89.112j \text{ МВА.}$$

Потім визначаємо втрати потужності в розрахункових провідностях пунктів:

$$\Delta S_y = Y_{p0} \cdot (|U_0|)^2 + Y_{p1} \cdot (|U_{m1}|)^2 + Y_{p2} \cdot (|U_{m2}|)^2 + Y_{p3} \cdot (|U_{m3}|)^2 + Y_{p4} \cdot (|U_{m4}|)^2 + \\ + Y_{p5} \cdot (|U_{m5}|)^2 + Y_{p6} \cdot (|U_{m6}|)^2 + Y_{p7} \cdot (|U_{m7}|)^2 + Y_{p8} \cdot (|U_{m8}|)^2 + Y_{p9} \cdot (|U_{m9}|)^2 = \\ = (0.245+105.193j) \cdot 115^2 + (2.775+62.72j) \cdot 109.9^2 + \\ + (2.711+39.057j) \cdot 110.3^2 + (2.808+79.421j) \cdot 112^2 + \\ + (3.626+33.394j) \cdot 109.4^2 + (2.764+58.421j) \cdot 110.2^2 + \\ + (2.823+85.918j) \cdot 111.1^2 + (2.812+81.653j) \cdot 112^2 + \\ + (3.626+33.394j) \cdot 109.2^2 + (2.719+42.232j) \cdot 110.2^2 = 0.328+7.727j \text{ МВА.}$$

Сума втрат потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta S_z + \Delta S_y = 2.2-5.347j + 0.328+7.727j = 2.528+2.38j \text{ МВА.}$$

Сума потужностей навантаження:

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9 = 89.402-91.494j \text{ МВА.}$$

Сума втрат потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{он}} - S_{\Sigma} = 91.931-89.112j - 89.402-91.494j = 2.53+2.381j \text{ МВА.}$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		60

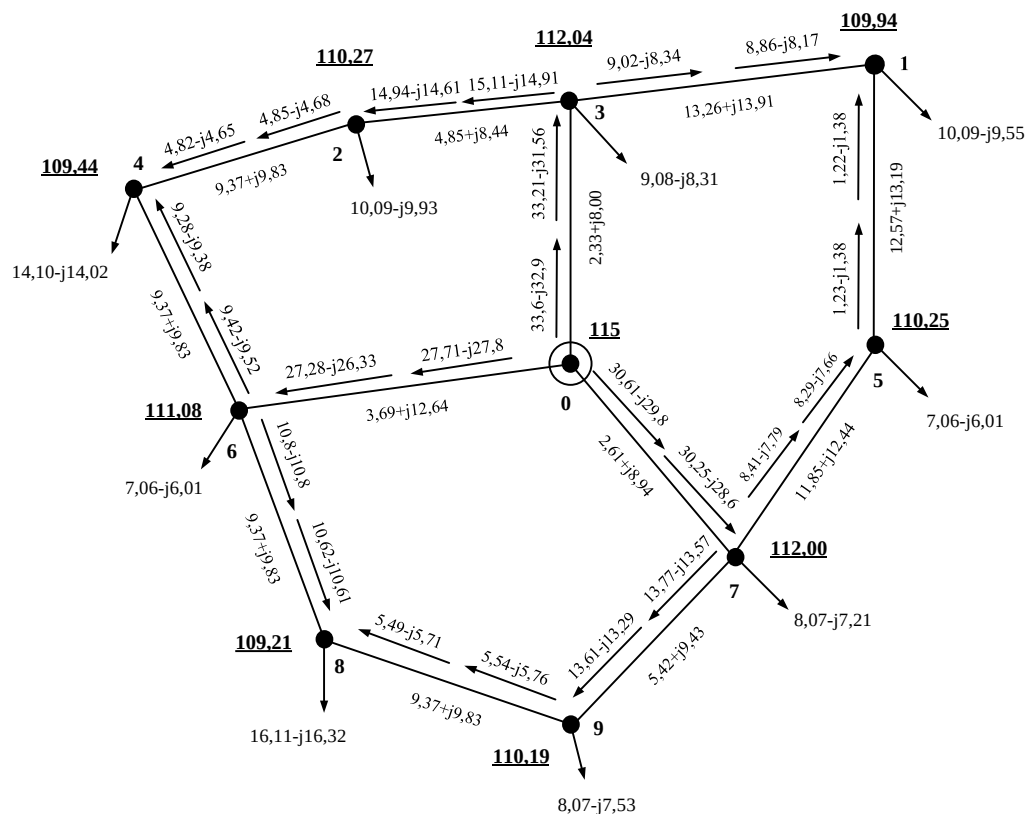


Рисунок 1.12 –Результуюча схема мережі в режимі максимальних навантажень

1.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Розрахуємо режим аварійного відключення найбільш завантаженої лінії, який приводить до найбільшого зниження напруги в мережі. Таким режимом для проектованої мережі є відключення ділянки 0-3 в максимальному режимі навантаження, як показано на рис. 1.13.

Виконаємо перерахунок розрахункових та алгебраїчних провідностей з урахуванням відключеної ділянки:

$$Y'_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{07} + Y_{06}) = 0,5 \cdot (0.148 + 63.587j + 0.209 + 89.926j) = 0.178 + 76.756j \text{ мкСм};$$

$$Y'_{p3} = 0,5 \cdot (Y_{23} + Y_{13}) + Y_{m3} = 0.5 \cdot (0.132 + 53.794j + 0.209 + 81.445j) + 2.571 - 16.635j = 2.742 + 50.984j \text{ мкСм};$$

$$y'_{33} = -y_{23} - y_{13} = -0.087 + 0.127j \text{ См}.$$

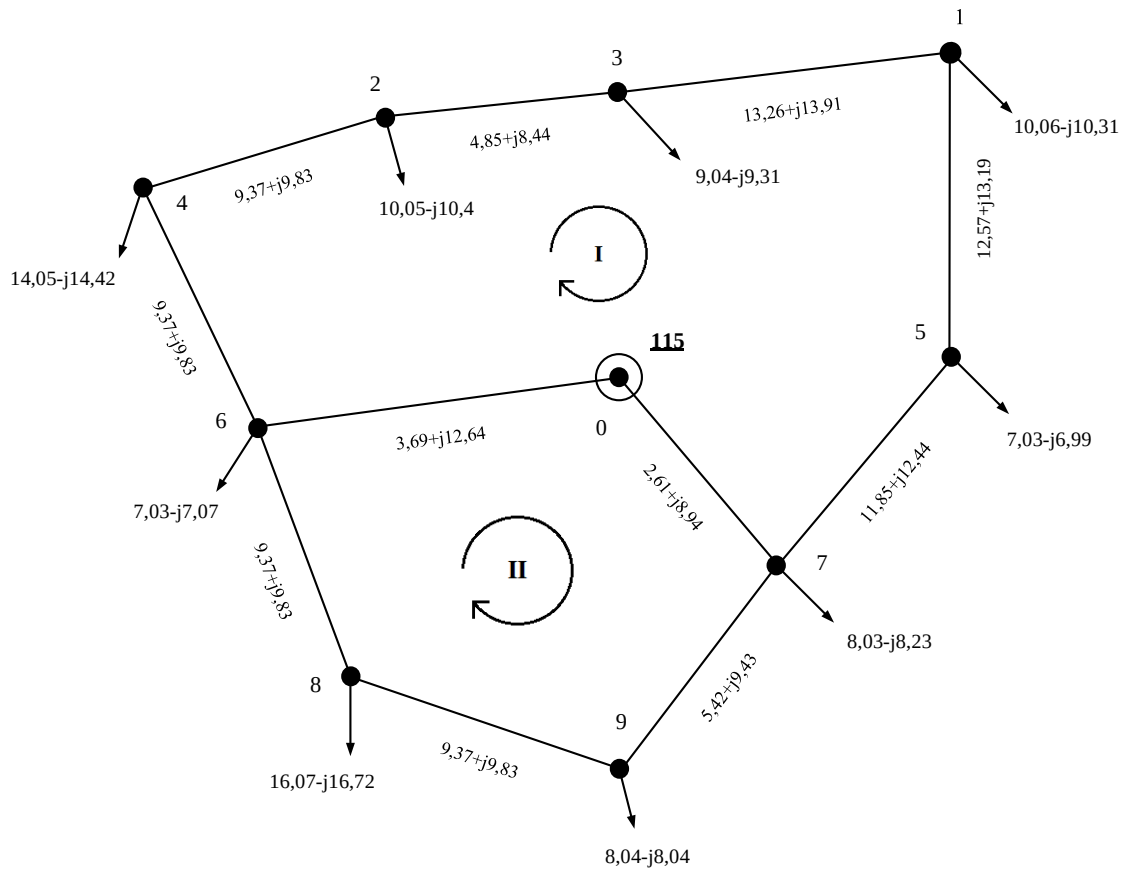


Рисунок 1.13 – Розрахункова схема мережі після аварійного режиму

Розраховуємо після аварійний режим мережлій по аналогії до режиму максимальних навантажень, а результати запишемо в таблиці 1.35-1.

Таблиця 1.35 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація №	Рівні напруг в пунктах, U_s , кВ				ε , МВА
1	2				3
1	1	108.821-0.061j	5	108.671-0.093j	31.151
	2	109.276-0.126j	6	110.758-0.762j	
	3	108.394-0.280j	7	111.431-0.650j	
	4	108.411-0.096j	8	108.964-0.407j	
			9	109.722-0.805j	

Закінчення таблиці 1.35

1	2				3
2	1	107.343-0.244j	5	108.680-0.515j	21.317
	2	107.662-0.328j	6	110.313-1.136j	
	3	106.812-0.468j	7	111.377-1.036j	
	4	107.965-0.577j	8	108.588-0.991j	
			9	109.535-1.294j	
3	1	106.560-0.550j	5	108.272-0.859j	17.767
	2	106.558-0.572j	6	109.973-1.494j	
	3	105.806-0.715j	7	111.248-1.317j	
	4	107.185-0.881j	8	108.320-1.407j	
			9	109.350-1.641j	
68	1	101.051-3.179j	5	104.908-3.014j	$1.326 \cdot 10^{-3}$
	2	100.157-3.252j	6	108.082-3.461j	
	3	99.639-3.315j	7	110.095-2.782j	
	4	102.805-3.347j	8	106.551-3.390j	
			9	107.943-3.361j	
69	1	101.051-3.179j	5	104.908-3.014j	$1.144 \cdot 10^{-3}$
	2	100.157-3.252j	6	108.082-3.461j	
	3	99.639-3.316j	7	110.095-2.782j	
	4	102.805-3.347j	8	106.551-3.390j	
			9	107.943-3.361j	
70	1	101.051-3.179j	5	104.907-3.014j	$9.873 \cdot 10^{-4}$
	2	100.157-3.252j	6	108.082-3.461j	
	3	99.639-3.316j	7	110.095-2.782j	
	4	102.805-3.347j	8	106.551-3.390j	
			9	107.943-3.362j	

Таблиця 1.36 – Модулі небалансів та розрахункові потужності пунктів на 70-й ітерації

Пункт №	S_p , МВА	δS , МВА
1	2	3
1	10.08-9.67j	$5.471 \cdot 10^{-4}$
2	10.08-10.01j	$9.873 \cdot 10^{-4}$
3	9.07-8.80j	$8.017 \cdot 10^{-6}$
4	14.09-14.07j	$1.898 \cdot 10^{-4}$
5	7.06-6.34j	$1.062 \cdot 10^{-4}$

