

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота бакалавра

на тему: **«Розрахунок режимів роботи районної електричної
мережі та вибір електрообладнання»**

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент групи ЕТ-91

Б.С. Маслаков

Керівник

І.М. Дяговченко

Суми 2023

Сумський державний університет

Факультет ЕЛІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри електроенергетики
І.Л. Лебединський
“ ___ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ на кваліфікаційну роботу бакалавра

Маслаков БогданСергійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі та ви-бір електрообладнання»

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом закінченої роботи _____
3. Вихідні дані до роботи: конфігурація електричної мережі, потужності навантажень, категорії надійності споживачів, добовий графік навантаження

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

Вступ

1. Постановка завдання та характеристика наявних споживачів

2. Розрахунок та вибір електричної мережі

3. Охорона праці

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

схема електричної мережі А та Б, схема заміщення для розрахунків нормального режиму схем А та Б, схема заміщення для розрахунків аварійного та мінімального режиму схеми Б, схема блискавкозахисту та заземлення підстанції

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Постановка завдання та характеристика наявних споживачів	03.04	
2	Розрахунок електричної мережі	17.04	
3	Охорона праці	01.05	
4	Оформлення пояснювальної записки і креслень	15.05	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

Назва: Реконструкція електричної мережі Конотопського району

Автор: Маслаков Богдан Сергійович

Ключові слова: потужність, 20 кВ, перетоки потужності, , споживач, категорія, падіння напруги, електрична мережа, трансформатор, лінія електропередач, опір, провід, втрати потужності, схема заміщення, блискавкозахист, заземлюючі пристрої, схема заміщення мережі

power, 20 kV, power flows, , consumer, category, voltage drop, electrical network, transformer, power line, resistance, wire, power loss, replacement scheme, lightning protection, grounding devices, network replacement scheme

Бібліографічний опис: Маслаков Б. С. Реконструкція електричної мережі Конотопського району [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Б. С. Маслаков; керівник І.М. Дяговченко. - Суми: СумДУ, 2023. - 79 с.

Короткий огляд (реферат): В даній роботі розраховано режими роботи електричної мережі 110/20 кВ Конотопського району. Спроектовано блискавкозахист підстанції «Конотоп» 110/20 кВ.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- ВН – вища напруга
- ЗРП – закритий РП
- КЗ – коротке замикання
- КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією
- КП – компенсуючий пристрій
- НН – низька напруга
- ПЛ – повітряна лінія
- ПС – понижувальна підстанція
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок
- РЕМ – розподільні мережі
- РП – розподільний пристрій
- РПН – регулювання під навантаженням
- СКЗ – струм короткого замикання
- СН – середня напруга
- ТВЕ – технічні втрати електроенергії
- ТН – трансформатор напруги
- ТС – трансформатор струму

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА НАЯВНИХ СПОЖИВАЧІВ	8
1.1 Географічно-кліматичні умови Конотопського району.....	8
1.2 Категорії надійності електроспоживачів Конотопського району	11
1.3 Розрахунок сонячної електростанції	15
1.4 Розробка конфігурації електричної мережі	20
2 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	23
2.1 Розрахунок електричної мережі схеми А	23
2.1.1 Визначення довжин ліній	23
2.1.2 Розрахунок перетоків потужності без урахування втрат	24
2.1.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах	28
2.1.3.1 Розрахунок активного та реактивного опору лінії	31
2.1.3.2 Розрахунок повного опору ліній схеми	32
2.1.4 Вибір трансформаторів.....	33
2.1.5 Розрахунок перетоків потужності та падіння напруги	37
2.1.6 Розрахунок втрат в мережі	43
2.2 Розрахунок електричної мережі схеми Б.....	45
2.2.1 Визначення довжин ліній	45
2.2.2 Розрахунок перетоків потужності без урахування втрат	45
2.2.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах	48

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі та вибір електрообладнання	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Маслаков					5	80
Перевір.		Дяговченко				СумДУ ЕТ-91		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

2.2.3.1	Розрахунок повного опору ліній схеми	50
2.2.4	Вибір трансформаторів	50
2.2.5	Розрахунок перетоків потужнос і та падіння напруги	52
2.2.6	Розрахунок втрат в мережі	56
2.2.7	Вибір трансформатора власних потреб	58
2.2.8	Післяаварійний режим роботи електричної мережі	59
2.2.9	Режим мінімального навантаження електричної мережі.....	62
3	ОХОРОНА ПРАЦІ	65
3.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції.....	65
3.1.1	Визначення зони захисту блискавковідводів	65
3.1.2	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2	66
3.1.3	Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4	66
3.1.4	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3	67
3.1.5	Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4	68
3.2	Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції	69
	ВИСНОВОК.....	72
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	73
	ДОДАТКИ.....	75
	ДОДАТОК А – Максимальний режим схема А.....	76
	ДОДАТОК Б – Максимальний режим схема Б.....	77
	ДОДАТОК В – Аварійний режим	78
	ДОДАТОК В – Мінімальний режим	79

						Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

В даній роботі показано етапи розробки електричної мережі, яка повинна забезпечувати споживачів електричною енергією, та виконання відповідних креслень. При проектуванні електричної мережі необхідно обрати елементи енергосистеми, у відповідності з діючими правилами та нормативними документами: кількість і марка проводів ЛЕП, трансформатори на підстанціях.

Подальший розрахунок зводиться до розрахунку мережі та визначенні втрат електроенергії. Для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів проводиться перевірка мережі в після аварійному режимі, коли умовно обриваємо найбільш завантажену лінії в колі.

Захист підстанції від ударів блискавки виконується за допомогою блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Надійність захисту підстанції від ударів блискавки повинна приблизно 0,999. Також виконуються ескізи перерізів зони захисту блискавковідводів. Заземлення підстанції виконується у вигляді сітки, що має виконувати три призначення одночасно: робоче, захисне та грозозахисне. Розрахунок заземлювача зводиться до визначення його опору.

						Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА НАЯВНИХ СПОЖИВАЧІВ

1.1 Географічно-кліматичні умови Конотопського району

Конотопський район (рис. 1.1) розташований у центральній частині Сумської області. До складу району увійшла територія 8 територіальних громад серед яких Конотопська, Буринська, Кролевецька та Путивльська міські територіальні громади, Дубов'язівська селищна та Бочечківська, Попівська та Новослобідська сільські територіальні громади. Районний центр – Конотоп – місто обласного підпорядкування, центр однойменного адміністративного району Сумської області. Відстань: від м. Конотоп до м. Суми залізницею 129 км, автошляхом 132 км., до Києва відстань становить 250 км.



Рисунок 1.1 – Адміністративно-територіальний поділ Сумської області

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі та вибір електрообладнання	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Маслаков					8	79
Перевір.		Дяговченко				СумДУ ЕТ-91		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

Сумська область (рис. 1.2) розташована на північному-сході України у межах помірного кліматичного поясу, Атлантико-континентальної кліматичної області. Вирішальне значення у формуванні клімату досліджуваної території відіграє сонячна радіація, що безпосередньо впливає на розподіл температури повітря; кількість опадів, що визначається західним переносом теплих і вологих повітряних мас з території Атлантики; та рівнинним рельєфом території, висотні відмітки якої збільшуються у бік відрогів Середньоруської височини, що сприяє вільному переміщенню повітряних мас по всій території області [1].

Сонячній радіації у межах Конотопського району Сумської області притаманний позитивний характер. Середньорічний показник сонячної радіації – 1400-1800 мДж/м². У зимовий період показник від’ємний. У кінці лютого відбувається зростання показників у бік позитивних значень. Максимальні величини балансу в червні-липні – 8,5 ккал/см²

Для Сумської області в цілому характерні низькі зимові температури повітря. Середня температура січня становить –8°C. Безморозний період має тривалість 145-175 днів. Середня температура липня +20°C.. Середня річна кількість опадів на півдні й заході області 500-550 мм, на півночі – близько 600 мм. Як зазначено у Регіональній доповіді про стан навколишнього природного середовища у Сумській області у 2020 році [1], середня річна температура повітря у 2020 році становила 9,5°C...10,5°C, що на 3,5°C...-4°C вище за річну норму. Річна сума опадів 415-530 мм, що складає 70-90% річної норми [1]. Варто відзначити, що за останні роки показники температури повітря зросли по всій території області. За даними метеостанції Конотоп найнижча температура повітря була зафіксована у 2012 році та становила – 28,1°C, а максимальна +38,3°C у 2010 році. Середня температура липня на Конотопщині +19°C, січня –7,5°C.

						Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рисунок 1.2 – Кліматична карта Сумської області

Як видно з рисунку 1.2, кліматичні умови визначаються географічним положенням у межах Атлантико-континентальної області помірного кліматичного поясу [1].

Основні напрями переміщення повітряних мас за даними багаторічних спостережень на метеостанції Конотоп представлено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Річна повторюваність вітрів за основними напрямками (%)

Напрямок	Пн.	Пн.Сх	Сх.	ПдСх.	Пд.	Пд.Зх	Зх.	ПнЗх.	Штиль
Конотоп	10	10	13	14	13	13	15	14	7

Основним напрямом перенесення повітряних мас на території Конотопського району є Західний та Північно-Західний. Унаслідок західного переносу насичене вологою повітря потрапляє на територію досліджуваного району. Режим зволоження визначається у першу чергу річною сумою опадів. Річна сума опадів становить – 566 мм (за даними метеостанції Конотоп), з літнім максимумом та зимовим мінімумом. Місячні суми опадів можуть коливатись в межах від 25 до 170 мм. Коефіцієнт зволоження – 0,96.

1.2 Категорії надійності електроспоживачів Конотопського району

Електроприймачі за надійністю електропостачання, відповідно до ПУЕ – 2017, поділяють на такі три категорії:

1) електроприймачі I категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. У складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації.

2) електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів;

3) електроприймачі III категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I та II категорій.

						Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Категорії надійності електропостачання визначають залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

Остаточні категорії надійності узгоджуються замовником проекту електропостачання споживача від зовнішніх джерел електроенергії.

Електроприймачів I категорії треба забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерву їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення.

Перемикання джерел живлення треба здійснювати за мінімально короткий час і по можливості не змінювати режим роботи обладнання споживачів.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення. Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для решти електроприймачів I категорії може бути використано місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання є економічно недоцільним, то технологічне резервування забезпечується, наприклад, шляхом установаження взаєморезервуючих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, які діють у разі порушення електропостачання.

Електропостачання електроприймачів I категорії з особливо складним безперервним технологічним процесом, який потребує тривалого часу на відновлення робочого режиму, за наявності техніко-економічних обґрунтувань рекомендовано здійснювати від двох незалежних взаєморезервуючих джерел

						Арк.
						12
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

живлення, до яких висуваються додаткові вимоги, що визначаються особливостями технологічного процесу.

Електроприймачі II категорії необхідно забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення.

Для електроприймачів II категорії в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання є допустимим на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час переривання електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

Завданням передбачено забезпечити електропостачання споживачів, розташованих в 9 пунктах, від джерела електроенергії. Джерело електроенергії – сонячна електростанція. Для групи споживачів 1-7 отримана електроенергія має бути перетворена на напругу 20 кВ. Групу споживачів 8,9, необхідно забезпечити електроенергією номінальною потужністю 0,4 кВ. План розташування електроприймачів в Конотопському районі показано на рис. 1.3.

Вихідні дані, що характеризують споживачів наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Вихідні дані до проектування

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P_{max} , МВт*	30	18	21	15	25	40
$\cos\varphi$	0,86	0,83	0,89	0,85	0,87	0,91
$T_{нб}$, годин	4450	5280	5880	6320	5240	4020
Категорія	II	II	II	II	III	I

Таблиця 1.2 – Продовження

Параметр	7-й спож.	8-й спож.	9-й спож.
P_{max} , МВт	48	1,25	0,958
$\cos\varphi$	0,86	0,92	0,86
$T_{нб}$, годин	4100	4680	6280
Категорія	I	III	II

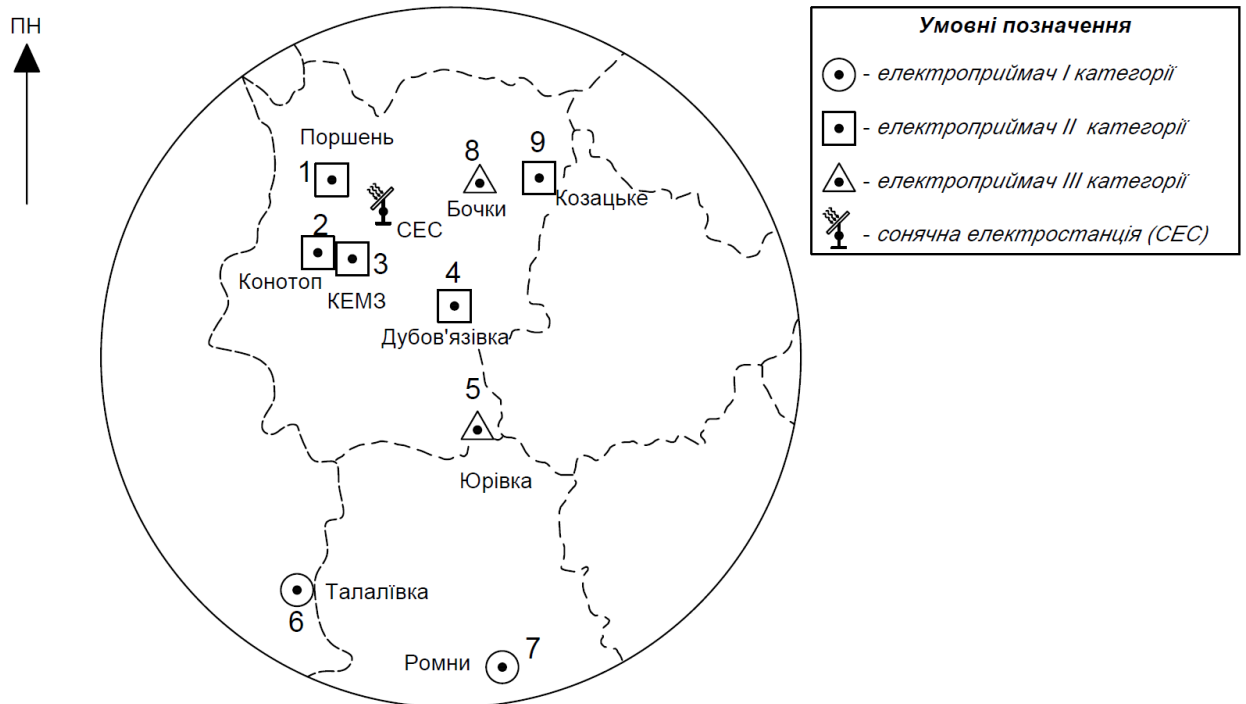


Рисунок 1.3 – План розміщення споживачів Конотопського району

1.3 Розрахунок сонячної електростанції

Для живлення Конотопського району встановимо сонячну електростанцію (СЕС).

