

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«_____» _____ 20____ р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістра»

**РОЗВИТОК ЛЕТИЧІВСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ЕФЕКТИВНОСТІ ПРИСТРОЇВ ГРОЗОЗАХИСТУ**

08-13.МКР.011.00.130 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПШ магістр,
групи ЕСМ-18м
галузь знань 14 «Електрична інженерія»
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні системи і
мережі»
Ковальов А.І. _____

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Собчук Н. В. _____
«_____» _____ 20____ р.

Рецензент: _____
«_____» _____ 20____ р.

Вінниця – 2019 року

Зміст

Анотація.....	5
Annotation.....	6
Вступ.....	7
1 Техніко-економічне обґрунтування.....	10
1.1. Розрахунок прогнозу навантажень.....	11
1.2. Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі.....	15
1.2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	15
1.3. Визначення оптимальної схеми електричної мережі.....	17
1.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми.....	17
1.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі.....	18
1.3.3 Застосування методу транспортної задачі до вибору схеми електричної мережі	33
1.3.3.1 Характеристика методу транспортної задачі та її математична модель.....	33
1.3.3.2 Алгоритм розрахунку та його блок схема.....	36
1.3.3.3 Пошук оптимальної схеми електричної мережі.....	38
1.3.4 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі	51
1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	52
1.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій.....	54
1.6. Схеми вузлової підстанції	55
1.6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій.....	56
1.6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності....	59
1.7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку.....	66
1.8. Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку.....	69

2	Захист від прямих ударів блискавки.....	79
2.1.	Комплекс засобів захисту від блискавки	79
2.2.	Зовнішня блискавкозахисна система.....	79
2.3.	Вибір блискавковідводів.....	85
3	Релейний захист і автоматика.....	100
3.1	Види релейного захисту і автоматики живлячої електричної мережі.....	100
3.2	Розрахунок уставок струмового ступінчастого захисту.....	102
4	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях.....	115
4.1	Задачі розділу.....	115
4.2	Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних ліній електропередачі.....	116
4.2.1	Технічні рішення при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних ліній електропередачі.....	117
4.3	Розрахунок заземлюючого пристрою.....	119
4.4	Протипожежний захист електроустановок на підстанції.....	121
5	Економічна частина.....	123
5.1	Визначення повних витрат на розвиток електричної мережі.....	123
	Висновки.....	127
	Література.....	129
	Додатки	

АНОТАЦІЯ

Ковальов А. І. «Розвиток летичівських електричних мереж з дослідженням ефективності пристроїв грозозахисту» ». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2019. – 140 с. Бібліогр.: 13. Рис.: 26. Табл.:36.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано схему розвитку електричної системи, виконано попередній розрахунок мережі із застосуванням ЕОМ, проаналізовано результати розрахунку роботи існуючої і спроектованої мережі, обрано оптимальну схему, розраховано показники надійності і економічності. Проаналізовано ефективність пристроїв грозозахисту.

Ключові слова: електрична мережа, грозозахист, блискавковідвод, силові трансформатори.

ANNOTATION

Kovalov A. I. “The development of Letichiv electric systems for up-to-date efficiency of lightning protection”. Master's qualification work. - Vinnitsya: VNTU. 2019 .-- 140 p. Bibliogr .: 13. Fig .: 26. Tab.: 36.

In the Magisterial Robotics, a circuit for developing the electrical system is designed, the front-end layout is measured for the EOM, the results of the robotic design are analyzed. The effectiveness of the annexes to the lightning storm is analyzed.

Key words: electric measure, lightning storm, bliskavkov drive, power transformers.

Вступ

Електроенергетика України – потужний, складний, розгалужений, технологічний комплекс, призначений для виробництва, передачі та розподілу електроенергії між промисловими, сільськогосподарськими і побутовими споживачами на всій території України.

З розвитком промисловості та народного господарства з'являється необхідність розвитку електроенергетичної системи нашої держави, що проявляється у створенні надійних систем електропостачання, систем з меншими затратами на проектування та будівництво, тобто зведення до мінімуму використання ресурсів, матеріалів тощо. Разом з цим повинна зростати надійність електроенергетичних систем. При проектуванні розвитку мережі необхідно враховувати розвиток новітніх технологій, що дають змогу більш економічного постачання електроенергії споживачам, зменшуючи при цьому затрати на її передачу.