Закінчення таблиці 1.36

1	2	3
6	7.06-6.07j	$1.930 \cdot 10^{-4}$
7	8.07-7.24j	$2.076 \cdot 10^{-4}$
8	16.11-16.34j	$1.592 \cdot 10^{-4}$
9	8.07-7.55j	$2.100 \cdot 10^{-6}$

Таблиця 1.37 – Модулі фазних та лінійних струмів

Ділянка	Лінійний струм, А	Модуль фазного струму, А	Допустимий струм, А
0-6	399.3-430.6j	339.063	605
0-7	434.3-421.9j	349.593	605
5-1	152.5-147.0j	122.319	265
7-5	218.0-209.4j	174.515	265
7-9	144.7-145.0j	118.262	390
9-8	72.2-72.8j	59.19	265
6-8	74.0-85.2j	65.16	265
6-4	261.9-287.2j	224.405	265
4-2	129.4-146.0j	112.661	265
2-3	32.1-42.9j	30.969	390
1-3	55.9-48.3j	42.651	265

Таблиця 1.38 – Потокорозподіл потужностей в схемі мережі

Ділянка	S_{ij}^n , МВА	S_{ij}^k , МВА
1	2	3
0-7	49.94-48.52j	48.99-45.25j
0-6	45.92-49.52j	44.65-45.16j
5-1	16.45-14.97j	15.88-14.37j

Закінчення таблиці 1.38

1	2	3
7-5	24.59-22.44j	23.50-21.31j
7-9	16.33-15.56j	16.11-15.16j
9-8	8.04-7.61j	7.94-7.51j
6-8	8.29-8.96j	8.17-8.83j
6-4	29.30-30.13j	27.89-28.65j
4-2	13.80-14.58j	13.44-14.20j
2-3	3.36-4.20j	3.35-4.17j
1-3	5.80-4.71j	5.73-4.63j

Виконуємо перевірку післяварійного режиму на допустимість відхилення напруг і на перевищення максимальної робочої напруги. Результати перевірки приведено в табл. 1.39.

Таблиця 1.39 – Перевірка на відповідність технічним вимогам режиму напруги

Пункт №	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб }}, \text{ кВ}$	Розрахункові рівні напруг $U_{ав}, \text{ кВ}$
	$U_{\min}, \text{ кВ}$	$U_{\max}, \text{ кВ}$		
1	2	3	4	5
1	99.231	134.402	126	101.10
2	99.633	134.804		100.21
3	99.049	134.22		99.69
4	98.754	133.925		102.86
5	97.077	132.248		104.95

Закінчення таблиці 1.39

1	2	3	4	5
6	97.479	132.651	126	108.14
7	98.465	133.637		110.13
8	99.728	134.899		106.61
9	97.661	132.832		108.00

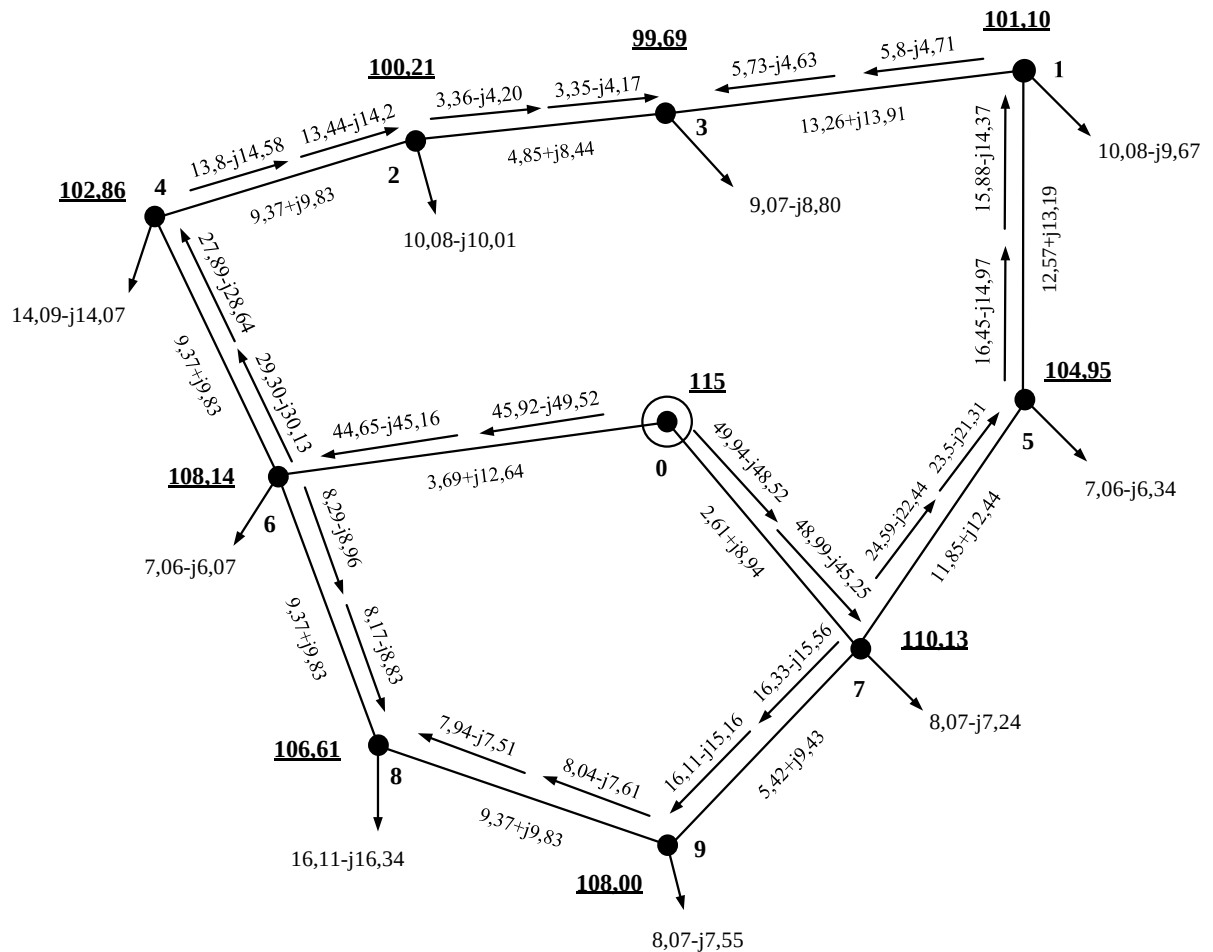


Рисунок 1.14 – Результуюча схема мережі в після аварійному режимі

1.11 Регулювання напруги трансформаторів

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

Для підстанції 1:

Значення бажаної відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанції один для режиму максимальних навантажень розраховуються таким чином:

$$\omega_{\text{ож1}} = \frac{U_{\text{нн1}} \cdot U_{\text{нн1}}}{U_{\text{вн1}} \cdot U_{\text{бж}}} - 1 = \frac{101.683 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0.074$$

Розрахунковий ступінь РПН силових трансформаторів підстанції один для максимального режиму роботи електричної мережі визначається за таким співвідношенням:

$$N_{\text{є1}} = \frac{\omega_{\text{ож1}}}{\omega_{\text{є0}}} = \frac{-0,074}{0,018} = -4,14$$

Визначимо стандартну ступінь регулювання, шляхом округлення:

$$N_{\text{є1}}^{\text{ст}} = -4$$

Стандартна відносна кількість витків РПН:

$$\omega_{\text{є1}}^{\text{ст}} = N_{\text{є1}}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{є0}} = -4 \cdot 0,018 = -0,071$$

Фактичне значення напруги на шині НН підстанції один у режимі максимального навантаження мережі за таким співвідношенням:

$$U_{\text{н01}} = \frac{U_{\text{нн1}} \cdot U_{\text{нн1}}}{U_{\text{вн1}} \cdot (1 + \omega_{\text{є1}}^{\text{ст}})} = \frac{101.683 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10.472 \text{ кВ}$$

Процес отримання номеру регулювального відгалуження РПН в обмотці ВН силових трансформаторів наведемо на прикладі підстанції один в режимі максимальних навантажень.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		67

$$\Delta U_{m\phi 1} = \frac{(P_{c\phi 1} + P_{n\phi 1} + \Delta P_{m\phi 1} + g_{m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot r_{\phi 1}}{U_{m1}} - \frac{(Q_{c\phi 1} + Q_{n\phi 1} + \Delta Q_{m\phi 1} + b_{m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot x_{m\phi 1}}{U_{m1}} =$$

$$= \frac{(7 + 3 + 0,056 + 2,571 \cdot 10^{-6} \cdot 109,94^2) \cdot 2,513}{109,94} +$$

$$- \frac{(-6,362 - 2,892 - 1,052 - 16,635 \cdot 10^{-6} \cdot 109,94^2) \cdot 71,084}{109,94} = 7,024 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{c\phi 1} \cdot r_{c1} - Q_{c\phi 1} \cdot x_{mc1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\phi 1}} = \frac{7 \cdot 2,513 + 6,362 \cdot 0}{109,941 - 7,024} = 0,171 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{n\phi 1} \cdot r_{n1} - Q_{n\phi 1} \cdot x_{mn1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\phi 1}} = \frac{3 \cdot 2,513 + 2,892 \cdot 41,328}{109,941 - 7,024} = 1,234 \text{ кВ}$$

Уточнені значення для силових трансформаторів пункту один:

$$U_{n\phi 1} = U_{m1} - \Delta U_{m\phi 1} - \Delta U_{mn1} = 109,941 - 7,024 - 1,234 = 101,683 \text{ кВ};$$

$$U_{nc1} = U_{m1} - \Delta U_{m\phi 1} - \Delta U_{mc1} = 109,94 - 7,024 - 0,171 = 102,746 \text{ кВ}.$$

Бажане значення регулювальних витків ПБЗ силових трансформаторів ПС один для режиму максимальних навантажень мережі:

$$\omega_{c\phi 1} = \frac{U_{сб\phi} \cdot U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{\phi 1}^{cm})}{U_{nc1} \cdot U_{c\phi 1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,071)}{102,75 \cdot 38,5} - 1 = 0,04$$

Розрахунковий ступінь ПБЗ трансформаторів підстанції один для максимального режиму роботи електричної мережі можна визначити:

$$N_{c1} = \frac{\omega_{c\phi 1}}{\omega_{c0}} = \frac{0,04}{0,025} = 1,581$$

Округляємо розрахунковий ступінь ПБЗ до цілого числа та відносну кількість регулювальних витків:

$$N_{c1_cm} = 2$$

$$\omega_{c1}^{cm} = N_{c1}^{cm} \cdot \omega_{c0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05$$

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		68

Фактичне значення рівнів напруги на шині СН підстанції один у режимі роботи примаксимальному навантаженні мережі:

$$U_{сд1} = \frac{U_{nc1} \cdot U_{сн1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{cm})}{U_{ен1} \cdot (1 + \omega_{e1}^{cm})} = \frac{102.75 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 - 0.071)} = 38.888 \text{ кВ}$$

В режимах макс. навантажень та післяаварійному ми обираємо відгладження ПБЗ і РПН таким же самим чином, це дозволить нам внести данні їх розрахунків в таблиці. Результати розрахунків режиму макс. навантажень буде приведено в табл. 1.40, а результати післяаварійного режиму будуть показані в табл. 1.41

Тепер ми можемо провести перевірку на допустимість використання вибраних нами відгалуджень РПН за умови перезбудження живильної обмотки ТР для першої підстанції в режимі макс. навантажень:

$$\begin{aligned} (N_{e1}^{cm} = 1) &\geq \left(\frac{U_{м1} - \Delta U_{те1}}{1,05 \cdot U_{ен1}} - 1 \right) \cdot (\omega_{e0})^{-1} = \left(\frac{109.941 - 7.024}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot (0,018)^{-1} = \\ &= -8.297 \rightarrow -4 \end{aligned}$$

Обрані відгалуження РПН для режиу максимальних навантажень наведено в табл. 1.40.