Перш за все, потрібно визначити сумарну потужність сонячних модулів, з яких буде складатися сонячна електростанція. Кількість необхідних сонячних модулів залежить від розміру майданчика для розміщення модулів та необхідної кількості електроенергії.

При розрахунку необхідно враховувати такі фактори, як:

- розташування сонячної електростанції;
- період використання (зима, літо або круглий рік);
- погодні умови, характерні для даної місцевості;
- наявність деталей, що затуляють сонячні модулі від прямого попадання сонячних променів (дерев, будівель і т. д.);
- можливість в конкретних умовах оптимальної орієнтування сонячних модулів (наприклад, належним чином орієнтовані і з максимально зручним нахилом схили дахів у разі розміщення модулів на даху);
- можливість стеження за сонцем по одній або двом координатам;
- вартість модуля.

При виборі типу фотоелектричних модулів для системи електропостачання вирішальним критерієм, як правило, є вартість одного Вт пікової потужності. Спершу бажано обирати тип та виробника модулів, продукція якого представлена на вітчизняному ринку.

Слід брати до уваги і той факт, що значення інсоляції навіть для одного і того ж дня в році і одного і того ж місця може сильно відрізнятись в залежності від орієнтації по відношенню до сонця майданчики з сонячними модулями. Тому при розрахунку кількості сонячної енергії, необхідної для роботи АСЕ, слід враховувати орієнтування майданчика, який сприймає енергію сонця. Рекомендується щоб майданчик для кріплення модулів був направлений

						Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на південь.

Для розрахунку потрібно брати значення інсоляції:

- для майданчика, нахил якої дорівнює широті місцевості, в тих випадках, коли необхідне вироблення максимально можливої кількості електроенергії протягом року в цілому;
- для майданчика, розташованого під кутом до горизонту великим широті місцевості на 15 градусів, в тих випадках, коли система працює цілий рік з однаковим навантаженням (така система виробляє більше електроенергії в літній період);
- для майданчика, орієнтованої оптимально (якщо конструкція передбачає зміну кута нахилу).

Щоб провести розрахунок електроенергії, що генерується сонячною електростанцією за весь період робочих днів в році використано формулою:

$$P_{\text{розр}} = \frac{I \cdot K_0 \cdot V_{\text{модуля}} \cdot K_{\text{втрат}}}{U_{\text{випр}}}$$

де I – сонячна енергія, що потрапляє на поверхню Землі в горизонтальній площині, кВт · год/м². Значення можна вибрати, скориставшись картою інтенсивності сонячної радіації (рис. 1.4);

K_0 – поправковий коефіцієнт, перерахунку сумарного потоку сонячної енергії з горизонтальної площини на поверхню колектора;

$V_{\text{модуля}}$ – номінальна потужність сонячної батареї (вказується в паспортних даних до модуля), кВт;

$K_{\text{втрат}}$ – коефіцієнт, що враховує втрати сонячної батареї при перетворенні і передачі електроенергії;

$U_{\text{випр}}$ – інтенсивність сонячної радіації, при якій фотоелектричні модулі тестуються, приймається рівною 1000 Вт/м².

					Арк.
					16
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

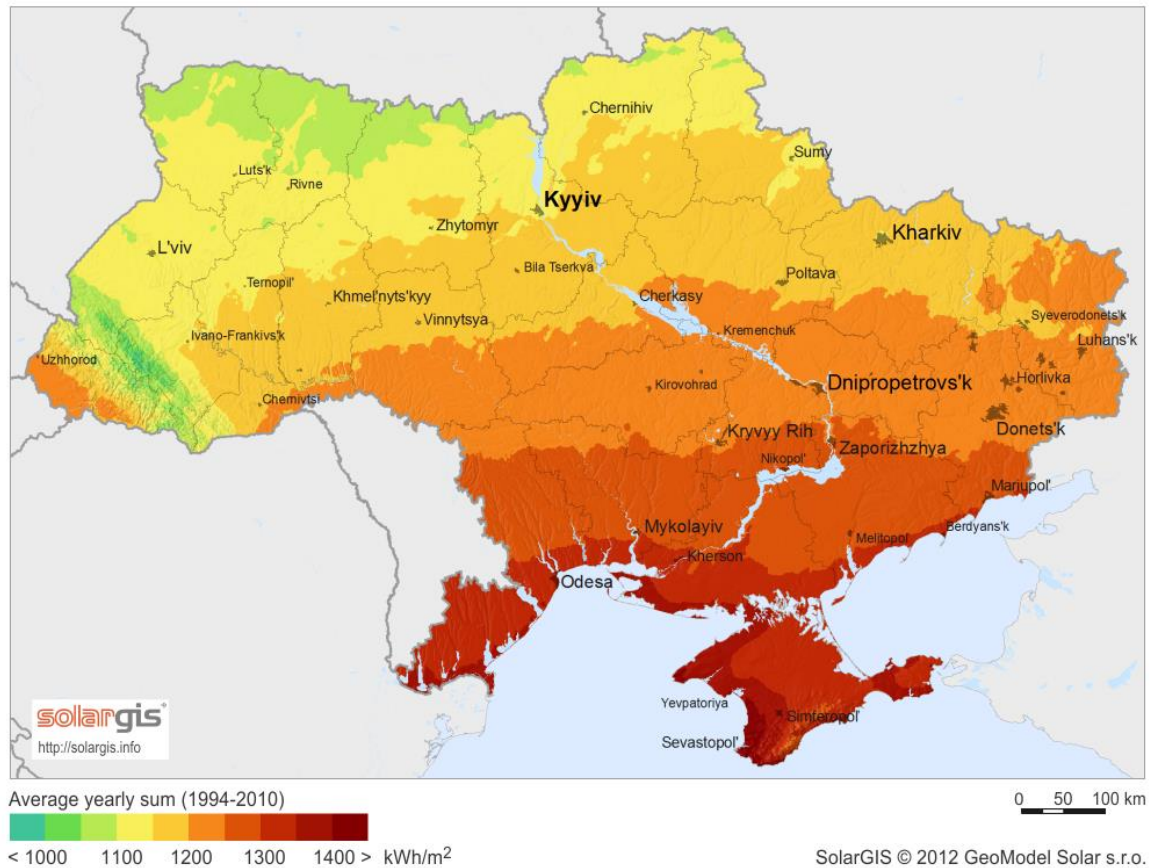


Рисунок 1.4 – Карта розподілення сонячної радіації

Загальні втрати енергії при перетворенні сонячного випромінювання в фотоелектричній системі включають в себе:

1. Втрати в кабелях – 1%.
2. Втрати в інверторі – 2%.
3. Втрати, пов'язані з ростом температури модуля – 5%.
4. Втрати в процесі роботи сонячної батареї в період низького рівня сонячного випромінювання – 2%.
5. Втрати пов'язані з затінюванням і забрудненням сонячних панелей – 2% (в разі неоптимального орієнтування ці втрати можуть бути значно більшими).

Розрахуємо, електроенергію, що генерує одна панель Longi Bifacial 355-72cell (рис.1.5): потужністю 355 Вт за день:

					Арк.
					17
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$P_{\text{розр}} = \frac{1,15 \cdot 24 \cdot 1,12 \cdot 0,355 \cdot 0,88}{1} = 9,52 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Для побудови СЕС потужністю 1 МВт необхідно встановити кількість панелей:

$$N = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{розр}}} = \frac{1000 \cdot 24}{9,52} = 2522 \text{ шт}$$

Заживити всю енергосистему від СЕС не має можливості, так як потужність, яку споживають електроприймачів є дуже високою. Тому, живлення відбувається комбіновано від місцевої ТЕЦ, яка до тих же системних шин приєднана.

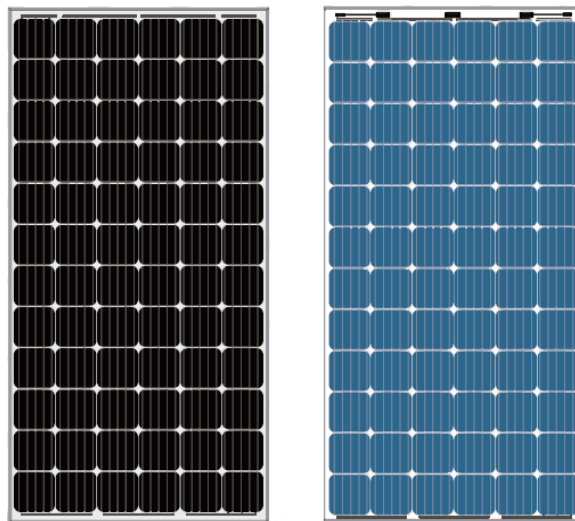


Рисунок 1.5 – Сонячна панель Longi Bifacial 355-72cell

Інвертор є пристроєм, що дозволяє перетворювати постійний струм, отриманий від сонячних батарей, в змінний струм.

Обираємо автономний інвертор (однофазний) з синусоїдальною вихідною напругою.

Вибір інвертора здійснюється за кількома параметрами:

						Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- вхідна напруга;
- номінальна і максимальна (пікова) потужність;
-

$$U_{\text{вхід.інв.}} = U_{\text{ос.ш}}$$

$$P_{\text{ном.інв.}} \geq P_p$$

$$P_{\text{макс.інв.}} \geq P_{\text{макс.нагр}} \text{ або } P_{\text{ном.інв.}} \cdot k_{\text{перегр.}} \geq P_p \cdot 1,3$$

де $k_{\text{перегр.}} = 1,5\text{--}1,55$ в залежності від моделі інвертора.

Обираємо інвертор Fronius Eco 27.0-3-S, 27 кВт (рис. 1.6):

$$0,4 \text{ кВ} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$38 \cdot 27 = 1026 \text{ кВт} \geq 1000 \text{ кВт}$$

$$1026 \cdot 1,55 = 1590,3 \text{ кВт} \geq 1000 \cdot 1,3 = 1300 \text{ кВт}$$

Отже, обираємо інвертор Fronius Eco 27.0-3-S в кількості 38 шт.



Рисунок 1.6 – Інвертор Fronius Eco 27.0-3-S

					Арк.
					19
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

1.4 Розробка конфігурації електричної мережі

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою [2]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min}$$

де K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю зане-
семо до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Пара- метр	№ споживача								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
P_{max} , МВА	30	18	21	15	25	40	48	1,25	0,958
Q_{max} , МВА	17,8	12,1	10,8	9,3	14,2	18,2	28,5	0,5	0,6
P_{min} , МВА	20,1	12,1	14,1	10,1	16,8	26,8	32,2	0,8	0,6
Q_{min} , МВА	11,93	8,10	7,21	6,23	9,49	12,21	19,08	0,36	0,38

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може

										Арк.
										20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби [2].

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рисунку 1.7 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А) та другим варіантом (схема Б) рис. 1.8.