Існуючі електричні мережі напругою 35-750 кВ створені ще в рамках Радянського Союзу і в теперішній час для них характерні наступні проблеми:

- а) великий об'єм морально і фізично застарілого електрообладнання підстанцій;
- б) недостатня проектна надійність експлуатованих ліній електропередач;
- в) морально і фізично застарілі конструкції повітряних ліній електропередач;
- г) недостатнє нормативно-технічне забезпечення функціонування електромережевого господарства;
- д) значні експлуатаційні затрати.

При проектуванні повітряних ліній електричних передач (ПЛЕП) рекомендується орієнтуватись на розвиток електричної мережі (ЕМ) на найближчі п'ять років. Для ПЛЕП 110 кВ і більше ця умова є обов'язковою.

Довжина ліній має бути по можливості коротшою і її вибір необхідно

проводити на основі техніко-економічного порівняння можливих варіантів для того, щоб отримати економічно ефективний проект.

Забезпечення достатньої надійності та економічності роботи електричної системи, а також якості електроенергії, вимагає аналізу за допомогою ЕОМ працездатності електричних систем та перевірки можливості регулювання параметрів її режимів та керування нормальними режимами.

Метою розвитку електричних мереж є забезпечення надійного електропостачання споживачів, зменшення втрат на передачу електричної енергії, покращення техніко-економічних показників електричної системи в цілому. Конкретно можна виділити наступні задачі:

- а) вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі;
- б) вибір основного обладнання на споживчих підстанціях;
- в) вибір схем розподільчих пристроїв споживчих та вузлових підстанцій з урахуванням надійності;
- г) оцінка балансу потужностей;
- є) розрахунок та аналіз режиму електричної мережі;
- ж) визначення основних техніко-економічних показників.

Однією з важливих проблем при проектуванні розвитку електричних мереж (ЕМ) є технічне та техніко-економічне порівняння можливих варіантів розвитку. При проведенні таких розрахунків необхідно одночасно враховувати великий перелік несумісних критеріїв, які загалом визначають ефективність того чи іншого варіанту. Виходячи з цього визначення, оптимальна стратегія розвитку потребує використання системного підходу, який вимагає розглядати ЕМ, як об'єкт системотехніки, тобто як технічну систему, в якій технічні та економічні показники кожного елементу системи впливають на аналогічні показники інших елементів. Це означає, що на наступних етапах проектування необхідно враховувати технічні та економічні наслідки попередніх етапів проектування, оскільки їх вплив може знизити ефективність, або навіть зробити неможливим

використання кінцевого результату проектування. Таке врахування можливе за рахунок корекції попередніх проектних рішень.

З метою визначення працездатності запроєктованої електричної мережі необхідно виконувати розрахунки різних режимів. За допомогою ЕОМ є можливість розраховувати усталені режими електричних мереж і шляхом регулювання напруги досягти необхідних значень напруг у вузлах запроєктованої електричної мережі.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

На сьогоднішній день надзвичайно актуальним питанням є розвиток розподільних електричних мереж. У зв'язку з цим була розроблена програма розвитку електричних мереж.

Виконання даної програми до 2022 року дасть можливість:

- підвищити рівень безпеки людей і навколишнього середовища;
- перейти на значно вищий ступінь сталої роботи, надійного та якісного забезпечення споживачів електричною енергією;
- скоротити технологічні витрати електроенергії на її передавання;
- скоротити витрати на технічне обслуговування;
- зупинити темпи зносу об'єктів електричних мереж;
- покращити інвестиційну привабливість регіонів.

Розроблена програма розвитку електричних мереж передбачає динамічний, скоординований за класами напруги комплекс робіт по відтворенню основних фондів електричних мереж.

Можливі джерела фінансування визначені на підставі пропозицій енергопостачальних компаній і потребують уточнення під час складання річних інвестиційних програм.

В наш час електрична мережа, яка проектується повинна задовольняти вимогам надійності та економічності, забезпечувати якість енергії для споживача, безпеку, зручність експлуатації та можливість розвитку. Даним умовам відповідають вимоги, які висуваються до схем, їх конфігурацій, основних параметрів, обладнанню, системної автоматики та режимам роботи.

Проектування розвитку електричної мережі потрібно виконувати у відповідності з ПУЕ та будівельними нормами і правилами (БН і П).

При проектуванні повітряних ліній електричних передач (ПЛЕП) рекомендується орієнтуватись на розвиток електричної мережі на найближчі п'ять років. Для ПЛЕП 35–110 кВ і більше ця умова є обов'язковою.

Траса ПЛЕП має бути по можливості коротшою, і її вибір необхідно проводити на основі техніко-економічного порівняння можливих варіантів для того, щоб отримати найбільш економічно ефективний проект.