Таким самим способом перверіяємо чи виконуються умови для решти підстанцій в обомх режимах мережі. Результати записуємо в табл. 1.42.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		69

Таблиця 1.40 – Результати вибору відгалуджень ПБЗ і РПН в режимі макс. навантажень

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7	8	9
U_m , кВ	109.941	110.268	112.043	109.438	110.247	111.075	112.002	109.20	110.194
$\Delta U_{m\phi}$, кВ	7.024	7.065	6.243	6.138	4.795	4.818	5.539	7.11	5.502
ΔU_{ms} , кВ	0.167	0.146	0.119	0.1	0.119	0.095	0.094	0.114	0.144
ΔU_{mn} , кВ	1.234	1.641	1.601	1.521	0.803	1.196	1.591	1.795	0.809
U_{nc} , кВ	102.75	103.057	105.681	103.2	105.333	106.162	106.368	101.98	104.547
U_{nn} , кВ	101.683	101.562	104.199	101.779	104.649	105.061	104.872	100.30	103.882
$\omega_{\phi ж}$	-0.074	-0.075	-0.051	-0.073	-0.047	-0.043	-0.045	-0.086	-0.054
$\omega_{с ж}$	0.04	0.036	0.03	0.035	0.033	0.045	0.023	0.027	0.041
N_{ϕ}^{cm}	-4	-4	-3	-4	-3	-2	-3	-5	-3
N_c^{cm}	2	1	1	1	1	2	1	1	2
$U_{с\phi}$, кВ	38.888	38.075	38.31	38.128	38.184	38.696	38.56	38.415	38.824
$U_{н\phi}$, кВ	10.472	10.459	10.529	10.482	10.575	10.42	10.597	10.531	10.497

Таблиця 1.41 – Обрані відгалуження РПН для післяварійного режиму

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$U_{ав}$, кВ	101.101	100.21	99.694	102.86	104.951	108.138	110.13	106.60	107.996
$\Delta U_{тв}$, кВ	7.638	7.774	7.017	6.531	5.037	4.949	5.633	7.284	5.614
$\Delta U_{тс}$, кВ	0.188	0.163	0.136	0.107	0.126	0.097	0.096	0.117	0.147
$\Delta U_{тн}$, кВ	1.359	1.832	1.828	1.631	0.848	1.231	1.621	1.846	0.827
$U_{нс}$, кВ	93.274	92.272	92.542	96.221	99.788	103.091	104.401	99.204	102.234
$U_{нн}$, кВ	92.103	90.603	90.849	94.697	99.066	101.958	102.876	97.476	101.554
$\omega_{вж}$	-0.161	-0.169	-0.169	-0.137	-0.098	-0.071	-0.063	-0.112	-0.075
$\omega_{сж}$	0.035	0.047	0.044	0.025	0.05	0.036	0.023	0.035	0.045
N_e^{cm}	-9	-9	-9	-8	-5	-4	-4	-6	-4
N_c^{cm}	1	2	2	1	2	1	1	1	2
$U_{сд}$, кВ	38.113	38.623	38.736	38.501	38.505	38.088	38.572	38.113	38.692
$U_{нд}$, кВ	10.49	10.32	10.348	10.562	10.402	10.5	10.595	10.439	10.459

Таблиця 1.42 – Результуюча таблиця відгалуджень РПН для обох режимів мережі

Пункт №	Режим макс. навантажень		Післяаварійний режим	
	N_6^{cm}	N_6^{gran}	N_6^{cm}	N_6^{gran}
1	-4	-8	-9	-13
2	-4	-8	-9	-13
3	-3	-7	-9	-13
4	-4	-8	-8	-11
5	-3	-7	-5	-10
6	-2	-7	-4	-8
7	-3	-7	-4	-8
8	-5	-9	-6	-10
9	-3	-7	-4	-9

Як бачимо, ми можемо забезпечити бажаний рівень напруги на шинах НН та СН, так як перезбудження трансформаторів не відбудеться .

Висновки до розділу 1

У результаті порівняння п'яти конфігурацій електричної мережі було встановлено, що в третьому варіанті перевищується граничний момент потужності і він в подальшому не розглядається. Серед решти варіантів найменші довжини мають варіанти 1 та 2. Техніко-економічне порівняння варіантів 1 та 2 виявило, що найменші сумарні дисконтовані втрати має варіант 1. Він і прийнятий для подальших розрахунків.

Виконані розрахунки в режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі показали, що в даній мережі забезпечуються нормативні значення напруги у вузлах. В усіх режимах роботи, напруга в пунктах знаходиться в межах регульовального діапазону трансформаторів, а струми ділянок не перевищують свого гранично допустимого значення.

2 ЗАКРІПЛЕННЯ ОПОР ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ В ҐРУНТІ

2.1 Загальне положення

Фундаменти опор ЛЕП виготовляються із залізобетону і можуть встановлюватися під високовольтні опори будь-якого типу (дерев'яні, металеві, залізобетонні). Фундамент підвищує стійкість стійок ЛЕП до зовнішніх навантажень.

Фундаменти служать для закріплення опор у ґрунті і повинні забезпечувати їх стійке положення при будь-яких несприятливих поєднаннях навантажень.

До початку робіт зі спорудження фундаментів повинна бути проведена розбивка котлованів, виконаний під'їзд, проведені очищення і планування майданчика для установки механізмів, доставлені на пікет все елементи фундаменту. Розрив у часі між розробкою котловану і монтажем елементів фундаменту не повинен перевищувати одного дня.

Котловани, при необхідності, повинні бути захищені від стоку в них поверхневих вод. Установка фундаментів на промороженого підставу забороняється.

2.2 Класифікація фундаментів

Класифікація фундаментів визначається схемою доданих до них сил (поодинокі і групові), способом установки (закопують, що заливаються, що забиваються), формою перетину (прямокутні, круглі, двотаврові, трьохпроменеві), способом скріплення з опорою (заливаються, болтові, склянки, що надягають на палю, що встановлюються в короб), конструкцією (призматичні, конічні, пальові з ростверком).

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		73

Конфігурація фундаментів обирається у відповідності з типом опор, діючого на фундамент навантаження, а також характеристик ґрунту, в якому планується монтаж фундаментів. Вибір типу фундаментів здійснюється на основі монтажних креслень, розроблених для кожного типу опори.

На монтажних кресленнях вказується:

- а) план розміщення фундаментів;
- б) прив'язка ригелів, привантажувальних плит;
- в) район по ожеледиці;
- г) швидкісний напір вітру;
- г) кут повороту на лінії.

При виробництві залізобетонних фундаментів використовується клас бетону В30. Якщо при побудові ПЛ зустрічаються агресивні ґрунти чи ґрунтові води, то бетон використовують з домішками, що підвищують його стійкість до відповідного агресивного середовища. Для проміжних сталевих опор основним конструктивним елементом є фундамент “грибоподібної” форми, а для анкерно-кутових опор і опор з відтяжками використовуються фундамент з нахиленою стійкою (“косі фундаменти”), вісь якого є продовженням поясу опори і вісі відтяжки, що значно зменшує горизонтальне навантаження на фундамент.

2.3 Навантаження на фундаменти опор

На фундаменти і елементи закріплення опор діють значні навантаження, які визначаються:

- а) масою опори Q_o , проводів Q_p , гірлянд ізоляторів Q_g , грозозахисних тросів Q_t , а також льоду, який за певних погодних умов може утворюватися на проводах і тросах ;
- б) тиском вітру на опору P_o , на проводи P_p і грозозахисні троси;
- в) горизонтальною складовою T_g тягіння по проводах і грозозахисних тросах тільки у кутових опор;

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		74

г) тяжінням по проводах і грозозахисних тросах, діючим на опору при обриві проводів або грозозахисних тросів в одному з прольотів. При цьому, якщо провід прикріплюється за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (анкерні, кутові опори), на опору діє повне тяжіння, при кріпленні проводу за допомогою підтримуючої гірлянди ізоляторів (проміжні опори) на опору діє тільки частина тяжіння T .

Зменшення тяжіння відбувається за рахунок переміщення точки А кріплення проводу в сторону прольоту з необірваним проводом на відстань L за рахунок повороту гірлянди ізоляторів з вертикального положення в горизонтальне;

д) зусиллями, що виникають при монтажі опори і при натягу проводів (монтажні навантаження).

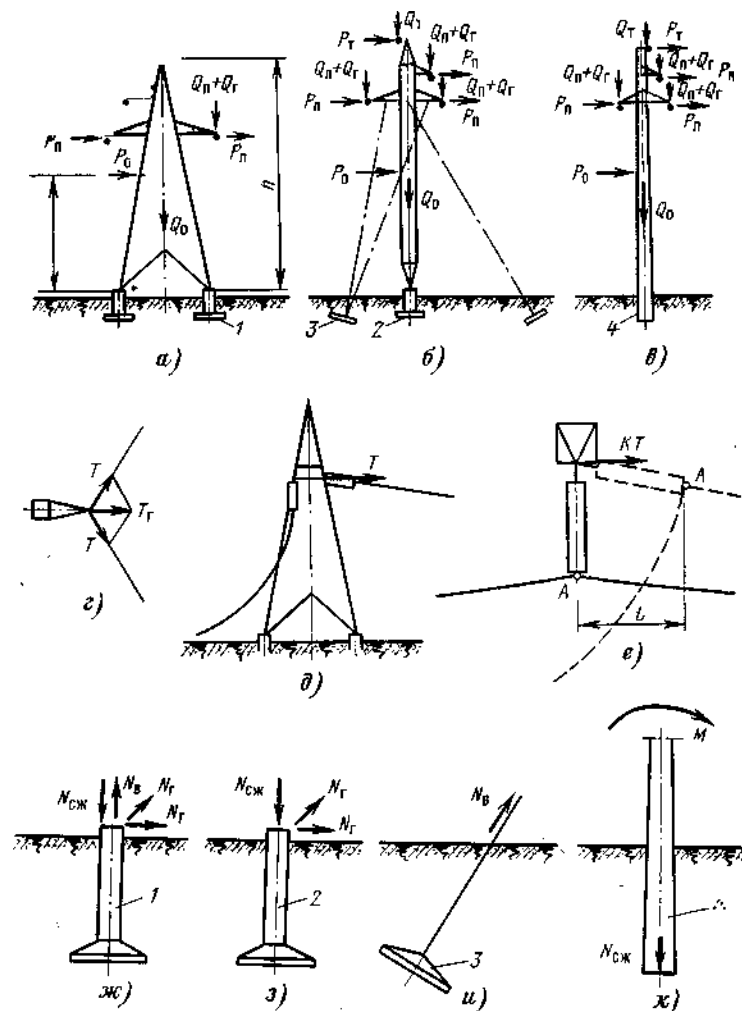


Рис. 2.1 – Навантаження на опори та їх фундаменти.