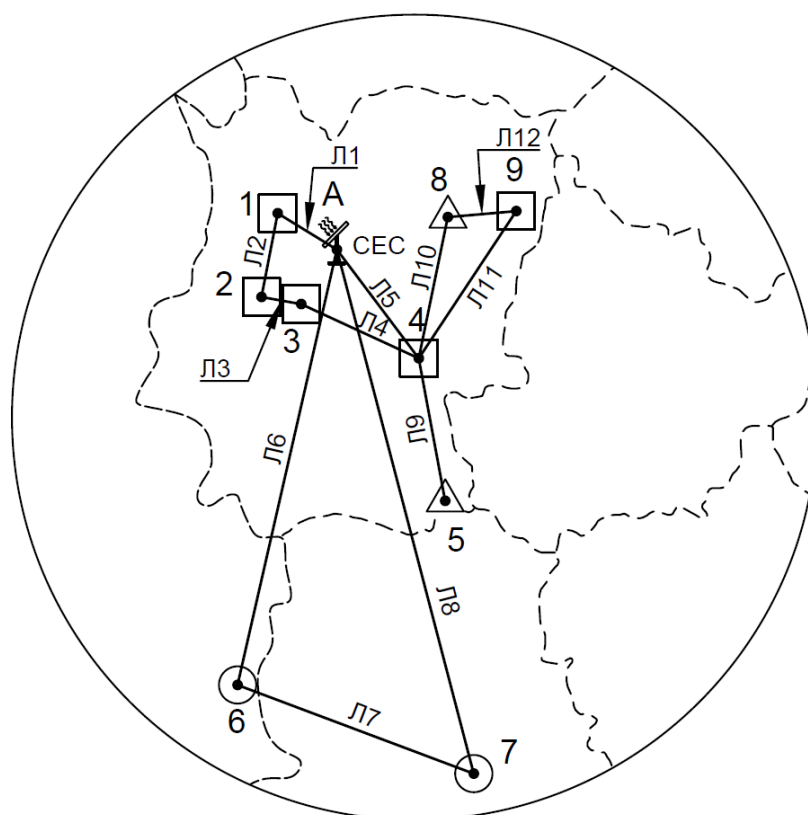


Рисунок 1.7 – Конфігурація схеми А

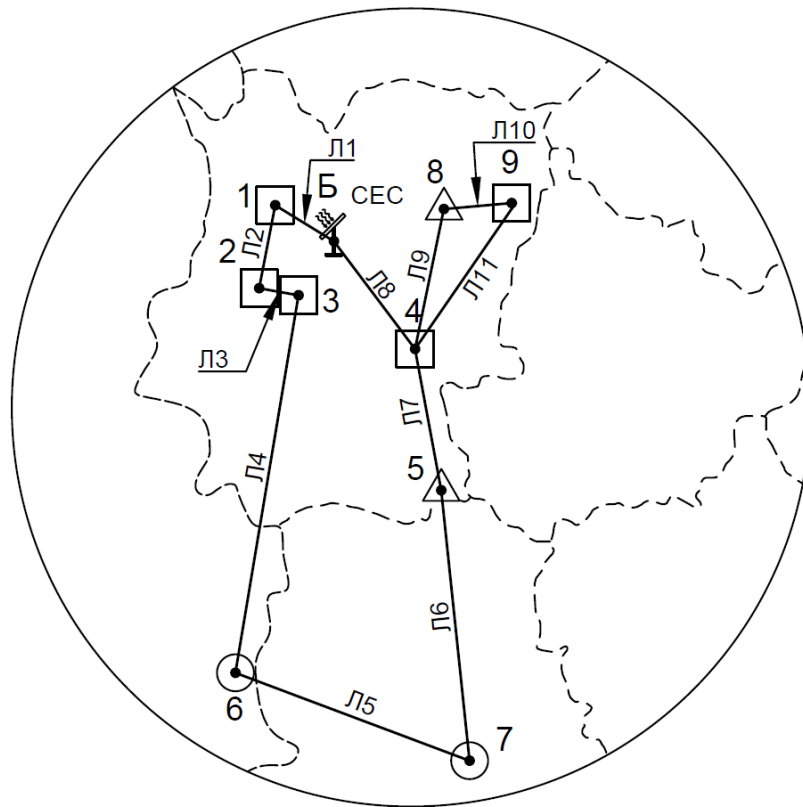


Рисунок 1.8 – Конфігурація схеми Б

						Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок електричної мережі схеми А

2.1.1 Визначення довжин ліній

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою:

$$L = l \cdot k_L$$

де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [2], приймаємо таким, що $k_L \approx 1,25$;

Для визначення довжин ліній спочатку знайдемо довжини відрізків ліній на плані. Результат вимірів зведено до табл. 2.1.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі проводиться за формулою (2.1)

$$L_{A2} = l_{A2} \cdot k_L \cdot k_M = 33,4 \cdot 1,25 \cdot 1,5 = 62,7 \text{ (км)}$$

Таблиця 2.1 – Довжини ліній

Параметри	Лінії					
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6
l , км	9,5	11,7	5,5	17,7	18,6	61,2
$L = l \cdot k_L$, км	11,9	14,6	6,9	22,1	23,3	76,5

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата					
Розроб.		Маслаков			Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі та вибір електрообладнання	Лит.	Аркуш	Листів	
Перевір.		Дяговченко					23	79	
Реценз.						СумДУ ЕТ-91			
Н. Контр.									
Затверд.		Лебединський							

Таблиця 2.1 – Продовження

Лінії					
Л7	Л8	Л9	Л10	Л11	Л12
34,6	74,2	19,9	19,7	24,2	9,4
43,3	92,8	24,9	24,6	30,3	11,8

2.1.2 Розрахунок перетоків потужності без урахування втрат

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності [2].

Для початку проведемо розрахунок потужності для ділянки 4-8-9-4' зображеної на рис. 2.1.

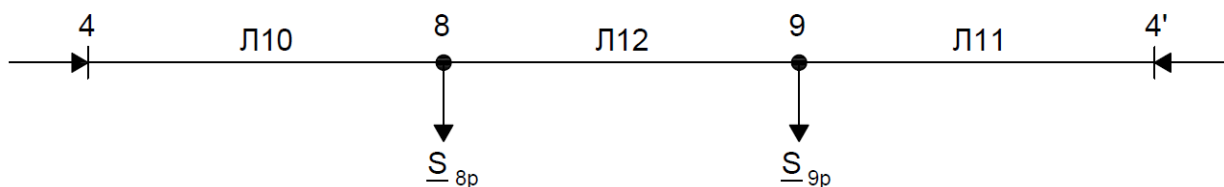


Рисунок 2.1 –Схема кільцевої мережі

Далі проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими та без урахування втрат потужності в лініях та трансформаторів [3].

Знайдемо розрахункові потужності на підстанціях 1-4

$$\underline{S}_{8p} = \underline{S}_8 = 1,25 + j0,53 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{9p} = \underline{S}_9 = 0,96 + j0,57 \text{ МВА}$$

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{48} = \frac{\underline{S}_{8P} \cdot (l_{12} + l_{11}) + \underline{S}_{9P} \cdot (l_{11})}{l_{10} + l_{11} + l_{12}} = 1,22 + j0,59 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{49} = \frac{\underline{S}_{9P} \cdot (l_{12} + l_{10}) + \underline{S}_{8P} \cdot (l_{10})}{l_{10} + l_{11} + l_{12}} = 0,98 + j0,51 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{89} = \underline{S}_{48} - \underline{S}_{8P} = -0,03 + j0,06 \text{ MVA}$$

Розподілу потоку, показано на рис. 2.2.

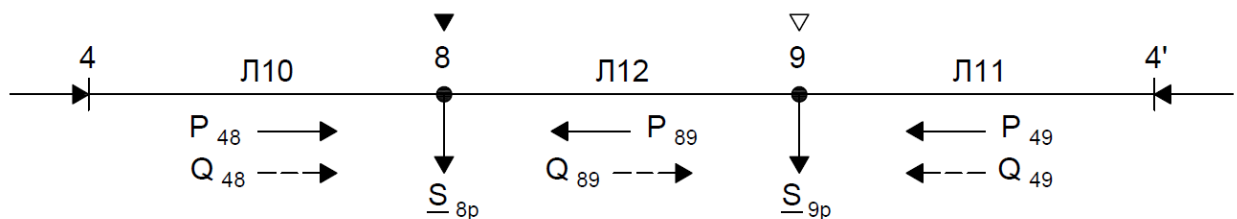


Рисунок 2.2 – Схема поточкорозподілу кільцевої схеми із точкою поточкорозподілу

Проведемо розрахунок потужності для ділянки А-7-6-А' зображеної на рис. 2.3.

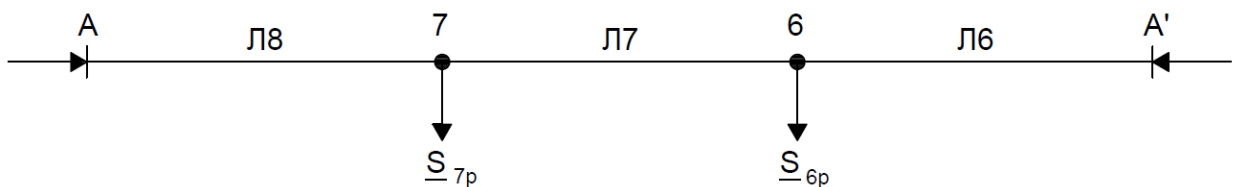


Рисунок 2.3 –Схема кільцевої мережі

Проведемо попередній розрахунок ділянки А-7-6-А'.

Знайдемо розрахункові потужності на підстанціях 7,6.

$$\underline{S}_{6p} = \underline{S}_6 = 40 + j18,2 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{7p} = \underline{S}_7 = 48 + j28,5 \text{ MVA}$$

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{37} = \frac{\underline{S}_{7P} \cdot (l_6 + l_7) + \underline{S}_{6P} \cdot (l_6)}{l_6 + l_7 + l_8} = 41,4 + j22,6 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{36} = \frac{\underline{S}_{6P} \cdot (l_7 + l_8) + \underline{S}_{7P} \cdot (l_8)}{l_6 + l_7 + l_8} = 46,6 + j24,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{76} = \underline{S}_{37} - \underline{S}_{7P} = -6,5 - j5,9 \text{ МВА}$$

Розподілу потоку, показано на рис. 2.4.

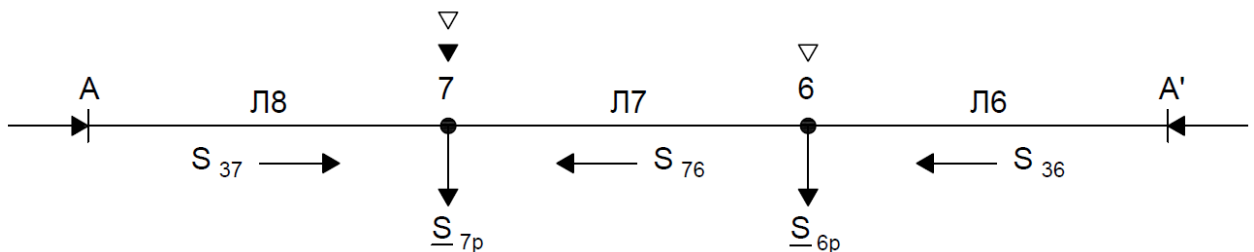


Рисунок 2.4 – Схема поточкорозподілу кільцевої схеми із точкою поточкорозподілу

Для початку проведемо розрахунок потужності для ділянки А-1-2-3-4-А' зображеної на рис. 2.5.

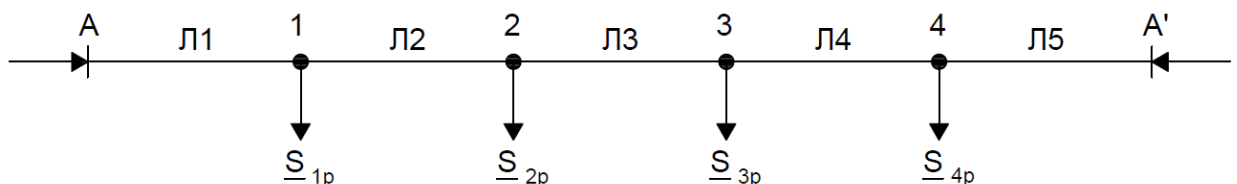


Рисунок 2.5 –Схема кільцевої мережі

Проведемо попередній розрахунок ділянки А-1-2-3-4-А'.

Знайдемо розрахункові потужності на підстанціях 1-4

					Арк.
					26
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$\underline{S}_{1p} = \underline{S}_1 = 30 + j17,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{2p} = \underline{S}_2 = 18 + j12,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3p} = \underline{S}_3 = 21 + j10,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{4p} = \underline{S}_4 + \underline{S}_5 + \underline{S}_8 + \underline{S}_9 = 42,2 + j24,6 \text{ МВА}$$

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{7P} \cdot (l_6 + l_7) + \underline{S}_{6P} \cdot (l_6)}{l_6 + l_7 + l_8} = 62,0 + j36,6 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A4} &= \frac{\underline{S}_{1P} \cdot (l_2 + l_3 + l_4 + l_5) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_3 + l_4 + l_5) + \underline{S}_{3P} \cdot (l_4 + l_5) + \underline{S}_{4P} \cdot l_5}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5} = \\ &= 49,2 + j28,6 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1P} = 32,0 + j18,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{2P} = 14,0 + j6,6 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_{23} - \underline{S}_{3P} = -7,0 - j4,1 \text{ МВА}$$

Розподілу потоку, показано на рис. 2.6.

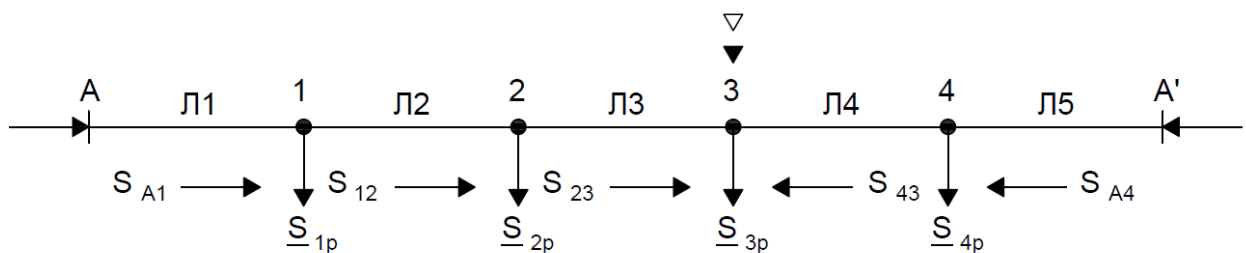


Рисунок 2.6 – Схема поточкорозподілу кільцевої схеми із точкою поточкорозподілу

						Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.1.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах

Виходячи із довжин і потужності ліній які йдуть по них визначаємо напругу ліній по емпіричній формулі Ілларіонова [2,5]:

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

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Наступним етапом визначаємо струм в лініях за формулою [5]:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – номінальна напруга ділянки.

Економічний переріз проводу розраховується відповідно методу економічної густини струму за формулою [4,6]:

$$F_e = \frac{I_m}{j_e}$$

де F_e – економічний переріз проводу, $мм^2$;

I_m – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

j_e – економічна густина струму, $А/мм^2$.

					Арк.
					28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму проводів для таких провідників наведена у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Економічна густина струму алюмінієвих неізолюваних проводів

Параметр	Т _{нб} , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Густина струму, $A/мм^2$	1,3	1,1	1,0

Проведемо розрахунок напруги та струму, а також вибір проводів лінії схеми за формулами:

$$U_{Л1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{11,9} + \frac{2500}{62,0}}} = 110,1 \text{ кВ}$$

$$I_{Л1}^{110} = \frac{62,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 377,8 \text{ А}$$

$$I_{Л1}^{110} = \frac{128,8}{\sqrt{3} \cdot 110} = 188,9 \text{ А}$$

Обираємо напругу лінії $L1$, а також кільця схеми – 110 кВ. Наступним етапом розраховуємо економічний переріз проводу за формулою [10]:

$$F_{e,Л1} = \frac{I_{Л1}}{j_e} = \frac{377,8}{1,1} = 343,5 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід найближчого найбільшого перерізу 2хАС-185. Допустимий струм проводу становить 2х520 (А) [9]. Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 2.3, 2.4.