Переріз та матеріал проводів визначаються електричним розрахунком мережі, її параметрами та конкретними умовами розміщення ПЛЕП (райони по ожеледиці), визначають область використання проводів на ПЛЕП. Все це має бути враховано для того, щоб отримати мережу зі зведеною до мінімуму можливістю аварії та перерви в електропостачанні

Проектування повинно проводитись з врахуванням динаміки розвитку навантажень та мереж. У схемах мереж повинен бути передбачений подальший розвиток та можливість об'єднання їх на паралельну роботу з основними мережами суміжних районів, такі схеми повинні мати експлуатаційно-структурну гнучкість.

З метою визначення працездатності запроектованої електричної мережі необхідно виконувати розрахунки різних режимів. За допомогою ЕОМ є можливість розраховувати усталені режими електричних мереж і шляхом регулювання напруги досягти необхідних значень напруг у вузлах запроектованої електричної мережі.

1.1 Розрахунок прогнозу навантаження

Для прогнозування навантаження в існуючій мережі 110 кВ застосуємо метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти;

T – період прогнозу.

Для виконання прогнозу навантажень було застосовано електронний процесор EXCEL.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0. \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i; \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i. \end{cases} \quad (1.4)$$

Таблиця 1.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
$P_{\max}, \%$	86	86	87	91	92	93	96	98	99	100

Після підстановки вхідних даних з табл. 1.1 в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 927.; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5247.. \end{cases}$$

Звідки $a' = 83.87$, $b' = 1.72$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1.72 \cdot T + 83.87.$$

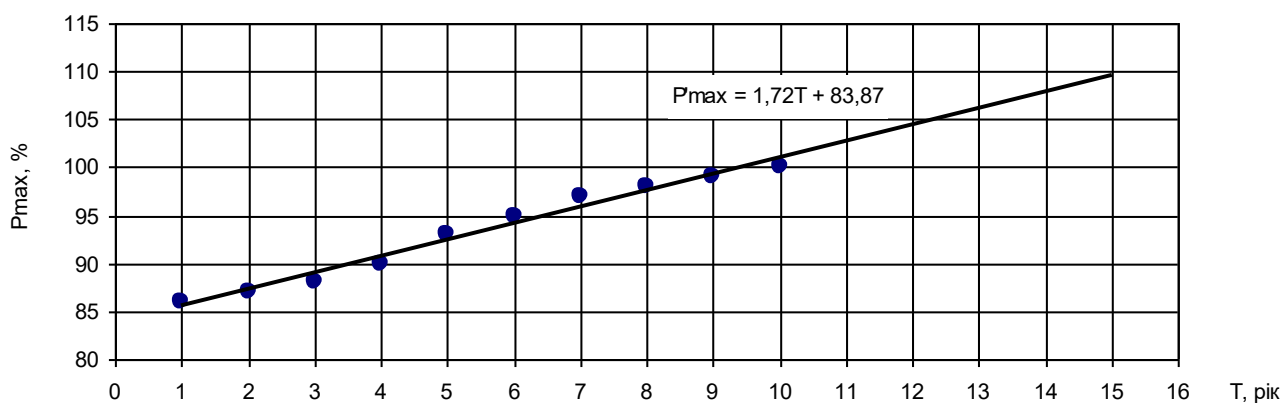


Рисунок 1.1 - Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Таким чином, прогнозоване навантаження на наступні 5 років буде мати таке значення:

$$P'_{\max} = 1.72 \cdot 15 + 83.87 = 110 \%$$

За даними ретроспективи виконаємо прогноз навантажень по вузлам на наступні 5 років.

Наведемо таблицю вихідних даних та результатів роботи програми EXCEL (таблиця 1.2).

Як бачимо, із урахуванням прогнозу навантажень, немає необхідності ставити більш потужні трансформатори на підстанціях існуючої електричної мережі.

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (110. %) виконаємо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі та проаналізуємо отримані результати.