Навантаження різноманітні за величиною і напрямком, і залежать як від типу опори, кількості та перерізу підвішуваних проводів і грозозахисних тросів, так і від того, в яких кліматичних умовах розташована ПЛ.

За часом дії перераховані навантаження діляться на постійні (вагові), діючі періодично з різною інтенсивністю в різних напрямках (вітрові), аварійні, що виникають дуже рідко, причому час їх виникнення заздалегідь передбачити неможливо (обрив проводів і грозозахисних тросів), і однократні, діючі тільки 1 раз в заздалегідь відомий час.

При визначенні навантажень, що діють на фундаменти або закріплення опор, в розрахунок приймається декілька сполучень навантажень, діючих на опору, наприклад дія вітру з найбільшою для даного району швидкістю, при відсутності льоду на проводах і тросах; дія вітру з швидкістю, що дорівнює половині найбільшої, при наявності на проводах льоду; обрив проводів одної або двох фаз або грозозахисного тросу і т. д.

Сполучення навантажень відносяться до нормального режиму роботи ПЛ, якщо дроти і троси не обірвані, або до аварійного режиму, якщо обірвані дроти або грозозахисний трос. Як правило, визначаючими вибір фундаментів є поєднання навантажень нормального режиму роботи ПЛ.

За характером діючих на них навантажень всі фундаменти опор ПЛ можна віднести до чотирьох груп.

Нормами передбачаються більш високі коефіцієнти запасу міцності фундаментів по відношенню до навантажень нормальних режимів роботи ПЛ, так як навантаження аварійних режимів діють на опори дуже рідко

2.4 Схеми опор і вимоги до їх закріплення

На ЛЕП (лініях електропередачі) використовується декілька типів опор. За призначенням їх поділяють на: проміжні, ті що призначені для підтримки проводів; анкерні, ті що сприймають вагу проводів та грозозахисних тросів і встановлюються на рівних ділянках траси; анкерно-кутові опори, сприймають тяжіння проводу та

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		76

грозозахисних тросів, однак встановлені на кутах повороту трас ; крім цього, на кутах повороту трас інколи встановлюють проміжні кутові опори з полегшеною конструкцією, вони відрізняються методом прикріплення проводів до тих опор; кінцеві, це ті що встановлюють на кінцях повітряних ліній та сприймають тяжіння на проводі і грозозахисним тросам. Залежно від напруги повітряної лінії, перерізу і кількості проводів, умов клімату, а інколи і профілю трас чи геологічних умов застосовують велику кількість конструкцій опор.

Для сприйняття вагових, навантажень від вітру і навантажень від сили розтягу проводів і грозозахисних тросів , а також для утримування самої опори, опори кріпляться в ґрунті на фундаментах. У більшій частині залізних опор, фундамент складається з 4-ох окремо розташованих частин, відстань між якими прийнято звати як «база опори».

В найбільш поширених ґрунтах (піски, глина), які далі будемо називати «звичайними», опори закріплюють з допомогою збірних залізобетонних, бетонних та пальово-залізобетонних фундаментів.

Фундамент, що призначений для кріплення опори, складається з стійки і плитою та називається підножником. Елемент фундаменту, що призначений для кріплення відтяжки - це анкерна плита, вона являє собою плити з римом і ребрами жорсткості. Залізобетонні опори частіш за все кріпляться шляхом безпосередньої установки в котловані. Пальові фундаменти частіше за все складаються з декількох паль або навіть однієї – і в кожній частині закріплення.

В певних випадках при кріпленні перехідних опор використовуються об'ємні монолітні фундаменти, заливка бетоном яких проводиться безпосередньо в котлованах.

Вільностоячі опори, або як їх ще називають – опори без відтяжок, кріпляться до фундаментів за допомогою 2 або 4 анкерних болтів або просто спеціалізованих болтів, які не залиті бетоном фундаменту. Опори з відтяжками встановлюють на фіксуючі стержні опорного елемента фундаменту та не кріпляться на них (окрім деяких видів проміжних опор повітряних ліній 750 кВ, з'єднаних з фундаментами шарнірами). Відтяжки опор кріпляться до анкерних частин фундаменту.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		77

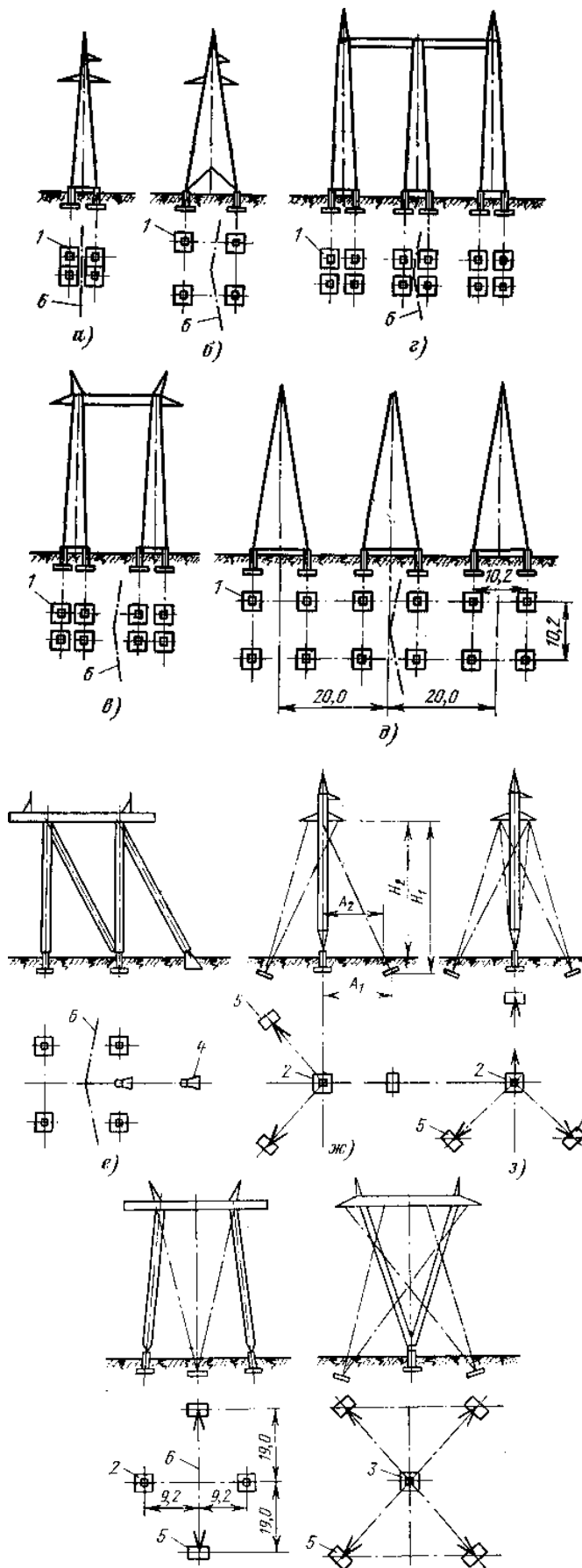


Рис. 2.2 – Схеми закріплення різнотипних металевих опор в «звичайних» ґрунтах

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат

ДП5208.6.050701.006 ПЗ

Арк.

78

В опорах з відтяжками кути нахилу цих відтяжок мають залишатися незмінними, тому при встановленні опори на косогір'ї або на скелях, відстань від них до місць розташування анкерів для закріплення відтяжок має змінюватись.

Закріплення опор у ґрунті - є найбільш трудомісткою роботою, яка виконується на трасах, причому трудомісткість цих видів роботи має зростати при проходженні траси повітряної лінії на болотах та слабих ґрунтах. Від вірної побудови та якості фундаменту опор також залежить надійність роботи всієї повітряної лінії. Ціна спорудження фундаменту доходить близько до 20% вартості всієї повітряної лінії. Тому до кріплення опор окрім довговічності і міцності пред'являється цілий ряд важливих вимог, основні з яких є наступними:

- можливість використання індустріальних способів виробництва, в результаті яких досягається висока ефективність праці а також знижується об'ємність робіт на трасі;
- транспортабельність частин фундаментів, зручність і простота їх збирання;
- технологічність, за якою розуміється що фундаменти мають складатися тільки з типових і уніфікованих деталей, обсягу земляних робіт, виконуваних при налаштуванні фундаментів, мають бути мінімальними, бетонування на трасах, як правило, вимикається, но виконання робіт має бути можливим будь-коли.

Доречно, щоб фундаменти давали можливість проводити встановлення опор та монтаж грозозахисних тросів і проводів без тимчасових підсилень та відразу після налаштування фундаменту. Доречно також, щоб при використанні фундаментів у зв'язку зі зміною ґрунтових умов не доводилося використовувати різні конструкції для установки опор (наприклад, монтажних шарнірів).

Крім того, в межах споруджуваної ПЛ або навіть декількох ліній важливо мати невелику номенклатуру деталей для закріплення опор, здійснювати роботи мінімальною кількістю типів механізмів, виключати тривалі переїзди механізмів з одного місця виконання робіт на інше.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		79

2.5 Фундаменти під анкерно-кутові опори

Фундаменти опор це залізобетонний виріб незвичайної форми, вони розміщуються під повітряними опорами високовольтних ліній електропередач. Фундамент опор робить опори ЛЕП більш стійкими до впливу вітрових потоків. Головною особливістю застосування даної конструкції полягає в тому, що основою фундаменту опори є міцний сталевий каркас залитий бетоном В30. Завдяки цьому залізобетонні опори ЛЕП знаходяться в цілковитій безпеці при складних погодних умовах і можуть простояти до п'ятдесяти років.

Для виготовлення залізобетонних фундаментів використовується важкий бетон, з класом міцності не менш В-30. Виготовлення фундаментів відбувається відповідно до діючих ДСТУ.



Рис.2.3 – Залізобетонні грибоподібні підножки

2.6 Фундаменти під проміжні опори

Фундаменти опор це залізобетонні вироби, призначені для встановлення під повітряні опори високовольтних ліній електропередач. Вони підвищують стійкість конструкції до вітрового навантаження. Фундаменти опор з вертикальною стійкою використовуються при будівництві об'єктів енергетики, щоб збільшити міцність конструкції в ґрунті і забезпечити довгострокову експлуатацію опори високовольтних ліній електропередач. Перед фундаментами опор ЛЕП для енергетичного будівництва стоїть відповідальне завдання – багато років зберігати стійкість і міцність опор ЛЕП в різних кліматичних умовах, в будь-яку пору року і в будь-яку погоду. Залізобетонні фундаменти з вертикальною стійкою уніфіковані

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		80

під проміжні опори ПЛ та виготовляються з важкого бетону класом по міцності на стиск не нижче В30, маркою бетону по морозостійкості – не нижче F150, по водонепроникності – W4 – W6.