					Арк.
					29
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 2.3 – Потоки потужності та струмів в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=20 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	61,98+36,6i	110,14	-	377,80	188,90
Л2	31,98+18,8i	94,34	-	194,71	97,35
Л3	13,98+6,7i	63,05	-	81,37	40,68
Л4	7,02+4,06i	51,39	-	42,56	21,28
Л5	49,23+28,63i	117,62	-	298,91	149,45
Л6	46,55+24,09i	128,84	-	275,10	137,55
Л7	6,55+5,87i	50,43	-	46,16	23,08
Л8	41,45+22,61i	123,37	-	247,82	123,91
Л9	25+14,17i	91,25	-	150,83	75,41
Л10	1,22+0,59i	21,98	39,12	-	-
Л11	0,99+0,51i	19,83	32,15	-	-
Л12	0,03+0,06i	3,46	1,94	-	-

У табл. 2.4 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

						Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, кА	Обрана на- пруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	377,80	110	343,5	2хАС-185	2х520
Л2	194,71	110	177,0	АС-185	510
Л3	81,37	110	73,9	АС-95	330
Л4	42,56	110	38,7	АС-70	265
Л5	298,91	110	271,7	2хАС-150	2х450
Л6	275,10	110	250,1	2хАС-150	2х450
Л7	46,16	110	41,9	АС-70	265
Л8	247,82	110	225,3	2хАС-120	2х450
Л9	150,83	110	137,1	АС-150	6450
Л10	39,12	20	35,6	АС-50	210
Л11	32,15	20	29,2	АС-35	175
Л12	1,94	20	1,8	АС-35	175

2.1.3.1 Розрахунок активного та реактивного опору лінії

Активний та реактивний опір лінії розраховується за наступними виразами [2,9]:

$$R_{Л} = r_0 \cdot l_i$$

$$X_{Л} = x_0 \cdot l_i$$

де $R_{Л}$ та $X_{Л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії розраховується за формулою [3]:

					Арк.
					31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$Z_{Л} = R_{Л} + jX_{Л}$$

Зарядна потужність лінії визначається за формулою:

$$Q_{Л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2$$

де b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 20 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують [3,8].

2.1.3.2 Розрахунок повного опору ліній схеми

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності за формулами.

$$R_{Л1} = r_0 \cdot l_1 = 0,162 \cdot 11,9 = 0,96 \text{ Ом}$$

$$X_{Л1} = x_0 \cdot l_1 = 0,413 \cdot 11,9 = 2,45 \text{ Ом}$$

$$Z_{Л1} = R_{Л1} + jX_{Л1} = 0,96 + j2,45 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л1} = b_0 \cdot l_1 \cdot U_{ном}^2 = 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 11,9 \cdot 110^2 = 0,4 \text{ МВАр}$$

Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 2.5.

					Арк.
					32
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 2.5 – Параметри ліній схеми

Ділянка	Параметри					
	l_i , м	Марка проводу	Параметри проводу		Q_L , МВАр	Z_L , МВАр
			z_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км		
Л1	11,9	2хАС-185	0,162+0,413i	2,75	0,40	0,96+2,45i
Л2	14,6	АС-185	0,162+0,413i	2,75	0,49	1,18+3,02i
Л3	6,9	АС-95	0,306+0,434i	2,61	0,22	1,05+1,49i
Л4	22,1	АС-70	0,428+0,444i	2,55	0,68	4,73+4,91i
Л5	23,3	2хАС-150	0,198+0,42i	2,7	0,76	2,3+4,88i
Л6	76,5	2хАС-150	0,198+0,42i	2,7	2,50	7,57+16,07i
Л7	43,3	АС-70	0,428+0,444i	2,55	1,33	9,26+9,6i
Л8	92,8	2хАС-120	0,249+0,414i	2,66	2,99	11,55+19,2i
Л9	24,9	АС-150	0,198+0,42i	2,7	0,81	2,46+5,22i
Л10	24,6	АС-50	0,592+0,382i	-	-	7,29+4,7i
Л11	30,3	АС-35	0,79+0,391i	-	-	11,95+5,91i
Л12	11,8	АС-35	0,79+0,391i	-	-	4,64+2,3i

2.1.4 Вибір трансформаторів

При виборі трансформатора потрібно враховувати, що на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що живляться через нього і задовольняти вираз [3,8]:

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}}$$

де $S_{T_{\text{ном}}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора (МВА або кВА);

$S_{\text{розр}}$ – потужність однострансформаторної підстанції (МВА або кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$ – максимальна потужність i -го споживача (МВА або кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії або ремонту одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з урахуванням його перевантажувальної здатності за виразом [3,8]:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4}$$

Наступний параметр – коефіцієнт завантаження трансформатора. Він дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі. Коефіцієнт завантаження трансформатора, який розташовано на підстанції розраховується за формулою [3,8]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}}$$

При проектуванні та виборі кількості трансформаторів необхідно враховувати наступне:

- для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію;
- для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію, припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби;

						Арк.
						34
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію.

Наступним етапом розраховується опір трансформаторів за формулами:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2}$$
$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{ВН}$ – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %.

Для вибору трансформаторів скористаємося формулами (2.9) – (2.13):

$$S_{P1} = \frac{|30 + j17,8|}{1,4} = 24,9$$

Для підстанції №1, обираємо трансформатор типу АВВ-25/110/20 [8].

$$S_{T.НОМ} = 25 \text{ МВА}$$

$$K_3 = \frac{34,9}{2 \cdot 25} = 0,7$$

Результати вибору трансформаторів інших підстанцій зведено до табл. 2.6.

						Арк.
						35
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 – Вибір трансформаторів для схеми

№ ПС	S споживача, МВА	Категорія споживача	N тр,	Срозр (1-го тр), МВА	Сном (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	34,88	I	2	24,92	25	0,70	ABB-25/110/20
2	21,69	II	2	15,49	16	0,68	ABB-16/110/20
3	23,60	II	2	16,85	25	0,47	ABB-25/110/20
4	20,11	II	2	14,36	16	0,63	ABB-16/110/20
5	28,74	III	1	28,74	40	0,72	ABB-40/110/20
6	43,95	I	2	31,40	40	0,55	ABB-40/110/20
7	55,81	I	2	39,87	40	0,7	ABB-40/110/20
8	1,36	III	1	1,36	1,6	0,85	ABB-1600/20/0,4
9	1,12	II	2	0,797	0,8	0,7	ABB-800/20/0,4

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Далі розраховуємо опір та потужність холостого ходу трансформаторів. Для економії часу скористаємося довідковими даними [8]. Параметри обраних трансформаторів зведено до табл. 2.7 – 2.8.

Таблиця 2.7 – Параметри обраних трансформаторів споживачів 1 – 4

Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
			ВН	НН					
ABB-16/110/20	16	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	110	20	10,5	85	19	0,7	
ABB-25/110/20	25	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	110	20	10,5	120	27	0,7	
ABB-40/110/20	40	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	110	20	10,5	172	36	0,65	
ABB-800/20/0,4	2	$\pm 92 \times 2,5\%$	20	0,4	6	8	1,3	1,1	
ABB-1600/20/0,4	0,8	$\pm 92 \times 2,5\%$	20	0,4	6	13	2,2	0,9	

						Арк.
						36
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8 – Параметри обраних трансформаторів

Тип	Розрахункові дані		
	$R_T, \text{ Ом}$	$X_T, \text{ Ом}$	$\Delta Q_x, \text{ кВАр}$
ABB-16/110/20	4,02	79,41	112
ABB-25/110/20	2,32	50,82	175
ABB-40/110/20	1,30	31,76	260
ABB-800/20/0,4	1,25	15,00	17,6
ABB-1600/20/0,4	8,13	30,00	7,2

2.1.5 Розрахунок перетоків потужності та падіння напруги

Розрахунок втрат потужності в лініях виконується починаючи з кінця. При цьому необхідно враховувати втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 2.14 – 2.16). На підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора[8].

Розрахунок втрат потужності в лінії проводиться за формулою (2.14):

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot Z \quad (2.14)$$

де, P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконується із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [6].

Розрахунок напруги проводиться за формулою (2.15) [2]:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i} \right)^2 + \left(\frac{P \cdot R - Q \cdot X}{U_i} \right)^2} \quad (2.15)$$

					Арк.
					37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

де, P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} - напруга у вузлі, кВ;

U_i - напруга у попередньому вузлі, кВ.

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховується за формулою (2.16):

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{вузл}} \cdot 100\% \quad (2.16)$$

Для розрахунку необхідно побудувати схему заміщення мережі. На рис. 2.7 зображено схему заміщення схеми.

						Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

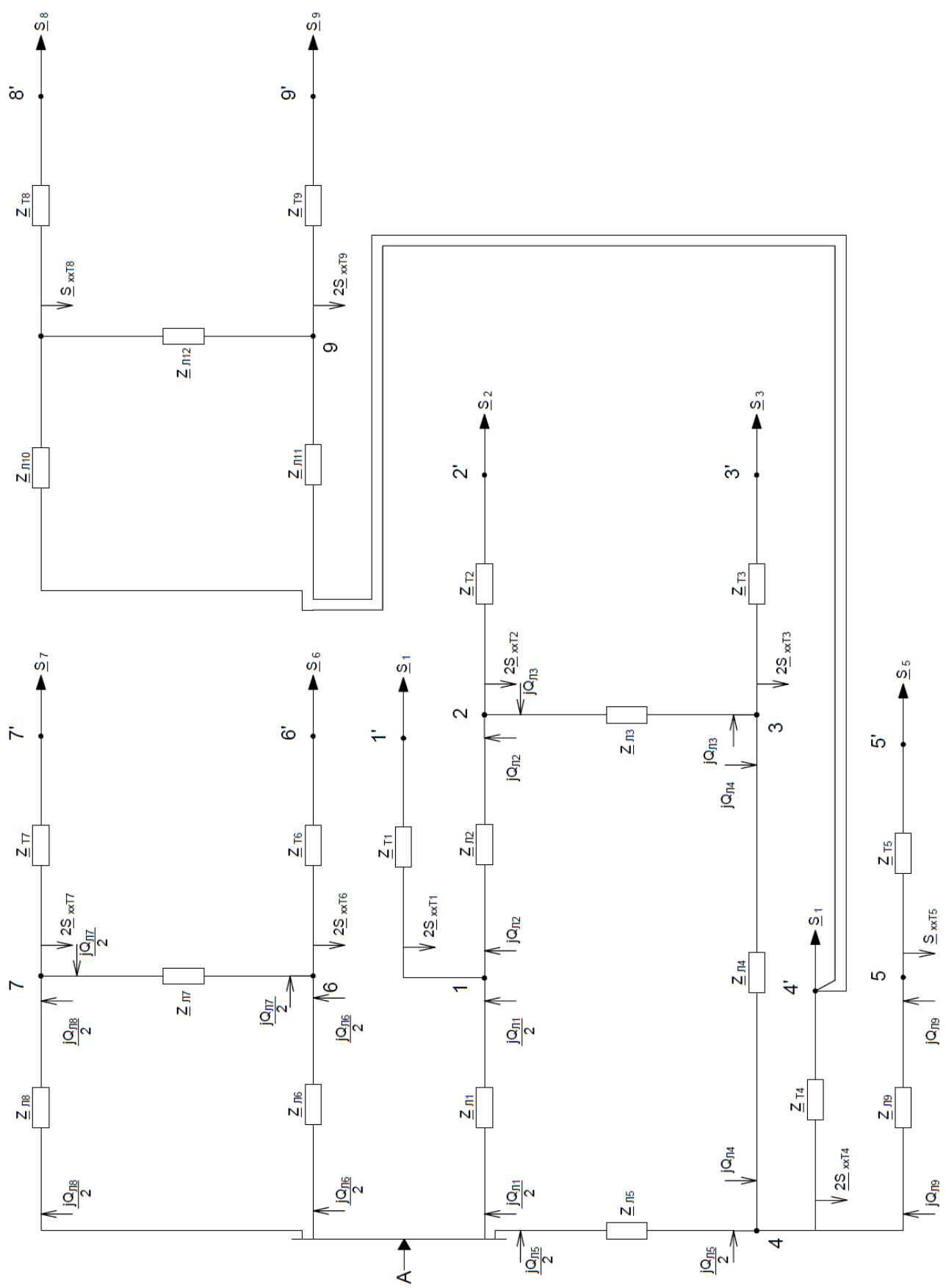


Рисунок 2.7 – Заступна схема електричної мережі

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Наступним етапом проводиться розрахунок мережі. Даний розрахунок схожий із розрахунком котрий наведено вище, тільки враховуються втрати холостого ходу та опір трансформаторів, зарядна потужність та опір ліній. Проводиться розрахунок замкнутої мережі.