Таблиця 1.2 – Вихідні дані та результати прогнозування навантаження для вузлів існуючої мережі

Назва вузла	$n_{\text{вузла}}$	P_n , МВт	Q_n , МВАр	S_n , МВА	P_n прог., МВт	Q_n прог., МВАр	S_n прог., МВА	$n_{\text{тр}}$	$S_{\text{номтр}}$, МВА	$K_{\text{перев}}$
Ракова	1	4,3	2,20	4,83	4,73	2,42	5,31	2	10	53,13
Ружичанка	2	1,7	0,96	1,95	1,87	1,06	2,15	1	4	53,69
Івашківці	3	2,4	1,16	2,67	2,64	1,28	2,93	2	6,3	46,54
Богданівці	4	0,8	0,45	0,92	0,88	0,50	1,01	1	1,6	63,10
Лозове	5	2,1	0,96	2,31	2,31	1,06	2,54	1	6,3	40,32
Деражня	6	5,2	2,81	5,91	5,72	3,09	6,50	2	16	40,64
Вовковинці	7	2,3	1,18	2,59	2,53	1,30	2,84	1	6,3	45,14
Комаринці тяга	8	9,2	4,46	10,22	10,12	4,91	11,25	1	32	35,15
Балки	9	8,35	4,73	9,60	9,19	5,20	10,56	2	25	42,23
Летичів	10	5,4	2,46	5,93	5,94	2,71	6,53	1	16	40,80
Козачки	11	1,1	0,59	1,25	1,21	0,65	1,37	1	2,5	54,92
Голонищево	12	0,72	0,37	0,81	0,79	0,41	0,89	1	1,6	55,65

Продовження таблиці 1.2

Бохни	13	1,3	0,56	1,43	1,43	0,65	1,57	1	2,5	62,82
Бройлерна	14	0,8	0,39	0,89	0,88	0,43	0,98	1	1,6	61,19
Новоконстантинів	15	1,2	0,68	1,38	1,32	0,75	1,52	1	2,5	60,69
Тележинці	16	1,4	0,76	1,59	1,54	0,84	1,75	1	2,5	70,09

Цукровий завод	17	1,2	0,61	1,35	1,32	0,67	1,48	1	2,5	59,23
Стара Синява	18	5,6	2,55	6,15	6,16	2,81	6,77	1	16	42,3
Маломолонці	19	2,6	1,26	2,89	2,86	1,39	3,18	1	6,3	50,45

1.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі проводиться з метою вибору з існуючої мережі найкращих за певним критерієм вузлів живлення для 5 нових вузлів споживання електричної енергії. Критерієм вибору цих вузлів може бути:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів.

Розрахунок проведемо у програмному комплексі “Втрати – High”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі.

2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно в програмі проводиться розрахунок усталеного режиму електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та потужностей (струмів) у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35 кВ представлені в додатку В у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії (таблиця Б.1), результатів розрахунків по вітках (таблиця Б.2) та по вузлах (таблиця Б.3).

Приведемо в таблиці 1.3 значення граничних економічних потужностей на один ланцюг повітряних ліній для різних перерізів, оскільки далі буде проведено порівняння перетоків потужностей, що протікають в даних лініях.

Таблиця 1.3 – Значення граничних потужностей на один ланцюг в повітряних лініях

Напруга	Тип опор	Матеріал	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність на один ланцюг, МВт, для перерізів. мм ²					
				70	95	120	150	185	240
35	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	–	5,5	8,4	11,0	–	–
110	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	-	17	21,5	25,7	39,5	63,5

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має потенціал для подальшого розвитку, оскільки характеризується малими втратами потужності (1,364 МВт або 2.5%) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в лініях 101-1 та 9-105 не відповідають допустимим значенням економічних потужностей для даних перерізів.

Тому було прийнято рішення збільшити переріз в лініях таким чином:

лінія 101-1 з АС 120 на АС 150;

лінія 9-105 з АС 150 на АС 185.

З врахуванням збільшення перерізів було розраховано режим роботи мережі, результати якого представлені в додатку Д. На основі цього, можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має втрати потужності (1,384 МВт або 2.6%) та характеризується достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в лініях відповідають допустимим значенням за умови нагрівання проводів повітряних ліній (найбільш завантажені ділянки 110 кВ: 101-1 – 22,117 (МВт), 9-105 – 24,555 (МВт)).

3. За основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузли 201, 202, 203, 204 та 205) можуть бути прийняті вузли – 10, 13, 14, 15 оскільки вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають допустимий рівень напруги.

4. Вузли живлення мають такі схеми РП:

10 (Летичів) – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем;

13 (Бохни) – місток без вимикачів на трансформатори;

14 (Бройлерна) – місток без вимикачів на трансформатори;

15 (Новоконстянтинів) – місток без вимикачів на трансформатори.

На рисунку 1.2 також покажемо результати розрахунку усталеного режиму існуючої мережі з врахуванням корекції.