Рис. 2.4 – Залізобетонні підожники з вертикальною стійкою

2.7 Фундаменти індивідуального виконання

При спорудженні електричних підстанцій, чи інших об'єктів енергетичної сфери, часто виникає необхідність у використанні індивідуальних монолітних фундаментів, що залежить, в першу чергу, від конфігурації встановлюваного на них обладнання, а також від глибини їх залягання та характеристик ґрунтів. Використання таких фундаментів дозволяє значно прискорити монтаж та позбавляє від довгих та складних монолітних робіт на об'єкті. Вже була виготовлена велика кількість індивідуальних фундаментів різних форм (квадратні, прямокутні, циліндричні) та розмірів (вагою від 1т до 12т). В залежності від проекту, індивідуальні фундаменти можуть мати різноманітну форму та конфігурацію закладних деталей.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		81



Рис. 2.5 – Фундаменти індивідуального виконання

2.8 Закріплення опор у звичайному ґрунті

Для закріплення уніфікованих металевих опор 35-330 кВ застосовуються типові збірні, залізобетонні та пальові фундаменти, що складаються з уніфікованих або типових елементів. Фундаменти складаються з грибоподібних підножників для проміжних і анкерно-кутових опор, анкерних плит, ригелів і анкерів.

Серія грибоподібних фундаментів, їх основні розміри Н і А залежать від типу фундаменту і визначаються при виборі фундаменту. Фундаменти, що мають розмір плити 2,7 х 3, 5 і 2,7 х 4, 5, призначені як для великих навантажень, так і для установки в слабких ґрунтах. Фундаменти зі штирями призначені для установки на них стійок опор з відтяжками. Такі фундаменти мають більш слабе армування, так як на них в процесі експлуатації діють невеликі горизонтальні навантаження. У стійках всіх фундаментів є поперечні отвори діаметром 50 мм для їхнього монтажу.

Як вже зазначалося, на фундаменти опор діють вертикальні і горизонтальні навантаження. При вертикальному розташуванні стійок горизонтальні навантаження на них створюють вигинаючий момент, для сприйняття якого в стійку закладається додаткова арматура.

У фундаментах, розрахованих на великі навантаження, стійки розташовані похило, відповідно до куту нахилу пояса анкерно-кутової опори, що дає можливість значно зменшити вигинаючий момент, а значить, і скоротити витрату арматури.

Для закріплення важких опор, а також для установки опор в слабких ґрунтах розроблені спеціальні фундаменти, що складаються з грибоподібного елемента і плит. Фундаменти з вертикальними стійками мають по чотири анкерних болта,

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ум.	Підп.	Дат		82

Technical drawings of four mechanical parts, labeled a) through d), showing dimensions in millimeters (mm).

- a)** A wide flange with a central hole of diameter 620 mm. The total width is 1500 mm. The height of the flange is 500 mm. The thickness of the flange is 140 mm. There is a smaller hole of diameter 150 mm located 150 mm from the center.
- b)** A long cylindrical part with a central hole of diameter 620 mm. The total length is 740 mm. The height of the cylinder is 400 mm. The thickness of the cylinder is 200 mm. There is a smaller hole of diameter 150 mm located 150 mm from the center.
- c)** A long cylindrical part with a central hole of diameter 620 mm. The total length is 740 mm. The height of the cylinder is 400 mm. The thickness of the cylinder is 200 mm. There is a smaller hole of diameter 150 mm located 150 mm from the center.
- d)** A long cylindrical part with a central hole of diameter 620 mm. The total length is 740 mm. The height of the cylinder is 400 mm. The thickness of the cylinder is 200 mm. There is a smaller hole of diameter 150 mm located 150 mm from the center.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат

2.9 Закріплення опор на міцних скелях

Якщо міцні скелі монолітні, не мають тріщин, розшарувань, вивітрювання та інших дефектів, кращими способами закріплення на них опор є такі, при яких використовується міцність скелі. Для передачі навантажень, переданих опорою, в скелю закладаються спеціальні болти, які називаються скельними, вони сприймають вириваюче навантаження за рахунок розклинювання нижнього кінця і бетонування.

Способи, що використовуються в даний час, дозволяють просто і надійно закріплювати на скелях всі типи опор. Для анкерування скельних болтів у міцній скелі діаметри шпурів D і глибина закладання болтів у скелю L приймаються залежно від діаметрів d скельних болтів

d	24	27	30	36	42
D	38-42	42-45	45-50	50-55	60-65
L	700	800	900	1000	1200

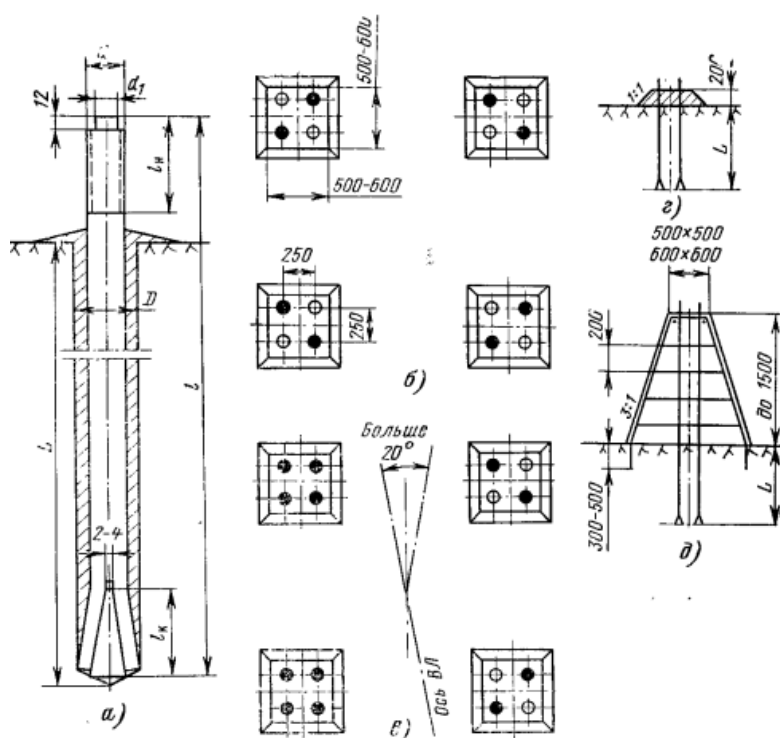


Рис. 2.7 – Закріплення на скелі металевих та кутових вільностоячих опор

Спосіб закріплення стійки одностійкових опор з відтяжками не залежить від величини навантаження, а пов'язаний тільки з глибиною залягання скелі. При заляганні скелі на глибині до 0,3 м стійка закріплюється на металевій колонці, якщо скеля розташовується на глибині від 0,4 до 1,8 м, то застосовуються укорочені залізобетонні підножки висотою 1,2 або 2,0 м. На окремих ПЛ з важкодоступними трасами застосовують металеві підножки.

Для виключення виникнення неприпустимих великих місцевих напружень між скелею і підшвою плити колонка встановлюється на підливку з бетону, а підножник - на шар піску товщиною 100 мм. Для фіксації положення опори і сприйняття горизонтальних навантажень колонка приварюється до чотирьох анкерних шпильок.

Конструкція закріплення відтяжок опор залежить від величини натягу по відтяжках і не пов'язана з глибиною залягання скелі.

Кожен анкерний елемент фундаменту для закріплення відтяжок складається з двох, чотирьох або шести скальних болтів (в окремих випадках для закріплення відтяжок кутової опори застосовується по вісім болтів діаметром 30 мм), балки або плити і U-образних болтів. Анкерні елементи з шістьма і вісьма скельними болтами застосовуються з метою можливості використання скельних болтів діаметром не більше 30 мм. До кожного анкерного елемента за допомогою U-образних болтів прикріплюються одна або дві відтяжки. U-образні болти прикріплюються до осі, розташованій в середині анкера, завдяки чому навантаження рівномірно розподіляється між скельними болтами.

Для закріплення вільностоячих металевих опор на скелі влаштовуються залізобетонні колонки, кінці арматури яких обов'язково анкеруються в скелю, при закріпленні легких проміжних опор та висоті не більше 200 мм колонки виконуються з бетону.

Застосування металевих колонок замість залізобетонних скрутно з огляду на те, що до вимірювань на пікеті невідома необхідна висота колонок під кожен ногу опори. На рис. 6.6 зображені схеми закріплення анкерних і кутових вільностоячих опор, а також наведена конструкція залізобетонної колонки.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.	Підп.	Дат		85

Для спрощення виконання робіт при узгодженні з проектною організацією іноді застосовується наступне:

1. При підвісці більш легких проводів, ніж ті, на які розрахована опора, кожна п'ята опора закріплюється тільки двома скельними болтами, замість чотирьох.

2. При куті повороту траси більше 20° притиснуті п'яти опори закріплюються тільки двома скельними болтами, і при цьому іноді глибина закладення цих болтів в скелю трохи зменшується. Колонки висотою більше 1,5 м зазвичай не роблять. Кінці арматури колонки анкерують в скелю на глибину 300-500 мм. Незалежно від застосування арматури і висоти колонки глибина закладення в скелю болтів не зменшується.

Буріння шпурів проводиться Пневмоперфораторами, для живлення яких необхідний компресор, зазвичай ЗІФ-55 (найбільші розміри шпура: діаметр 60 мм, глибина 1500 мм) або ручними Мотоперфораторами С-359М, які вільно переносяться по трасі двома робочими (найбільші розміри шпура: діаметр 45 мм, глибина 900 мм). Готовий шпур повністю заповнюється рідким цементним розчином, приготуванням з однієї частини цементу і двох частин піску.

Відразу після цього легким ударом кувалди клин злегка заганається в проріз скельного болта, потім болт клином вниз ставиться на дно шпуру, після чого декількома ударами кувалди по верхній частині скельний болт розклинається. Навантажувати скельний болт можна тільки через 25-30 днів (після затвердіння бетону).

2.10 Закріплення опор в ґрунтах з валунами, галькою, гравієм і на слабких скелях

Ґрунти з вкрапленнями твердих порід неоднорідні за своїми характеристиками, що ускладнює створення єдиного способу закріплення опор, повністю використовуючого всі його особливості.

Найбільш часто в таких ґрунтах використовуються ті ж способи закріплення опор, які застосовуються в ґрунтах без вкраплень. При цьому збільшується

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		86

трудоємкість в основному за рахунок ускладнень виконання земляних робіт. У практиці будівництва ПЛ на трасах, що мають ґрунти з вкрапленнями, застосовуються наступні способи закріплення опор, що використовують специфічні особливості цих ґрунтів:

а) укорочені на 0,5 м фундаменти, що дозволяють зменшити обсяг земляних робіт при збереженні майже незмінною величину несучої здатності цих фундаментів за рахунок їх збільшених об'ємних ваги і кута внутрішнього тертя;

б) неповне заглиблення анкерних плит і використання насипних банкеток економічної форми з важкого ґрунту. Особливо ефективно

в) використання валунів для закріплення опор. Міцні монолітні валуни можуть бути використані тільки для закріплення проміжних опор. Для закріплення стовбурів опор використовуються тільки валуни природнього закладання; для закріплення відтяжок опор використовуються також і переміщені валуни. Маса валунів повинна завжди бути більше діючих на них навантажень з урахуванням коефіцієнта запасу 1,5. Приблизну масу валуна можна визначити за його основних розмірами. Кріплення опори до валуна виконується аналогічно закріпленню опори на скелі.