Результати розрахунку потужності в кінці та початку трансформаторах із урахуванням втрат холостого ходу, а також опору обмоток трансформаторів зведено до табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	\vec{S}_i^{kin}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{noc}, MVA
1-1'	30+17,8i	0,12+2,56i	30,12+20,36i
2-2'	18+12,1i	0,08+1,54i	18,08+13,64i
3-3'	21+10,76i	0,05+1,17i	21,05+11,93i
4-4'	17,33+10,65i	0,07+1,36i	17,4+12,01i
5-5'	25+14,17i	0,09+2,17i	25,09+16,34i
6-6'	40+18,22i	0,1+2,54i	40,1+20,76i
7-7'	48+28,48i	0,17+4,09i	48,17+32,57i
8-8'	1,25+0,53i	0,04+0,14i	1,29+0,67i
9-9'	0,96+0,57i	0,002+0,02i	0,962+0,59i

Результати розрахунку потужності в кінці та початку ліній із урахуванням втрати потужності в лініях зведено до табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	$\vec{S}_i^{кін}, MVA$	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{поч}, MVA$	I розр, А	I доп, А
Л1	60,06+44,06i	0,22+0,562i	60,28+44,622i	393,64	2x520
Л2	29,74+23,87i	0,142+0,363i	29,882+24,233i	201,93	510
Л3	11,6+10,68i	0,022+0,031i	11,622+10,711i	82,95	330
Л4	9,51+0,71i	0,036+0,037i	9,546+0,747i	50,26	265
Л5	52,47+44,56i	0,45+0,956i	52,92+45,516i	366,36	2x450
Л6	45,66+22,77i	0,814+1,729i	46,474+24,499i	275,74	2x450
Л7	5,51+5,79i	0,049+0,051i	5,559+5,841i	42,32	265
Л8	42,66+21,28i	1,085+1,803i	43,745+23,083i	259,61	2x450
Л9	25,13+33,09i	0,351+0,745i	25,481+33,835i	222,31	450
Л10	1,32+0,82i	0,044+0,028i	1,364+0,848i	46,36	210
Л11	0,93+0,49i	0,033+0,016i	0,963+0,506i	31,40	175
Л12	0,03+0,14i	0,0002+0,0001i	0,0302+0,1401i	4,14	175

Загальна потужність на початку схеми становить:

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{Л1} + \underline{S}_{Л5} + \underline{S}_{Л6} + \underline{S}_{Л8} = 203,4 + j131,1 \text{ MVA}$$

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі зведено до табл. 2.11.

					Арк.
					41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 2.11 - Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

№ вузла	$U_{i,ном}, кВ$	$U_{i,роз}, кВ$	Сходінка РПН
А	121,0	121,00	-
1	110,0	120,32	-
2	110,0	119,43	-
3	110,0	119,19	-
4	110,0	120,90	-
5	110,0	118,96	-
6	110,0	116,04	-
7	110,0	115,12	-
8	20,0	19,93	-
9	20,0	19,90	-
1'	20,0	20,10	3
2'	20,0	19,89	3
3'	20,0	19,82	4
4'	20,0	20,58	2
5'	20,00	19,86	3
6'	20,00	20,36	2
7'	20,00	20,20	-
8'	0,38	0,38	-1
9'	0,38	0,37	2

В додатку Б зображено повну схему заміщення мережі із позначеними на ній вихідних та розрахованих даних.

						Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.1.6 Розрахунок втрат в мережі

Основними величинами, які необхідно використовувати при визначенні втрат електроенергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$$

Втрати в лініях:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left(\frac{S_{\text{нб}}}{U_{\text{нб}}} \right)^2 R_{\text{Л}} \tau$$

Втрати в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{Т}} = 3I_{\text{СК}}^2 R_{\text{Т}} T + R_{\text{Х}} T$$

Результати розрахунку наведені в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 - Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі Б

Ділянка підстанція	$T_{\text{нб}}$, (год,)	τ , (год,)	ΔW , МВт·год
Л1	4985	3394	746,77
Л2	5515	3997	567,62
Л3	5880	4441	97,70
Л4	5880	4441	159,87
Л5	4968	3376	1518,98
Л6	4030	2433	1980,15

Продовження табл. 2.12

Л7	4100	2498	122,40
Л8	4100	2498	2710,29
Л9	5240	3678	1291,10
Л10	4680	3070	135,10
Л11	5240	3678	121,39
Л12	5240	3678	0,74
Т1	4450	2836	340,34
Т2	5280	3724	297,91
Т3	5880	4441	222,04
Т4	6136	4766	333,64
Т5	5240	3678	331,05
Т6	4020	2424	242,37
Т7	4100	2498	424,65
Т8	4680	3070	122,80
Т9	6280	4954	9,91
Сумарні втрати			11776,83

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{Л1}^H \cdot T_{нбЛ1} + P_{Л5}^H \cdot T_{нбЛ5} + P_{Л6}^H \cdot T_{нбЛ6} + P_{Л8}^H \cdot T_{нбЛ8}$$

$$= 930692,9 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,27 \%$$

					Арк.
					44
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

2.2 Розрахунок електричної мережі схеми Б

2.2.1 Визначення довжин ліній

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою та заносимо результати до табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Довжини ліній

Параметри	Лінії					
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6
l , км	9,5	11,7	5,5	17,7	18,6	61,2
$L = l \cdot k_L$, км	11,9	14,6	6,9	22,1	23,3	76,5

Таблиця 2.13 – Продовження

Лінії				
Л7	Л8	Л9	Л10	Л11
37,6	19,9	18,6	24,2	10
47,0	24,9	23,3	30,3	12,5

2.2.2 Розрахунок перетоків потужності без урахування втрат

Для розрахунку струмів та напруги на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності [2].

Для початку проведемо розрахунок потужності для ділянки Б-1-2-Б' зображеної на рис. 2.8.

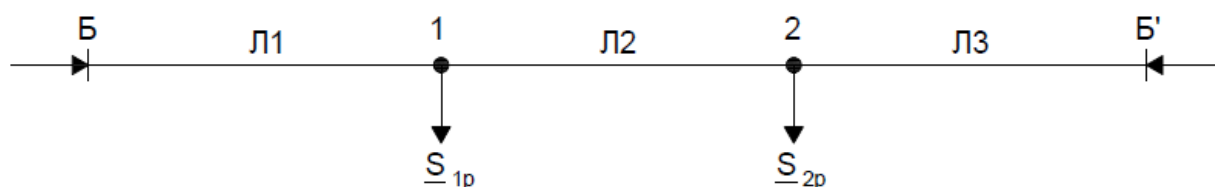


Рисунок 2.8 –Схема кільцевої мережі

Далі проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими та без урахування втрат потужності в лініях та трансформаторів [2].

Знайдемо розрахункові потужності на підстанціях 1-4

$$\underline{S}_{1p} = \underline{S}_1 = 30 + j17,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{2p} = \underline{S}_2 = 18 + j12,1 \text{ МВА}$$

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{Б1} = \frac{\underline{S}_{1p} \cdot (l_2 + l_3) + \underline{S}_{2p} \cdot (l_3)}{l_1 + l_2 + l_3} = 28 + j17,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{49} = \frac{\underline{S}_{2p} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{1p} \cdot (l_2)}{l_1 + l_2 + l_3} = 20 + j12,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{Б1} - \underline{S}_{1p} = -2 - j0,68 \text{ МВА}$$

Розподілу потоку, показано на рис. 2.9.

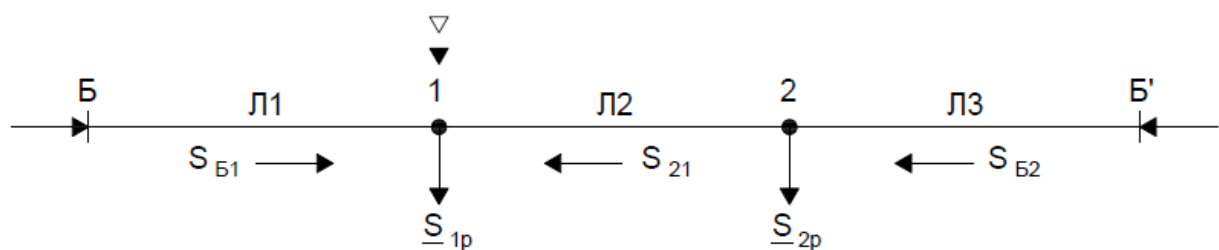


Рисунок 2.9 – Схема поточкорозподілу кільцевої схеми із точкою поточкорозподілу

Проведемо розрахунок потужності для ділянки А-7-6-А' зображеної на рис. 2.10.

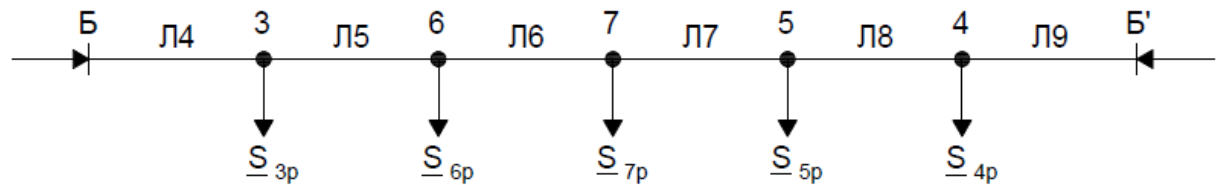


Рисунок 2.10 –Схема кільцевої мережі

Проведемо попередній розрахунок ділянки Б-3-36-7-5-4-Б'.

Знайдемо розрахункові потужності на підстанціях 7,6.

$$\underline{S}_{3p} = \underline{S}_3 = 21 + j10,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{6p} = \underline{S}_6 = 40 + j18,2 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{7p} = \underline{S}_7 = 48 + j28,5 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{5p} = \underline{S}_5 = 25 + j14,2 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{4p} = \underline{S}_4 + \underline{S}_8 + \underline{S}_9 = 17,2 + j10,4 \text{ МВА}$$

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Б3} &= \frac{\underline{S}_{3p} \cdot (l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9) + \underline{S}_{6p} \cdot (l_6 + l_7 + l_8 + l_9) +}{l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9} \\ &\quad + \frac{\underline{S}_{7p} \cdot (l_7 + l_8 + l_9) + \underline{S}_{5p} \cdot (l_8 + l_9) + \underline{S}_{4p} \cdot (l_9)}{l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9} \\ &= 74,2 + j38,8 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Б4} &= \frac{\underline{S}_{4p} \cdot (l_8 + l_7 + l_6 + l_5 + l_4) + \underline{S}_{5p} \cdot (l_7 + l_6 + l_5 + l_4) +}{l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9} \\ &\quad + \frac{\underline{S}_{7p} \cdot (l_6 + l_5 + l_4) + \underline{S}_{6p} \cdot (l_5 + l_4) + \underline{S}_{3p} \cdot (l_4)}{l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + l_9} \\ &= 80 + j43,3 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{36} = \underline{S}_{Б3} - \underline{S}_{3p} = 53,2 + j28 \text{ МВА}$$

					Арк.
					47
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$\underline{S}_{67} = \underline{S}_{36} - \underline{S}_{6P} = 13,2 + j9,79 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{75} = \underline{S}_{67} - \underline{S}_{7P} = -34,8 - j18,7 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{54} = \underline{S}_{Б4} - \underline{S}_{4P} = 59,8 + j32,9 \text{ МВА}$$

Розподілу потоку, показано на рис. 2.11.

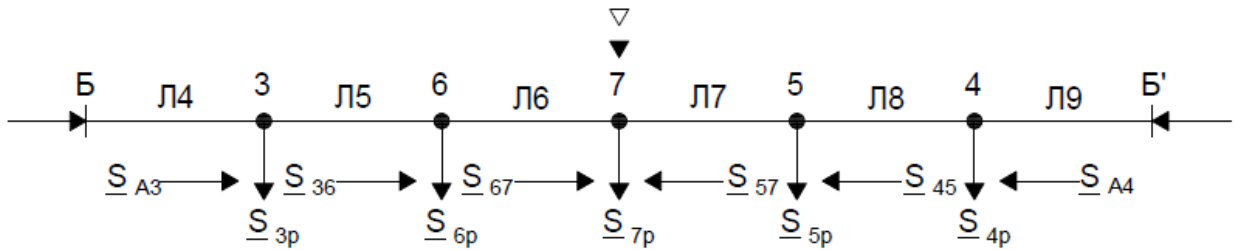


Рисунок 2.11 – Схема поточкорозподілу кільцевої схеми із точкою поточкорозподілу

2.2.3 Розрахунок напруги та струму в електричних мережах

Виходячи із довжин і потужності ліній які йдуть по них визначаємо напругу ліній по емпіричній формулі Ілларіонова (2.14) [3,8]:

Таблиця 2.14 – Потоки потужності та струмів в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=20 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	27,98+17,12i	87,22	-	172,17	86,08
Л2	2,02+0,68i	28,04	-	11,19	5,59
Л3	20,02+12,78i	79,57	-	124,66	62,33
Л4	74,24+38,77i	112,42	-	439,59	219,80
Л5	53,24+28,01i	135,43	-	315,75	157,88
Л6	13,24+9,79i	70,64	-	86,43	43,21

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=20 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л7	34,76+18,69i	110,06	-	207,14	103,57
Л8	59,76+32,86i	127,07	-	357,95	178,97
Л9	76,97+43,26i	136,10	-	463,42	231,71
Л10	2,21+1,1i	29,52	71,26	-	-
Л11	0,96+0,57i	19,45	32,23	-	-

Таблиця 2.15 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, кА	Обрана на- пруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	172,17	110	156,5	АС-185	515
Л2	11,19	110	10,2	АС-70	265
Л3	124,66	110	113,3	АС-120	375
Л4	439,59	110	399,6	2хАС-240	2х605
Л5	315,75	110	287,0	2хАС-150	2х450
Л6	86,43	110	78,6	АС-95	330
Л7	207,14	110	188,3	2хАС-95	2х330
Л8	357,95	110	325,4	2хАС-185	2х515
Л9	463,42	110	421,2	2хАС-240	2х605
Л10	71,26	20	64,9	2хАС-35	2х175
Л11	32,23	20	29,3	АС-35	175

У табл. 2.15 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

2.2.3.1 Розрахунок повного опору ліній схеми

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності за формулами (2.5) – (2.8).