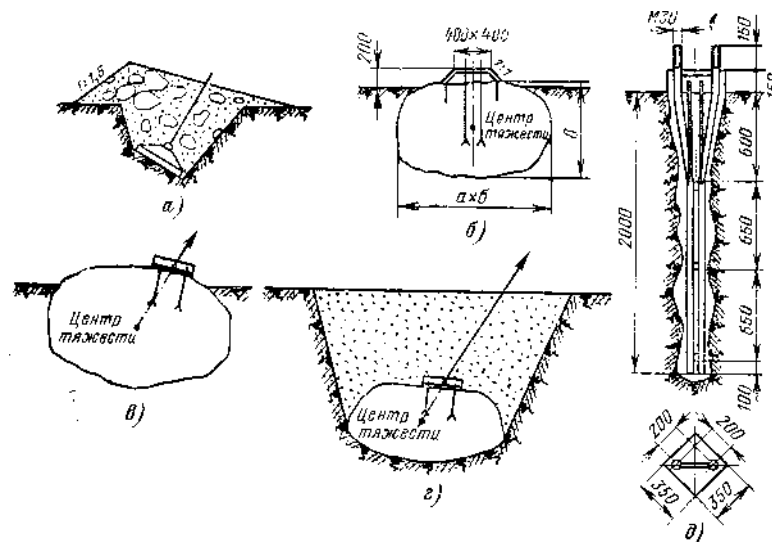


Рис. 2.8 – Закріплення опор в ґрунтах з вкрапленнями гальки, гравію і валунів.

Для використання повної маси валуна при дії вириваючого навантаження або для створення рівномірного тиску на ґрунт при стисненні необхідно, щоб

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		87

продовження вісі, по якій діє зусилля, перетинало центр валуна. Валун може розташовуватись над поверхнею землі не більше 0,2 своєї висоти;

г) застосування в порядку експерименту набивних паль, що влаштовуються в свердловинах, утворених термобуром (термонабивні палі). Проведені випробування показали велику міцність зчеплення Термонабивної палі з ґрунтом (не менше 13 т на 1 м довжини палі);

д) у місцях розташування на поверхні землі великої кількості валунів в порядку експерименту легкі опори закріплюються за допомогою підножників, обвалованих валунами.

У слабких скелях чи скелях із тріщинами опори закріплюються наступними способами:

а) Використовуються ті ж фундаменти, які застосовуються в нормальних ґрунтах. Котловани утворюються вибуховим способом або за допомогою пневмоперфораторів, що працюють від компресора, з подальшим розчищенням екскаватором;

б) Проводиться буріння циліндричних котлованів діаметром 650 мм, в яких закріплюються залізобетонні опори (в окремих випадках куші з чотирьох котлованів використовуються для закріплення металевих опор);

в) У скелі буряться глибокі (до 2 м) шпури, в які анкеруються скельні болти. При цьому діаметр, глибина закладення і кількість скельних болтів збільшуються порівняно з закріпленням на міцних скелях у зв'язку з великим розкидом характеристик слабких скель. Іноді шляхом випробування визначають несучу здатність закладення скельних болтів.

У ґрунтах з вкрапленнями утруднена механізація риття котлованів, тому часто робота виконується ручним способом, при цьому необхідно вживати заходів, щоб валуни, що знаходяться в бічних стінках котловану, не впали на його дно. Видалення з котловану невеликих валунів і шматків роздробленого валуна виконується трактором за допомогою сітки, сплетеної з сталюого каната. При виявленні під час викопування котловану валуна великого розміру вирішується питання про можливість його використання для закріплення опори, якщо це

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		88

неможливо, то валун дробиться вибухом і по частинах видаляється з котловану або подальше заглиблення котловану припиняється, а після установки фундаменту влаштовується насипна банкетка. Для збільшення несучої здатності фундаменту або анкерної плити на виривання засипку фундаменту доцільно виконувати, використовуючи всі валуни, що знаходяться поблизу.

2.11 Закріплення опор на болотах

Для оцінки закріплення опор на болотах основними є такі характеристики, як товщина шару торфу і вид підстиляючого торф ґрунту. Застосовуються наступні способи закріплення опор на болотах:

1) заміна торфу піщаним ґрунтом і закладення в нього фундаменту. Спосіб трудомісткий, тому його доцільно застосовувати тільки при невеликій товщині торфу;

2) обпирання на підстиляючий ґрунт. Зазвичай застосовується для фундаментів стійок опор з відтяжками;

3) забивання паль в підстиляючий ґрунт. Найменш трудомісткий спосіб;

4) плавання в ґрунтовій воді, що міститься в торфі. Цей і останній способи поки носять експериментальний характер;

5) обпирання на торф.

На болотах, як правило, закріплюються тільки проміжні опори, тому нижче наведені конструкції закріплення опор цього типу.

Якщо з'являється необхідність установки на болоті анкерно-кутових опор, то вони можуть бути закріплені одним з наведених вище способів.

Як вже зазначалося, на болотах всюди, де дозволяють підстильні ґрунти, доцільно застосовувати пальові способи закріплення опор. Біля фундаменту в торфі відривається більш глибокий котлован невеликого розміру, з якого насосом весь час в період бетонування викачується вода.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		89

Якщо застосування пальових фундаментів неможливо, земляні роботи доцільно проводити взимку із застосуванням проморожування або в найбільш сухий період часу року.

2.12 Закріплення опор у заплавах річок

Ширина заплави річки іноді досягає десятків кілометрів, а глибина затоплення - кількох метрів. У заплавних ділянках відбувається рух води і льоду, русло річки і протоки деформуються. Крім того, вода розмиває споруди при виникненні хвилювань і при значній швидкості течії. Тиск льоду на спорудження за діючими нормами може доходити до 450 - 750 кН на 1 м² вертикального перерізу льоду.

З цієї причини на ділянках заплави, де можливий рух льоду, фундаменти захищаються льдозахисними спорудами або льодорізами, вартість пристрою яких нерідко буває значно більше вартості самого фундаменту.

Застосовуються наступні типи льдозахисних пристроїв і льодорізів:

1) залізобетонні конструкції, які одночасно є фундаментами опор. Фундаменти у вигляді опускних колодязів (часто кільцевого перерізу), які заповнюються бетоном, або пальові фундаменти з високим монолітним ростверком;

2) фундаменти з типових підножників або паль, що захищаються банкетками з привізного ґрунту. При необхідності занурення паль до рівня поверхні заплави на них встановлюється металева підставка, яка засипається ґрунтом банкетки. В окремих випадках насипна банкетка зміцнюється шляхом забивання залізобетонних паль;

3) занурення паль-надобнів перед фундаментом;

4) тросовий пристрій на тимчасово затоплюваних ділянках для захисту опори або фундаменту від дії окремих крижин;

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ум.	Підп.	Дат		90

5) пальові льодорізи для захисту залізобетонних опор. Льодорізи складаються з п'яти або дев'яти залізобетонних паль перерізом від 30х30 до 40х40 см, довжиною 6 м, верхні кінці яких з'єднані металевим ростверком;

б) похилі льодорізи. Похила частина виконується з відрізків центрифугованих труб, залізобетонних паль або колод і спирається на палю або

шматок труби. В залежності від можливих напрямків руху льоду можуть встановлюватися один, два і три похилих захисти.

У заплавних фундаментах насипні банкетки укріпляються проти розмиву водою. Для цієї мети на горизонтальних поверхнях проводиться посів трав. Похилі поверхні зміцнюються шляхом: влаштування суцільної одерновки (допускається при короткочасному обводнюванні і швидкості течії не бо $\sim$ леї 1,4 м / с); мощення з каменів розміром 16-20 см на шарі щебню товщиною не менше 10 см(дозволяється при тривалому обводненні і швидкості течії не більше 3,5 м/с); мощення з каменів розміром 25-35 см (виконується при тривалому обводненні і швидкості течії до 5,5 м / с); укладання залізобетонних плит на шар гравію або щебню (тривалість обводнення і швидкість течії не обмежуються).

2.13 Фундаменти перехідних опор

Лінії електропередачі нерідко перетинають різні перешкоди і споруди, річки, протоки, ущелини і т. д. Якщо при перетині споруд, як правило, вдається обійтися звичайними опорами, то переходи через великі природні перешкоди для забезпечення необхідного габариту між проводами і поверхнею землі вимагають встановлення великих перехідних опор. Сучасні перехідні опори досягають висоти 190 м і маси 480 т. На фундаменти перехідних опор діють навантаження, значно переважаючі навантаження від нормальних опор. Тому фундаменти перехідних опор значно відрізняються конструкцією, розмірами і міцністю, а спорудження їх складне і відповідальне. У практиці будівництва застосовуються такі типи фундаментів: залізобетонні збірні; пальові фундаменти з залізобетонним ростверком; залізобетонні фундаменти; бетонні монолітні фундаменти.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ док.ум.	Підп.	Дат		91

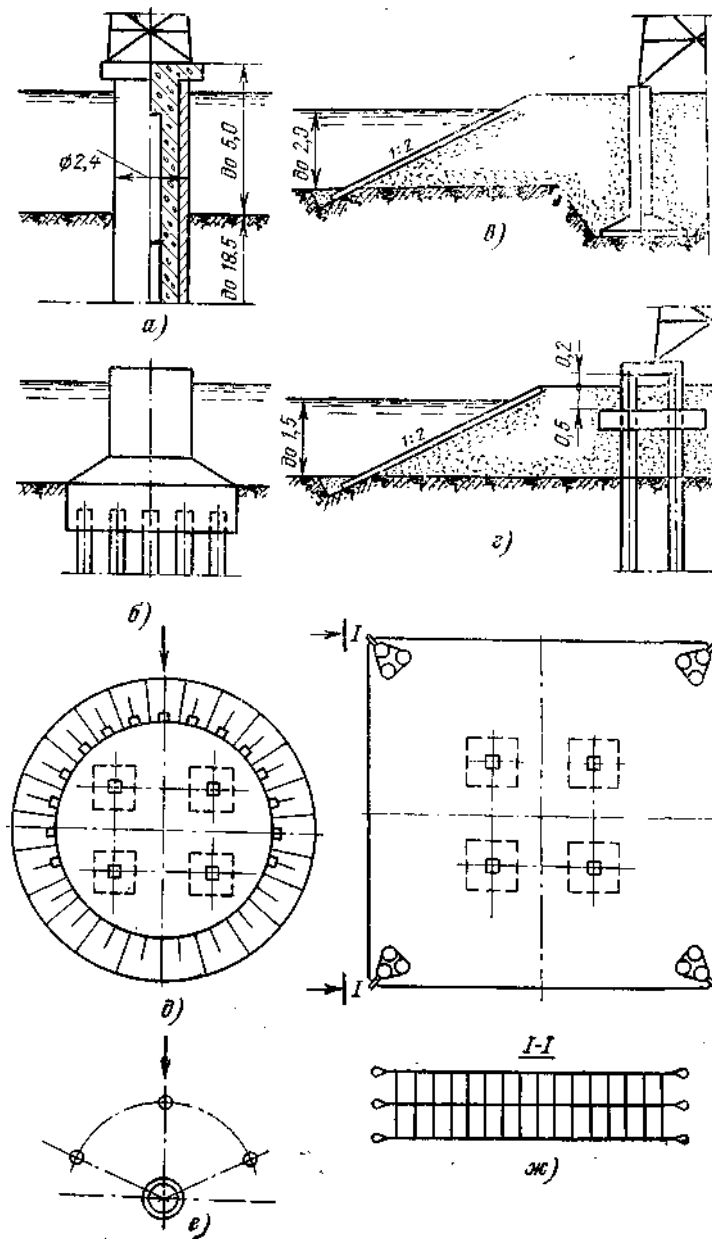


Рис. 2.9 – Льодозахисні споруди

Слід також відзначити фундаменти полегшених перехідних опор з відтяжками.

Збірні залізобетонні фундаменти, які значно зменшують витрати праці на пікеті, застосовуються тільки для невеликих перехідних опор висотою до 80 - 90 м. Фундаменти великих перехідних опор висотою більше 100 м зазвичай виконуються монолітними залізобетонними або пальовими. Спорудження таких фундаментів трудомістке, вимагає виконання на пікеті деяких видів робіт, які зазвичай не виконуються при будівництві ПЛ (бетонні і залізобетонні роботи, забивання

великих паль та інші), часто роботи можуть виконуватися тільки в теплу пору року і т. д .

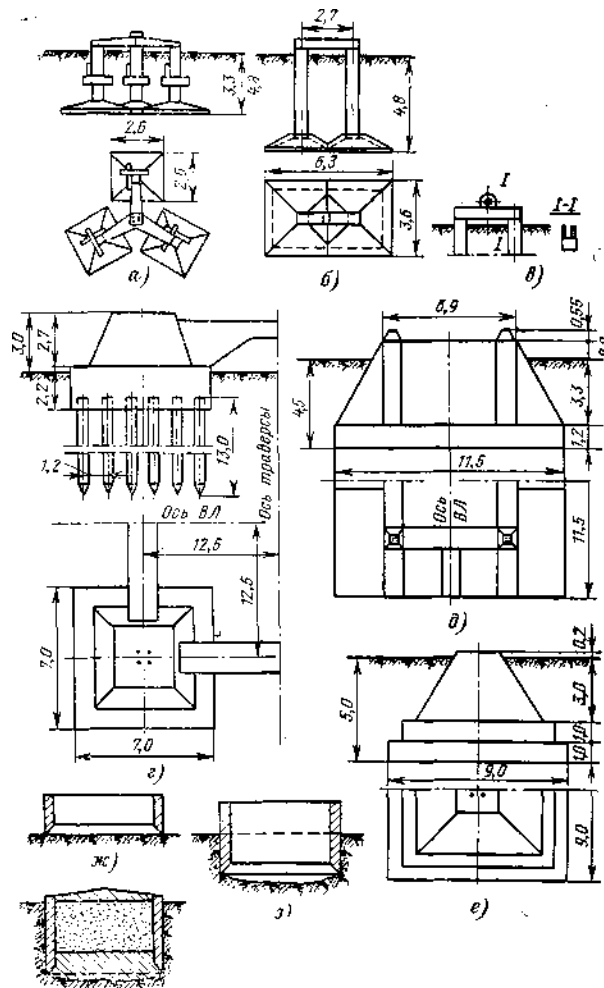


Рис. 2.10 – Фундаменти перехідних опор.

При спорудженні фундаментів іноді застосовується метод опускного колодязя. На місці установки опори на поверхні землі виготовляється нижня частина коробкообразного фундаменту. Потім через внутрішній отвір проводиться видалення ґрунту; по мірі видалення ґрунту фундамент починає опускатися до тих пір, поки не займе проектне положення, одночасно проводиться нарощування фундаменту до повної висоти. Нижня частина отвору бетонується, потім насипається пісок і виконується бетонування верхньої частини. Спорудження фундаменту методом опускного колодязя дозволяє зменшити обсяг земляних робіт і не вимагає зміцнення стінок котловану.

2.14 Вибір конструкції фундаментів

Конструкція фундаментів вибирається відповідно до типу опори, що діє на фундамент навантаженням, а також характеристикою ґрунту, в який буде закладений фундамент.

В якості фундаментів опор застосовуються монолітний бетон, збірний залізобетон, палі і в деяких випадках - металеві фундаменти. При виготовленні на заводі фундаменти надходять на лінію або у вигляді готових до установки конструкцій (Подножніков, паль, плит, ригелів, ростверків), або у вигляді окремих деталей.

У залізобетонних опор, нижній кінець стійки яких закладається в ґрунт, фундаментом служить низ стійки, іноді посилений ригелями. Дерев'яні опори всіх типів встановлюються без фундаментів.

Вибір типів фундаментів проводиться на підставі установчих креслень, розроблених для кожного типу опори. На настановних кресленнях наводяться: план розташування фундаментів; прив'язка ригелів, привантажувальної плит; район по ожеледі і швидкісний тиск вітру, а для анкерно-кутових опор - кут повороту на лінії. на кресленнях фундаментів вказується ступінь ущільнення ґрунту засипки.

Шифровка фундаментів основної номенклатури визначається буквою Ф – фундамент і цифрою, яка вказує типорозмір фундаменту. Спеціальні фундаменти мають після першої літери в шифрі додаткову букву С, укорочені - К, підвищені - П. Після цифри, що позначає типорозмір фундаменту, через дефіс проставляється буква або цифра, яка вказує на його застосування.

Приклади шифровки: Ф4-А - фундамент 4-го типорозміру під анкерно-кутову опору; ФС 2-4 - фундамент спеціальний 2-го типорозміру під опору з черевиками, що мають чотири отвори, т. е. фундамент з чотирма болтами;

Анкерні плити призначені для кріплення в ґрунті відтяжок або підкосів і класифікуються за формою перетину: призматичні, двотаврові, трьохпроменеві.

Опорні плити (ОП) застосовуються для закріплення в ґрунті стійок залізобетонних опор в тих випадках, коли через великі стискають навантажень або

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		94

слабких ґрунтів необхідно збільшити площу опорної стійки. Підп'ятники, що встановлюються під стійки залізобетонних опор для збільшення площі оперття стійок.

Ригелі застосовуються для збільшення несучої здатності фундаментів і залізобетонних стійок при дії горизонтальних навантажень і випускаються п'яти типорозмірів.

При будівництві високовольтних ліній електропередачі на вічній ґрунтах найбільшого поширення мають пальові фундаменти. Гвинтові сталеві палі мають високу несучу здатність на висмикують і стискають навантаження внаслідок занурення без порушення структури ґрунту. Пальові фундаменти для сталевих опор так само застосовуються в слабких ґрунтах.

Ростверк - верхній елемент пальового фундаменту, який об'єднує головні частини паль, і службовець несучою конструкцією для подальшого монтажу споруд.

Діагностиці повинні піддаватися всі залізобетонні конструкції з терміном експлуатації більше 20 років.

Пошкодження залізобетонних подножників і монолітних або збірних фундаментів сприяють порушення технології виготовлення, осідання, спучення, оранка, вимивання ґрунту під фундаментами, їх старіння і руйнування.

Існують наступні види діагностики: зовнішній огляд, ультразвуковий метод, вібраційний метод.

Ультразвукова і вібраційна діагностики можуть служити надійним інструментом оцінки залишкового експлуатаційного ресурсу залізобетонних електромережних конструкцій.

Конструктивно-технологічні рішення фундаментів опор ЛЕП є індивідуальними конструкціями і залежать від конкретних ґрунтових умов і навантаження від конкретної опори. Серед існуючих рішень можна виділити ряд основних, найпоширеніших фундаментів:

- з одиночних сталевих паль-оболонки;
- з одиночних буронабивних паль;

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		95

- пальові з гвинтових паль з металевим ростверком;
- пальові зі сталевих паль-оболонок з металевим ростверком;
- з монолітним залізобетонним ростверком з гвинтових, забивних або буронабивних паль, сталевих паль-оболонок;
- монолітні.

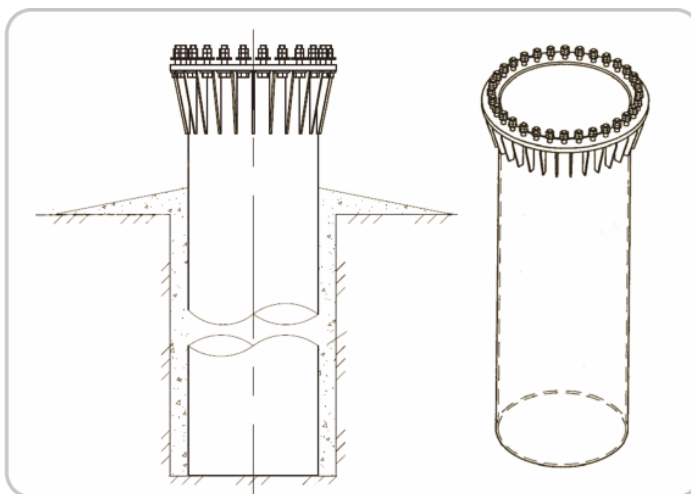


Рис. 2.11 – Паль- оболонка

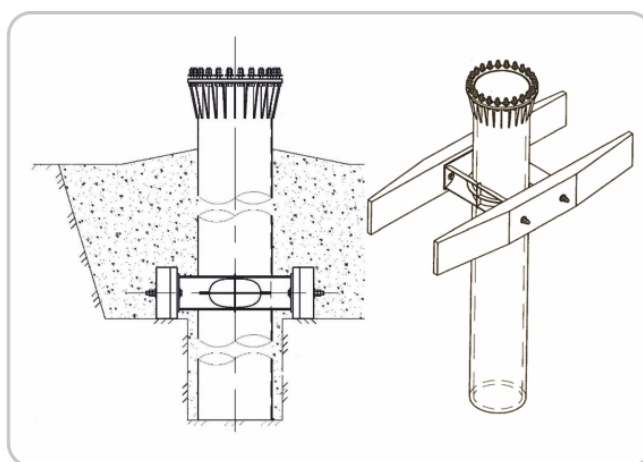


Рис. 2.12 – Паль-оболонка, посилена двома ригелями

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат

ДП5208.6.050701.006 ПЗ

Арк.