Результати розрахунків інших ліній зведено до табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Параметри ліній схеми

Ділянка	Параметри					
	l_i , м	Марка проводу	Параметри проводу		Q_L , МВАр	Z_L , МВАр
			z_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км		
Л1	11,9	АС-185	0,162+0,413i	2,75	0,40	0,96+2,45i
Л2	14,6	АС-70	0,428+0,444i	2,55	0,45	3,13+3,25i
Л3	15,1	АС-120	0,249+0,427i	2,66	0,49	1,88+3,23i
Л4	11,0	2хАС-240	0,12+0,405i	2,81	0,37	0,66+2,23i
Л5	66,1	2хАС-150	0,198+0,42i	2,7	2,16	6,55+13,89i
Л6	43,3	АС-95	0,306+0,434i	2,61	1,37	6,62+9,39i
Л7	47,0	2хАС-95	0,306+0,434i	2,61	1,48	7,19+10,2i
Л8	24,9	2хАС-185	0,162+0,413i	2,75	0,83	2,01+5,14i
Л9	23,3	2хАС-240	0,12+0,405i	2,81	0,79	1,4+4,71i
Л10	30,3	2хАС-35	0,79+0,391i	-	-	11,95+5,91i
Л11	12,5	АС-35	0,79+0,391i	-	-	4,94+2,44i

2.2.4 Вибір трансформаторів

						Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При виборі трансформатора потрібно враховувати, що на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього. Для вибору трансформаторів скористаємося формулами (2.9) – (2.13):

Результати вибору трансформаторів інших підстанцій зведено до табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Вибір трансформаторів для схеми

№ ПС	S споживача, МВА	Категорія споживача	N тр,	Срозр (1-го тр), МВА	Сном (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	34,88	I	2	24,92	25	0,70	ABB-25/110/20
2	21,69	II	2	15,49	16	0,68	ABB-16/110/20
3	23,60	II	2	16,85	25	0,47	ABB-25/110/20
4	20,11	II	2	14,36	16	0,63	ABB-16/110/20
5	28,74	III	1	28,74	40	0,72	ABB-40/110/20
6	43,95	I	2	31,40	40	0,55	ABB-40/110/20
7	55,81	I	2	39,87	40	0,7	ABB-40/110/20
8	1,36	III	1	1,36	1,6	0,85	ABB-1600/20/0,4
9	1,12	II	2	0,797	0,8	0,7	ABB-800/20/0,4

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів [2].

Далі розраховуємо опір та потужність холостого ходу трансформаторів. Для економії часу скористаємося довідковими даними [8]. Параметри обраних трансформаторів зведено до табл. 2.18 – 2.19.

Таблиця 2.18 – Параметри обраних трансформаторів споживачів 1 – 4

Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
			ВН	НН				
АВВ-16/110/20	16	$\pm 9 * 1,78\%$	110	20	10,5	85	19	0,7
АВВ-25/110/20	25	$\pm 9 * 1,78\%$	110	20	10,5	120	27	0,7
АВВ-40/110/20	40	$\pm 9 * 1,78\%$	110	20	10,5	172	36	0,65
АВВ-800/20/0,4	2	$\pm 92 * 2,5\%$	20	0,4	6	8	1,3	1,1
АВВ-1600/20/0,4	0,8	$\pm 92 * 2,5\%$	20	0,4	6	13	2,2	0,9

Таблиця 2.19 – Параметри обраних трансформаторів 5 та 6

Тип	Розрахункові дані		
	$R_T, Ом$	$X_T, Ом$	$\Delta Q_x, кВАр$
АВВ-16/110/20	4,02	79,41	112
АВВ-25/110/20	2,32	50,82	175
АВВ-40/110/20	1,30	31,76	260
АВВ-800/20/0,4	1,25	15,00	17,6
АВВ-1600/20/0,4	8,13	30,00	7,2

2.2.5 Розрахунок перетоків потужнос і та падіння напруги

Розрахунок втрат потужності в лініях виконується з кінця. При цьому необхідно враховувати втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у табл. 2.20 – 2.22). На підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

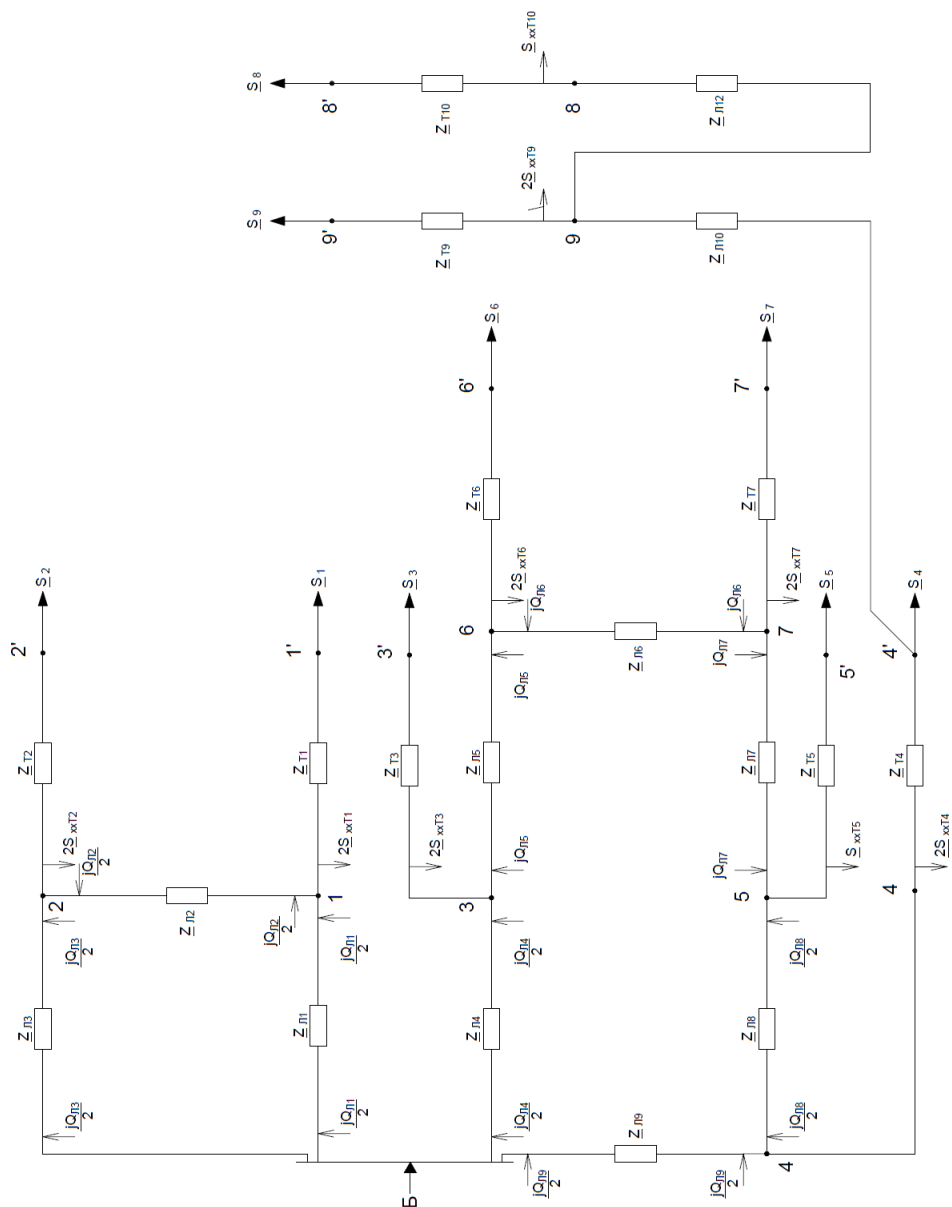


Рисунок 2.12 – Заступна схема електричної мережі

Наступним етапом проводиться розрахунок мережі. Даний розрахунок схожий із розрахунком котрий наведено вище, тільки враховуються втрати холостого ходу та опір трансформаторів, зарядна потужність та опір ліній. Проводиться розрахунок замкнутої мережі.

Результати розрахунку потужності в кінці та початку трансформаторах із урахуванням втрат холостого ходу, а також опору обмоток трансформаторів зведено до табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	\vec{S}_i^{kin}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{noch}, MVA
1-1'	30+17,8i	0,12+2,56i	30,12+20,36i
2-2'	18+12,1i	0,08+1,54i	18,08+13,64i
3-3'	21+10,76i	0,05+1,17i	21,05+11,93i
4-4'	17,24+10,48i	0,07+1,34i	17,31+11,82i
5-5'	25+14,17i	0,09+2,17i	25,09+16,34i
6-6'	40+18,22i	0,1+2,54i	40,1+20,76i
7-7'	48+28,48i	0,17+4,09i	48,17+32,57i
8-8'	1,25+0,53i	0,04+0,14i	1,29+0,67i
9-9'	0,96+0,57i	0,002+0,02i	0,962+0,59i

Результати розрахунку потужності в кінці та початку ліній із урахуванням втрати потужності в лініях зведено до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Результати розрахунку потужності на лініях

Ділянка	\vec{S}_i^{kin}, MVA	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	\vec{S}_i^{noch}, MVA	I розр, А	I доп, А
Л1	24,02+17,04i	0,069+0,176i	24,089+17,216i	155,40	515
Л2	5,89+4,1i	0,013+0,014i	5,903+4,114i	37,76	265
Л3	24,28+15,76i	0,13+0,224i	24,41+15,984i	153,14	375
Л4	73,39+37,76i	0,186+0,628i	73,576+38,388i	435,58	2x605
Л5	51,39+26,11i	0,899+1,907i	52,289+28,017i	311,36	2x450
Л6	11,11+8,21i	0,104+0,148i	11,214+8,358i	73,41	330
Л7	37,13+22,03i	0,554+0,786i	37,684+22,816i	231,22	2x330
Л8	62,81+36,57i	0,439+1,122i	63,249+37,692i	386,45	2x515
Л9	80,56+47,2i	0,504+1,697i	81,064+48,897i	496,89	2x605
Л10	2,24+1,18i	0,096+0,047i	2,336+1,227i	76,17	2x175
Л11	1,25+0,54i	0,023+0,011i	1,273+0,551i	40,04	175

Загальна потужність на початку схеми становить:

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{L1} + \underline{S}_{L3} + \underline{S}_{L4} + \underline{S}_{L8} = 203,1 + j118,4 \text{ МВА}$$

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі зведено до табл. 1.15.

Таблиця 2.22 - Результати розрахунку напруги у вузлах мережі

№ вузла	$U_{i.ном}, \text{кВ}$	$U_{i.роз}, \text{кВ}$	ступінь РПН
A	121,0	121,00	-
1	110,0	120,46	-
2	110,0	120,20	-
3	110,0	120,45	-
4	110,0	119,62	-
5	110,0	118,31	-
6	110,0	117,57	-
7	110,0	115,50	-
8	20,0	19,53	-
9	20,0	19,91	-
1'	20,0	20,12	3
2'	20,0	20,03	3
3'	20,0	20,04	4
4'	20,0	20,72	1
5'	20,00	19,75	3
6'	20,00	20,62	2
7'	20,00	20,27	-
8'	0,38	0,38	-2
9'	0,38	0,37	2

В додатку Б зображено повну схему заміщення мережі із позначеними на ній вихідних та розрахованих даних.

2.2.6 Розрахунок втрат в мережі

Основними величинами, які необхідно використовувати при визначенні втрат електроенергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$$

Втрати в лініях:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left(\frac{S_{\text{нб}}}{U_{\text{нб}}} \right)^2 R_{\text{Л}} \tau$$

Втрати в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{Т}} = 3I_{\text{СК}}^2 R_{\text{Т}} T + R_{\text{Х}} T$$

Результати розрахунку наведені в табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі Б

Ділянка підстанція	$T_{\text{нб}}$, (год,)	τ , (год,)	ΔW , МВт·год
Л1	4586	2974	205,18
Л2	5280	3724	48,41
Л3	5280	3724	484,11
Л4	4606	2993	556,79
Л5	4085	2484	2233,04
Л6	4020	2424	252,06
Л7	4020	2424	1342,72
Л8	4511	2897	1271,87
Л9	4874	3275	1650,43
Л10	5375	3833	367,99

Продовження табл. 2.23

Л11	4680	3070	70,61
Л12	4450	2836	340,34
Т1	5280	3724	297,91
Т2	5880	4441	222,04
Т3	6197	4845	339,17
Т4	5240	3678	331,05
Т5	4020	2424	242,37
Т6	4100	2498	424,65
Т7	4680	3070	122,80
Т8	6280	4954	9,91
Т9	4586	2974	205,18
Сумарні втрати			10813,46

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{Л1}^H \cdot T_{нбЛ1} + P_{Л3}^H \cdot T_{нбЛ3} + P_{Л4}^H \cdot T_{нбЛ4} + P_{Л9}^H \cdot T_{нбЛ9}$$

$$= 973286,47 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,11 \%$$

Для подальшого розрахунку обираємо схему Б.

						Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.7 Вибір трансформатора власних потреб

Оберемо трансформатор власних потреб для підстанції №6, схеми Б. Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.24.

Таблиця 2.24 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Всього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Кількість				P, кВт	Q, кВАр
Охолодження АВВ-40/110/20	4	2	8	0,88	0,54	8	4,3
Підігрів вимикачів напругою 110 кВ	3,6	3	10,8	1	0	10,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	1,8	10	18	1	0	18	0
Підігрів КРП-20	1,5	10	15	1	0	15	0
Освітлення ВРП 110 кВ	5	1	5	1	0	5	0
Освітлення ЗРП	7	1	7	1	0	7	0
Опалення, вентиляція закритого РП	7	1	7	1	0	7	0
Всього						70,8	4,32

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

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

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

де S_{TCH} – потужність трансформатора власних потреб, кВА.

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

Оскільки $S_{розр} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{70,8^2 + 4,32^2} = 56,7$ кВА, тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 100 кВА.

Приймаємо два трансформатора АВВ – 100/20/0,4. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на 0,57, що допустимо.

2.2.8 Післяаварійний режим роботи електричної мережі

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів І категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів ІІ категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади [6].

У аварійному режимі у відповідності з правилами [6] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Результати розрахунку потужності під час аварійного режиму показано у табл. 2.24 – 2.26.

Результати розрахунку потужності в кінці та початку трансформаторах із урахуванням втрат холостого ходу, а також опору обмоток трансформаторів зведено до табл. 2.25.

						Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.25 – Результати розрахунку потужності на трансформаторах

Ділянка	$\vec{S}_i^{кин}, MVA$	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{ноч}, MVA$
1-1'	30+17,8i	0,12+2,56i	30,12+20,36i
2-2'	18+12,1i	0,08+1,54i	18,08+13,64i
3-3'	21+10,76i	0,05+1,17i	21,05+11,93i
4-4'	17,24+10,48i	0,07+1,34i	17,31+11,82i
5-5'	25+14,17i	0,09+2,17i	25,09+16,34i
6-6'	40+18,22i	0,1+2,54i	40,1+20,76i
7-7'	48+28,48i	0,17+4,09i	48,17+32,57i
8-8'	1,25+0,53i	0,04+0,14i	1,29+0,67i
9-9'	0,96+0,57i	0,002+0,02i	0,962+0,59i

Результати розрахунку потужності в кінці та початку ліній із урахуванням втрати потужності в лініях зведено до табл. 2.26.

Таблиця 2.26 – Результати розрахунків потужності в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	$\vec{S}_i^{кин}, MVA$	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{ноч}, MVA$	I розр, А	I доп, А
Л1	0	0	0	0,00	515
Л2	30,17+20,26i	0,342+0,355i	30,51+20,62i	193,27	265
Л3	48,63+33,54i	0,542+0,932i	49,17+34,47i	315,19	375
Л4	166,2+108,3i	1,073+3,625i	167,22+111,95i	1056,23	2x605
Л5	138+83,64i	7,048+14,946i	145,05+98,59i	920,51	2x450
Л6	91,48+56,88i	6,349+9,005i	97,83+65,89i	619,06	330
Л7	42,51+25,6i	0,732+1,038i	43,24+26,63i	266,57	2x330
Л8	17,35+11,22i	0,035+0,091i	17,39+11,31i	108,86	2x515
Л9	0	0	0	0,00	2x605
Л10	2,24+1,18i	0,096+0,047i	2,34+1,23i	76,17	2x175
Л11	1,25+0,54i	0,023+0,011i	1,27+0,55i	40,04	175

					Арк.
					60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Результати розрахунку напруги у вузлах див. табл. 2.27.

Таблиця 2.27 – Результати розрахунків напруги у вузлах під час аварійного режиму

№ вузла	$U_{i,ном}, кВ$	$U_{i,роз}, кВ$	ступінь РПН
A	121,0	121,00	-
1	110,0	118,01	-
2	110,0	119,35	-
3	110,0	119,56	-
4	110,0	97,62	-
5	110,0	98,09	-
6	110,0	111,06	-
7	110,0	100,90	-
8	20,0	18,97	-
9	20,0	19,35	-
1'	20,0	19,69	3
2'	20,0	19,88	3
3'	20,0	19,88	4
4'	20,0	20,19	-9
5'	20,00	19,82	-8
6'	20,00	20,92	-2
7'	20,00	20,02	-7
8'	0,38	0,37	-2
9'	0,38	0,36	2

За результатами розрахунків перетоків потужності обираємо провід для лінії Л5 2хАС-185, а для Л6 – 2хАС-95. Трансформатори з РПН, встанов-

лені на підстанціях 1-4, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регулювальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, які, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на невеликій відстані, що зменшує втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання. Схема заміщення для аварійного режиму роботи мережі показана в додатку Б.

2.2.9 Режим мінімального навантаження електричної мережі

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням, потужність споживачів знаходиться за виразом (0.1) [2]:

$$P_{\min} = P_{\max} \cdot K_{\min} \quad (0.1)$$

де P_{\max} – потужність максимального режиму; K_{\min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{\min} по відношенню до максимального P_{\max} .

Результати розрахунку потужності під час мінімального режиму показано у табл. 2.28 – 2.30.

Таблиця 2.28 - Результати розрахунків потужності під час мінімального режиму

Ділянка	\vec{S}_i^{\min}, MVA	$\Delta \vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{\text{ноч}}, MVA$	I розр, А	I доп, А
Л1	16,1+10,72i	0,03+0,076i	16,13+10,796i	101,87	515
Л2	3,96+2,64i	0,006+0,006i	3,966+2,646i	25,02	265
Л3	16,24+9,95i	0,056+0,097i	16,296+10,047i	100,48	375
Л4	50,59+24,11i	0,086+0,289i	50,676+24,399i	295,20	2x605
Л5	36,09+17,69i	0,358+0,911i	36,448+18,601i	214,77	2x450
Л6	9,13+7,33i	0,038+0,053i	9,168+7,383i	61,78	330
Л7	23,19+11,26i	0,197+0,28i	23,387+11,54i	136,88	2x330
Л8	40,21+19,41i	0,166+0,423i	40,376+19,833i	236,11	2x515
Л9	51,95+25,15i	0,193+0,648i	52,143+25,798i	305,34	2x605
Л10	1,49+0,8i	0,043+0,021i	1,533+0,821i	50,20	2x175
Л11	0,84+0,37i	0,01+0,005i	0,85+0,375i	26,82	175

Таблиця 2.29 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	$\vec{S}_i^{кин}, MVA$	$\Delta\vec{S}_i, MVA$	$\vec{S}_i^{ноч}, MVA$
1-1'	20,1+11,93i	0,05+1,15i	20,15+13,08i
2-2'	12,06+8,1i	0,04+0,69i	12,1+8,79i
3-3'	14,07+7,21i	0,02+0,52i	14,09+7,73i
4-4'	11,54+7,03i	0,03+0,6i	11,57+7,63i
5-5'	16,75+9,49i	0,04+0,97i	16,79+10,46i
6-6'	26,8+12,21i	0,05+1,14i	26,85+13,35i
7-7'	32,16+19,08i	0,08+1,84i	32,24+20,92i
8-8'	0,84+0,36i	0,02+0,06i	0,86+0,42i
9-9'	0,64+0,38i	0,001+0,01i	0,641+0,39i

Таблиця 2.30 – Результати розрахунків потужності в трансформаторах при мінімальному режимі

№ вузла	$U_{i.ном}, кВ$	$U_{i.роз}, кВ$	ступінь РПН
А	121,0	121,00	-
1	110,0	120,66	-
2	110,0	120,48	-
3	110,0	120,64	-
4	110,0	120,21	-
5	110,0	119,46	-
6	110,0	118,85	-
7	110,0	117,67	-
8	20,0	19,52	-
9	20,0	19,77	-
1'	20,0	20,03	4

Продовження табл. 2.30

2'	20,0	19,97	4
3'	20,0	20,20	4
4'	20,0	20,32	3
5'	20,00	20,17	3
6'	20,00	20,16	4
7'	20,00	20,19	2
8'	0,38	0,38	-1
9'	0,38	0,38	1

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена в додатку В.

					Арк.
					64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС "Конотоп" виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів. Вихідні дані ПС наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
46	36	32	26	32	4	10	8

3.1.1 Визначення зони захисту блискавковідводів

Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{36 - 26}{2} = 5 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{36 - 32}{2} = 2 \text{ м}$$

Визначаємо параметри p_1 та p_2 :

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{4^2 + 5^2} = 6,4 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{2^2 + 10^2} = 10,2 \text{ м}$$

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.		Маслаков			Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі та вибір електрообладнання	Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Дяговченко					65	79
Реценз.						СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський						

Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що $r_{x1} = p_1$ та $r_{x2} = p_2$ при висоті h_x

$$r_{x1} = p_1 = 6,4 \text{ м}$$

$$r_{x2} = p_2 = 10,2 \text{ м}$$

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = 22,1 \text{ м}$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = 28,43 \text{ м}$$

3.1.2 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 26 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 15,47 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 13,26 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 6,4 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot h_1 = 49,73 \text{ м}$$

$$L_{max12} = 4,25 \cdot h_1 = 93,9 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 15,47 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12})$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 6,4 \text{ м}$$

3.1.3 Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 32 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 19,9 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 17,06 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 10,2 \text{ м}$$

					Арк.
					66
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$L_{c34} = 2,25 \cdot h_3 = 63,97 \text{ м}$$

$$L_{max34} = 4,25 \cdot h_3 = 120,8 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 19,9 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12})$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 10,2 \text{ м}$$

3.1.4 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 32,14 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 22,1 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25 h_1 = 49,73 \text{ м}$$

$$L_{max13} = 4,25 h_1 = 93,9 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 15,47 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 28,43 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 63,96 \text{ м}$$

$$L_{max31} = 4,25 \cdot h_3 = 120,8 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 19,9 \text{ м}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 15,16 \text{ м}$$

$$h_{c \text{ min}13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 17,69 \text{ м}$$

$$r_{c \text{ 013}} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 15,16 \text{ м}$$

$$r_{cx \text{ 13}} = \frac{r_{c \text{ 013}}(h_{c \text{ min}13} - h_x)}{h_{c \text{ min}13}} = 8,3 \text{ м}$$

					Арк.
					67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

3.1.5 Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 4

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 43,19 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 22,1 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 49,73 \text{ м}$$

$$L_{max14} = 4,25h_1 = 93,92 \text{ м}$$

$$h_{c14} = h_{01} = 15,47 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 28,43 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 63,97 \text{ м}$$

$$L_{max14} = 4,25h_1 = 120,8 \text{ м}$$

$$h_{c14} = h_{01} = 19,9 \text{ м (при умові } L_{14} \leq L_{c41})$$

$$h_{c \min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 17,69 \text{ м}$$

$$r_{c \ 014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 15,16 \text{ м}$$

$$r_{cx \ 14} = \frac{r_{c \ 014}(h_{c \ min14} - h_x)}{h_{c \ min14}} = 8,3 \text{ м}$$

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.3.1.

					Арк.
					68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

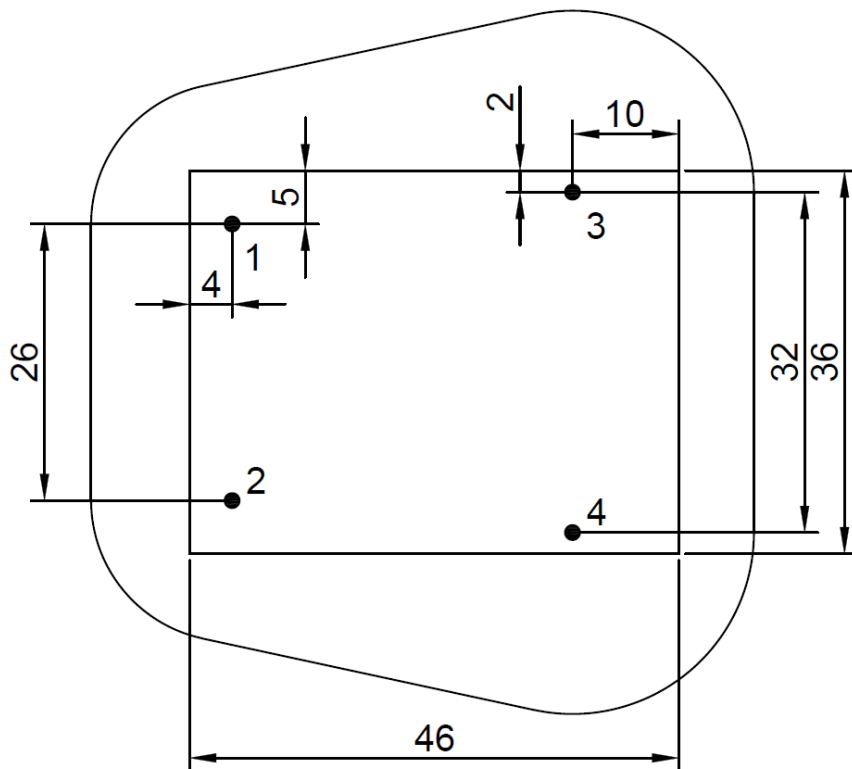


Рисунок 3.1 – Ескіз контуру захисту від ураження блискавки

3.2 Перевірка заземлюючих пристроїв підстанції

Необхідно провести розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами табл. 3.2. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП.

Таблиця 3.2 – Вихідні дані до розрахунку

а, м	б, м	$\rho_{\text{вим}}, \text{Ом} \cdot \text{м}$	$n_{\text{тр}}, \text{шт}$	$l_{\text{пр}}, \text{м}$	Тип тросу
46	36	56	2	250	С-70

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру.

Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{\text{розр}} = K\rho_{\text{вим}} = 1,4 \cdot 56 = 78,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

K – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що $K = 1,4$.

Опір заземлення системи трос-опора: $R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}}R_{\text{оп}}}$

Опір троса:

$$R_{\text{тр}} = \frac{0,0024l_{\text{пр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{0,0024 \cdot 250}{2} = 0,3$$

Опір заземлення опори

При $100 < \rho_{\text{розр}} \leq 500$: $R_{\text{оп}} \leq 15$

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}}R_{\text{оп}}} = 2,12 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{тр-оп}} = 2,12 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів $R_{\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}$:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}}R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = 0,654 \text{ Ом}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{a \cdot b} = \sqrt{46 \cdot 36} = 40,7 \text{ мм}$$

					Арк.
					70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

A – коефіцієнт, що залежить від

$$A = \frac{10}{40,7} = 0,246 \text{ Ом}$$

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{46}{10} \cdot 2 + \frac{36}{10} \cdot 2 = 16 \text{ шт}$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів. Ескіз показано на рис. 3.2.