96

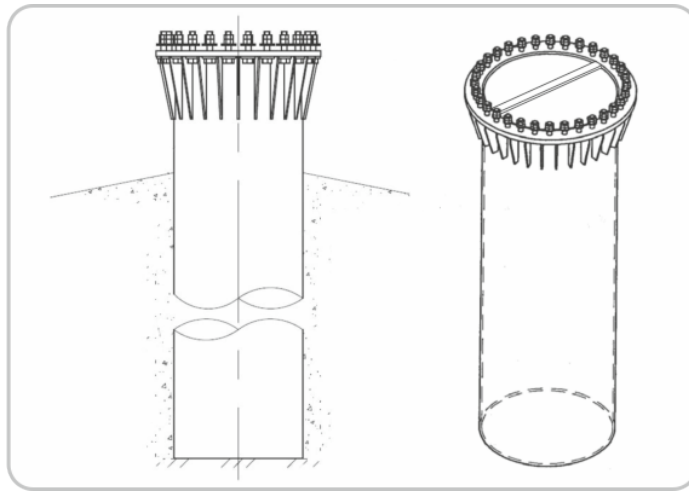


Рис. 2.13 – Віброзанурювальні палі-оболонки

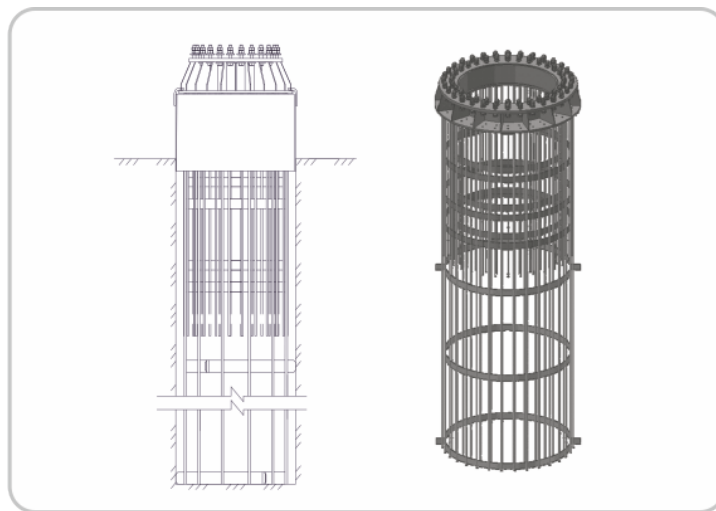


Рис. 2.14 – Бурунабивна паля

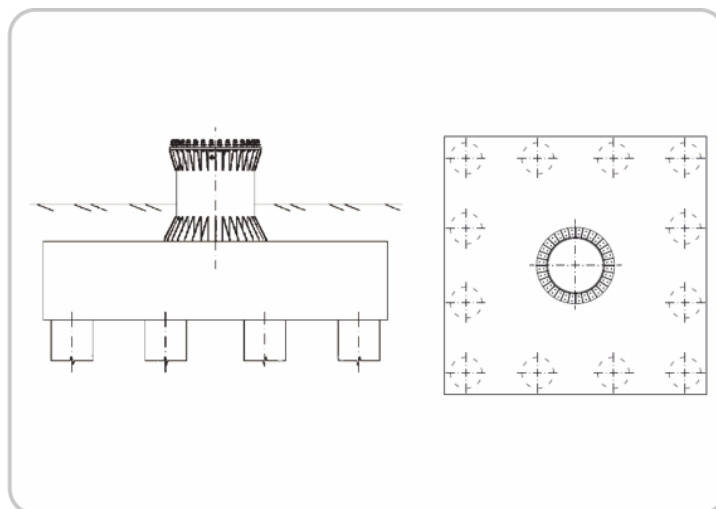


Рис. 2.15 – Багатопальний з бурунабивних паль

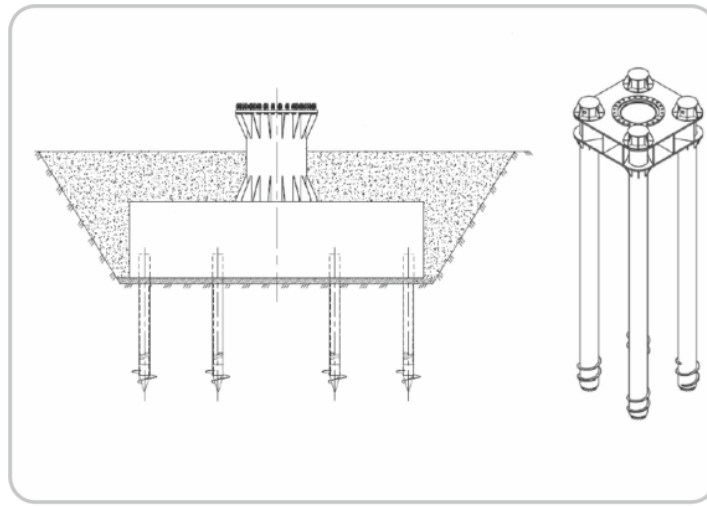


Рис. 2.16 – 3 гвинтових паль з монолітним і металевим ростверком

При проектуванні пальових фундаментів кількість паль у фундаменті і їх розміри слід призначати з умови максимального використання міцності матеріалу паль і фізико-механічних і деформаційних властивостей ґрунтів основи при розрахунковому навантаженню, що допускається на палю. Вибір довжини паль повинен проводитися в залежності від ґрунтових умов будівельного майданчика, рівня розташування нижньої частини ростверку з урахуванням можливостей наявного обладнання для облаштування пальових фундаментів.

Глибина закладення фундаментів з одиночних буронабивних паль або сталевих паль-оболонок при діаметрі палі від 0.7 до 2.5 м може досягати 15-20 м в залежності від навантажень на фундамент і ґрунтових умов. Оптимальна глибина закладення фундаментів - 4-6 м.

Рекомендована кількість буронабивних паль або сталевих паль-оболонок великого діаметра (не менше 500 мм) пальових фундаментах з ростверком становить дві, три, чотири, шість і більше; малого діаметру (менше 500 мм) і гвинтових паль - дві, чотири, вісім, дванадцять і більше. Рекомендована довжина паль в пальових фундаментах - до 12 м.

Висновки до розділу 2

Фундаменти служать для закріплення опор у ґрунті і повинні забезпечувати їх стійке положення при будь-яких несприятливих поєднаннях навантажень.

Навантаження різноманітні за величиною і напрямком, і залежать від типу опори, кількості та перерізу підвішуваних проводів і грозозахисних тросів, кліматичних умов розташування повітряних ліній. Навантаження діляться на постійні (вагові), вітрові, аварійні, монтажні.

При визначенні навантажень, що діють на фундаменти або закріплення опор, розрахунок приймаються декілька сполучень навантажень.

Сполучення навантажень відносяться до нормального режиму роботи повітряних ліній, якщо дроти і троси не обірвані, або до аварійного режиму, якщо обірвані дроти або грозозахисний трос. Визначальними для вибору фундаменту є поєднання навантажень нормального режиму роботи повітряних ліній.

Фундаменти опор ЛЕП виготовляються із залізобетону і можуть встановлюватися під високовольтні опори будь-якого типу (дерев'яні, металеві, залізобетонні). Найбільш поширеними типами фундаментів є грибоподібні підножки та пальові фундаменти. Для анкерно-кутових і проміжних опор використовують грибоподібний підножник. Для кріплення відтяжок вантових опор оптимальним вибором є складові фундаменти з навісними прямокутними плитами.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		99

ВИСНОВКИ

Визначено, що для всіх режимів роботи електричної мережі напруги пунктів знаходяться в межах регульовального діапазону трансформаторів, а струми ділянок є меншими за максимально допустимі значення для вибраних перерізів.

Вибір серії і типу фундаменту залежить від типу ґрунту, кліматичних особливостей і конструкції конкретної опори. В помірному кліматі застосовуються грибоподібні фундаменти. На нестійких ґрунтах вибирають пальові фундаменти. На скельних ґрунтах використовуються для закріплення опор анкерні болти.

Закріплення опор у ґрунті є найбільш трудомісткою роботою, яка виконується на трасах, причому трудомісткість цих видів роботи має зростати при проходженні траси повітряної лінії на болотах та слабих ґрунтах. Від вірної побудови та якості фундаменту опор також залежить надійність роботи всієї повітряної лінії.

Найбільш поширеними типами фундаментів є грибоподібні підножки та пальові фундаменти. Для анкерно-кутових і проміжних опор використовують грибоподібний підножник. Для кріплення відтяжок вантових опор оптимальним вибором є складові фундаменти з навісними прямокутними плитами.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		100

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Районні електричні мережі: Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців з напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, 2009. – 100 с.

2. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учебное пособие для вузов. М., «Высш. Школа», 1975. – 280 с.

3. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем: Навч. посібник / В.М. Сулейманов. – К.: НМК ВО, 1992. – 216с.

4. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г. И., Перхач В.С. Электрические системы и сети. – К.: «Вища школа», 1986. – 584 с.

5. Электрические сети и системы / В.Н. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе Учеб. К.: НТУУ «КПІ», 2007. – 100 с.

6. Важов В. Ф., Лавринович В.А., Лопаткин С.А. Техника высоких напряжений – Томск: ТПУ, 2006. – 119 с.

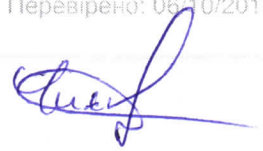
7. On-Line Wireless PD Monitoring System for Contamination Detection on High Voltage Overhead Transmission Lines Insulators / A. Levinzon, Dr. D. Kottick, Dr. R. Knijnik, L. Frenkel // CIGRE session 2012, report B2-205.

7. Kumar P., Kumar R. Refurbishment Lines Resulting in Improper in Pollution Performance, CIGRE session 2012, report B2-304.

8. Крокет Х. Компания Hydro One удваивает производительность, работая под напряжением // Transmission & Distribution world. 2014. № 1(22). С. 38-41.

					ДП5208.6.050701.006 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дат		101

Відновлення за перевірку робіт на
платі за надбавку електричних мереж
та систем, к.т.н. Чивевський В.В.



База даних

82.56% Оригінальність	17.44% Схожість	364 Джерела
-----------------------	-----------------	-------------

- Year: 2018 Speciality Code: EC 13.35%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Мисник_Андрій_Володимирович/Мисник повний.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 13.29%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Дмитренко_Олег_Миколайович/01 Готовый диплом Олег.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 13.24%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Курилик_Олександр_Володимирович/Диплом Курилик_О.В..pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 11.25%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Дмитренко_Руслан_Вікторович/01 дмитренко диплом.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 9.32%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Омельчук_Юлія_Олегівна/Омельчук.pdf
- Year: 2017 Name: Ярослав Surname: Тарнавський Speciality Code: EC 7.37%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Тарнавський_Ярослав_Валерійович/Тарнавський Я.В. гр EC-31.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 4.38%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Пашкевич_Igor_Юрійович/дп повний.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 3.46%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Цебрій_Дмитро_Олегович/Цебрій Д.О. дипломний проект.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 3.29%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Рябенко_Юрій_Сергійович/alldiplom.pdf
- Year: 2017 Name: Денис Surname: Руденко Speciality Code: EC 2.61%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Руденко_Денис_Ігорович/Руденко Д.І. EC-31 ДП.pdf
- Year: 2017 Name: Сергій Surname: Шупіло Speciality Code: EC 2.52%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Шупіло_Сергій_Володимирович/tttttttt.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 1.65%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Заболотній_Денис_Ігорович/1.Повний текст роботи.pdf
- Year: 2012 Name: Михайло Surname: Стрижевський Speciality Code: EC 1.56%
File path: /EC/2012/Бакалавр_Стрижевський_Михайло_Анатолійович/РОЗДІЛ 1.doc
- Year: 2012 Name: Михайло Surname: Стрижевський Speciality Code: EC 1.45%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Бакалавр_Стрижевський_Михайло_Ана
- Year: 2012 Name: Сергій Surname: Оверчук Speciality Code: EC 1.4%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Оверчук_Сергій_Васильович/6.Спец.пит.Оверчук.doc
- Year: 2016 Name: Олексій Surname: Батан Speciality Code: EC 1.28%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Бакалавр_Батан_Олексій_Анатолійови
- Year: 2016 Name: Олексій Surname: Батан Speciality Code: EC 1.27%
File path: /EC/2016/Бакалавр_Батан_Олексій_Анатолійович/ПС.БАТАН.docx

 Схожість

 Цитата

 Схожість з обраним джерелом

 Посилання

 Заміна літер абетки