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 46 \cdot 19 + 36 \cdot 23 = 1702 \text{ м}$$

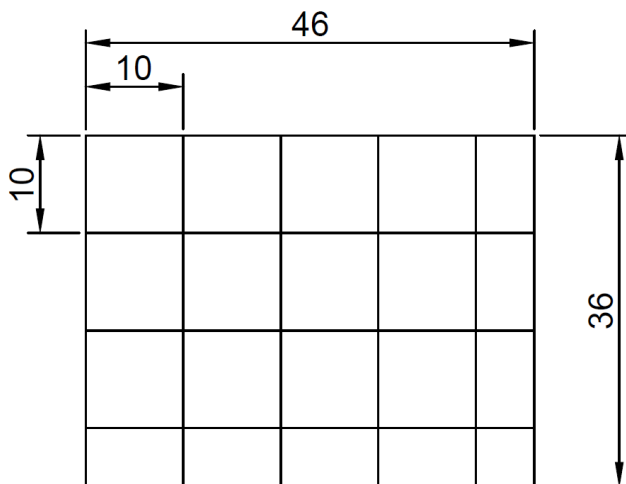


Рисунок 3.2 – Ескіз контуру заземлення

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами:

$$R_{з.р} = \rho_{розр} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right) = 154 \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right) = 0,52 \text{ Ом}$$

					Арк.
					71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

ВИСНОВОК

У бакалаврській роботі спроектовано електричну мережу живлення Котопського району, що має кільцеві та радіальні ділянки. Для зменшення втрат в лінії 10 кВ проектом передбачено розробка схеми електропостачання 110/20 кВ. Було запропоновано два варіанти схеми. Після розрахунку та визначенні втрат було обрано схему Б. На трансформаторних підстанціях встановлено трансформатори марки АВВ. Обрані марки проводів мережі та перевірено в аварійному режимі. Побудовано принципову схему мережі на якій показано всі марки проводів і трансформаторів. Відрегульовано напругу на підстанціях, що мають РПН. В даній роботі знайдено перетоки потужності в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги не потрібна.

Захист підстанції від ударів блискавки виконано за допомогою подвійних блискавковідводів, що встановлені на двох порталах. Було визначено оптимальну висоту блискавковідводів та розраховано зону їх покриття. Заземлюючий пристрій підстанції зроблено спільним для робочого, захисного та грозозахисного заземлень.

						Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Акічев Ш. М. Конотопщина: час, події, долі. Науково-популярне видання / Ш. М. Акічев, А. І. Сахно, Г. І. Стеценко. – Київ: ВД «Фолігрант», 2005. – 232 с.
2. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
3. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Роз-роблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
4. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети : учебник для среднего профессионального образования / А. В. Лыкин. — Москва : Издательство Юрайт, 2022. — 362 с.
5. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
6. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
7. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
8. The Transformer Marketplace [Electronic resource]. URL: <https://www.btbtransformers.com/>.
9. В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. - 2022. 600 с.
10. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

						Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СО 153-34.21.122-2003. Серия 17. Документы по надзору в электроэнергетике. Вып.27. - М.: ОАО "НТЦ "Промышленная безопасность", 2006 год.

11. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах. Учебник для вузов / Базуткин В. В., Ларионов В. П., Пинталь Ю. С. ; под ред. В. П. Ларионова. / – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.

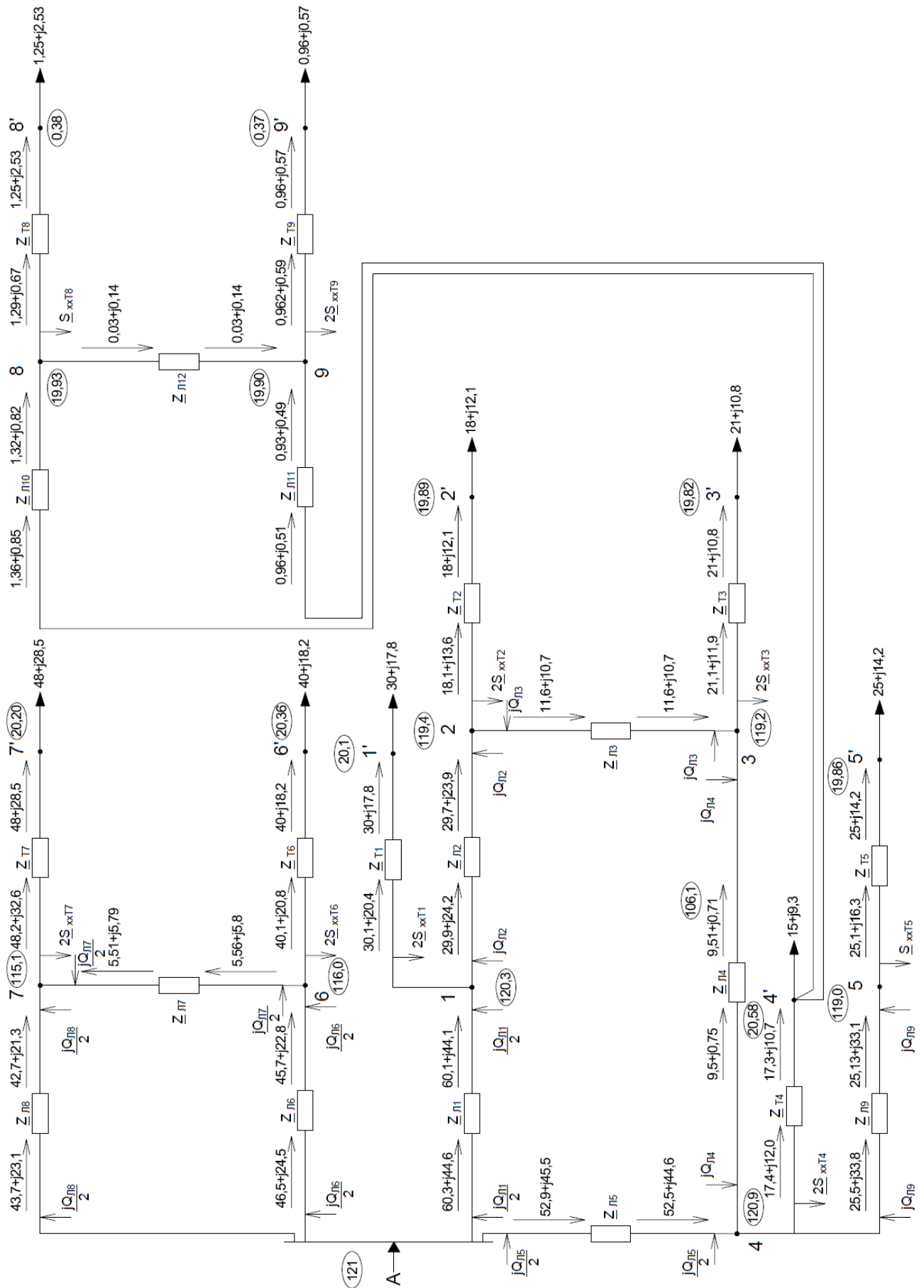
12. Василюк С. В., Василюк К. С. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с.

						Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

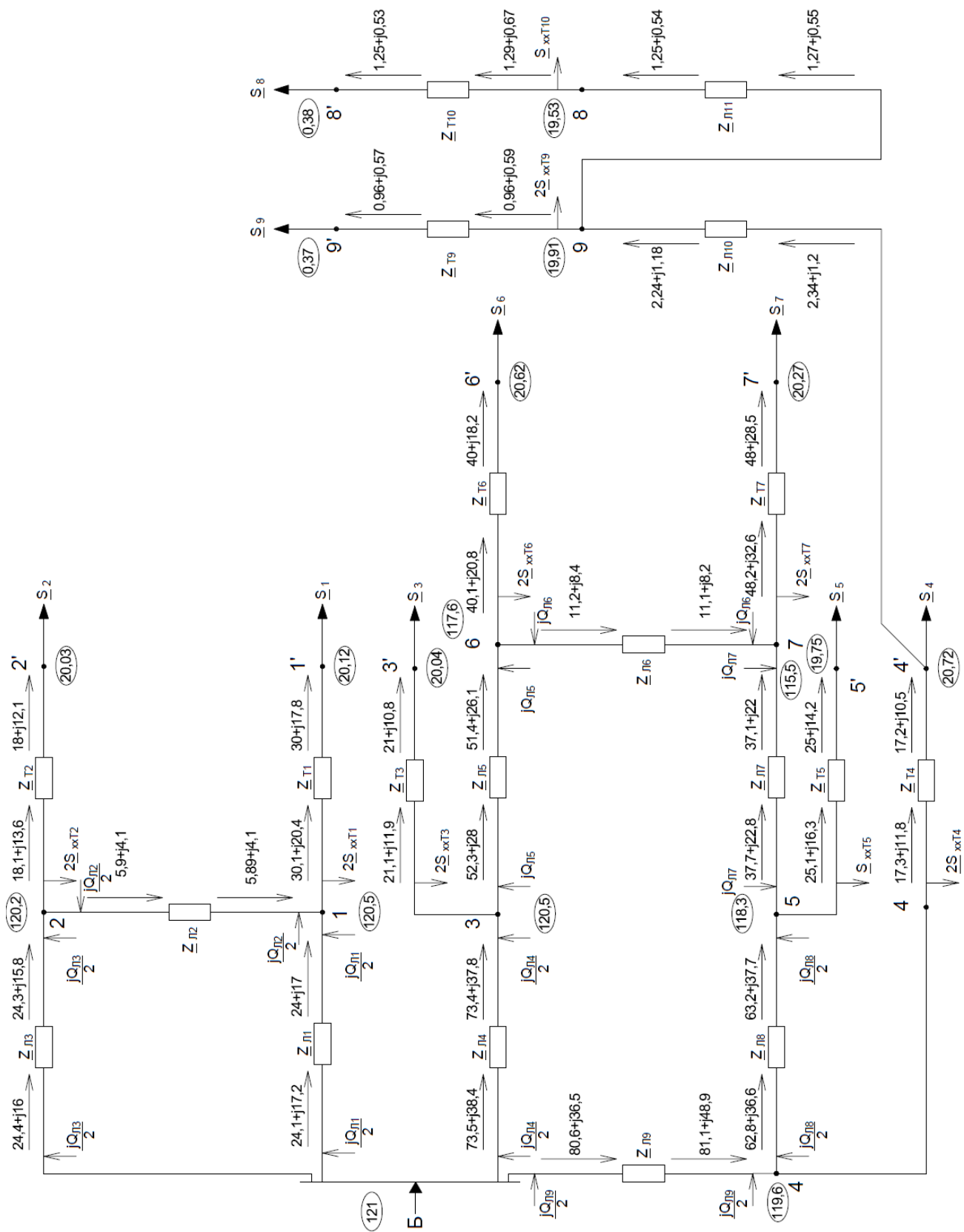
ДОДАТКИ

						Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А – Максимальний режим схема А

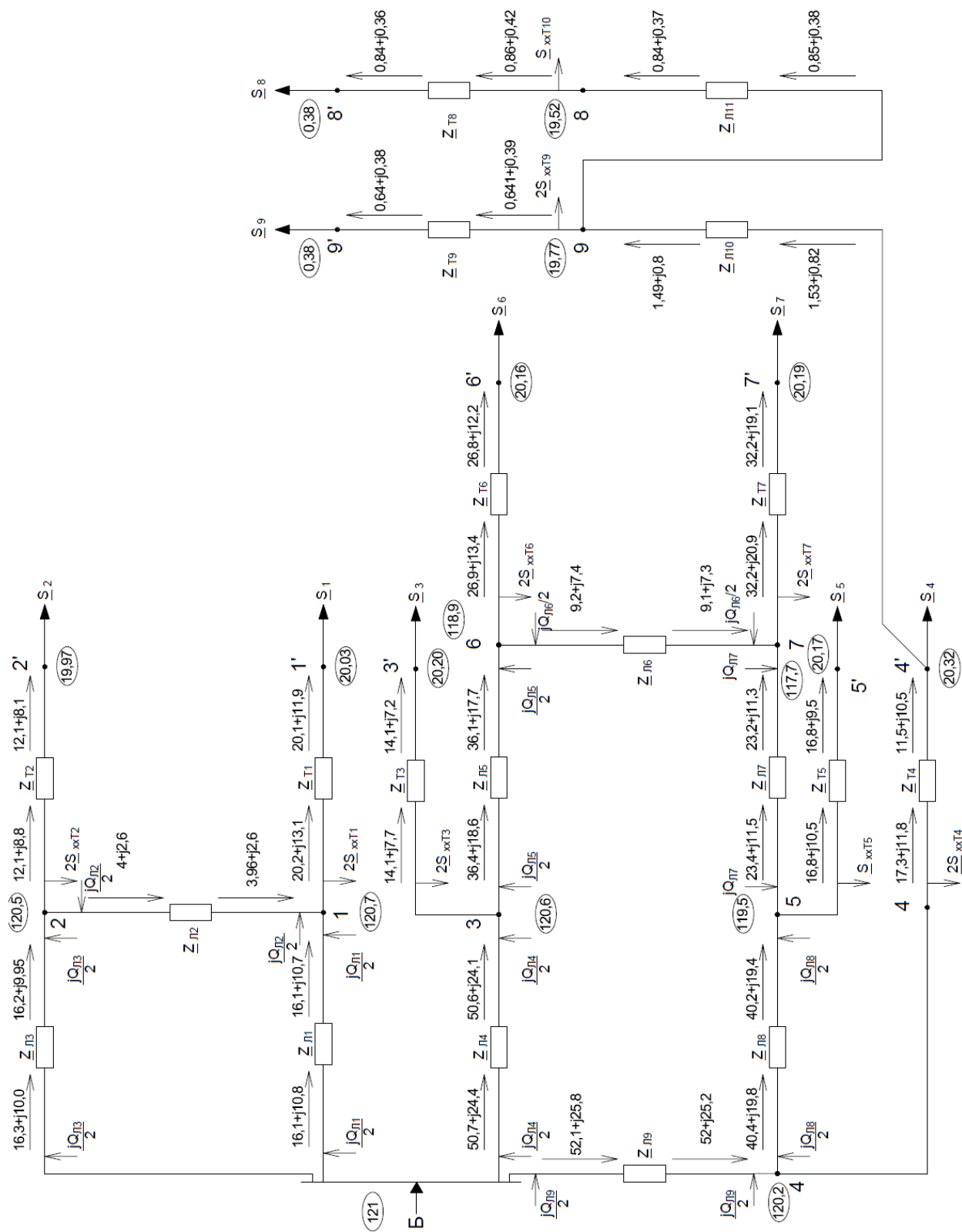


ДОДАТОК Б – Максимальний режим схема Б



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

ДОДАТОК В – Мінімальний режим



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------