1.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

1.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Тому для вирішення

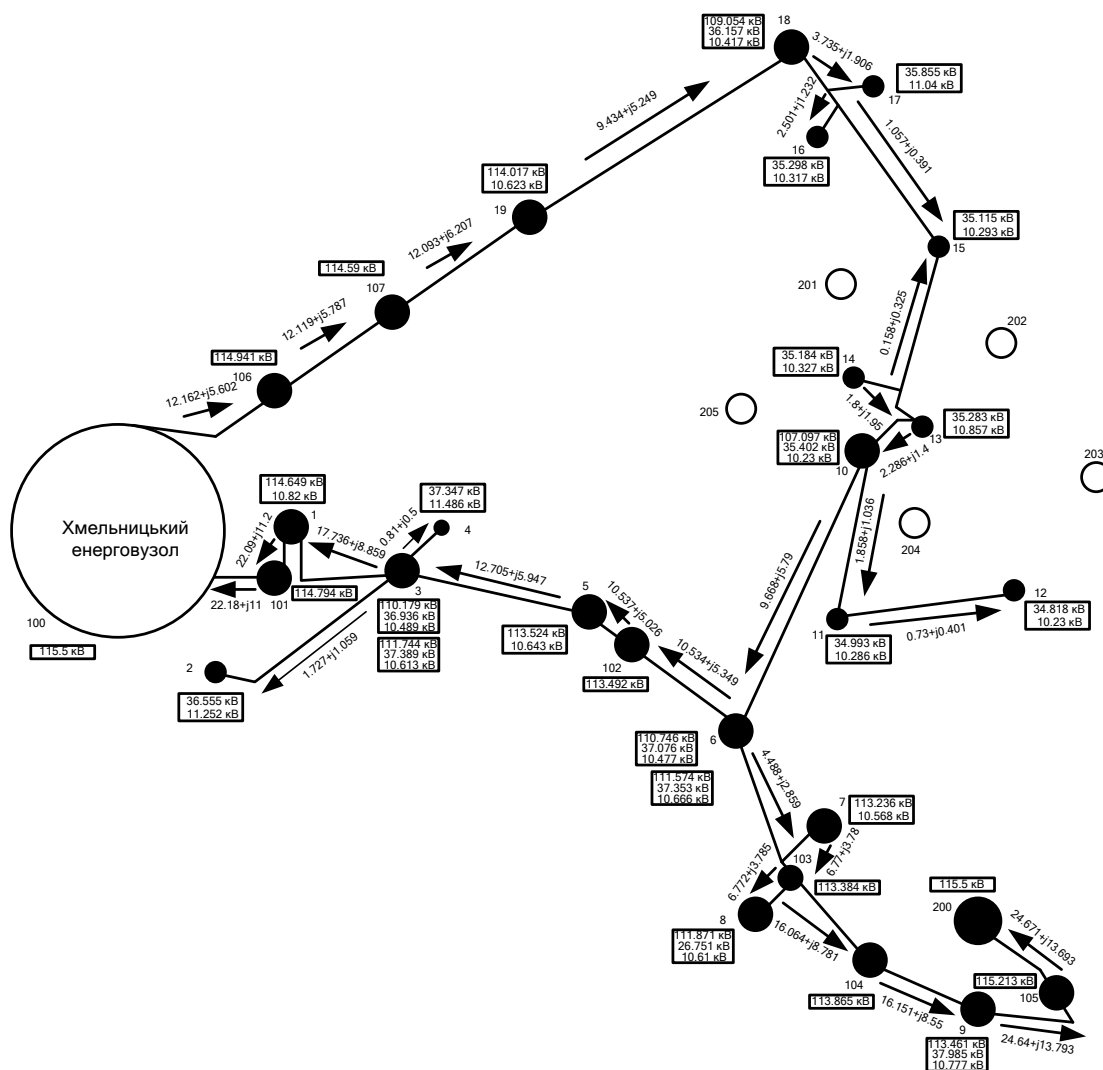


Рисунок 1.2 – Результати розрахунку усталеного режиму існуючої мережі

задач оптимізації в енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокрокову операцію для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної. Деякі задачі дозволяють виконувати таке розбиття цілком природно, в інших випадках його доводиться робити штучно. Розв'язувати поставлену багатокрокову задачу у цілому важко. Легше відшукати оптимальне управління крок за кроком,

знаходячи оптимум тільки однієї змінної на кожному кроці. Результат оптимізації всієї задачі визначиться як підсумок оптимального управління на окремих кроках.

Таким чином на кожному кроці відшуковують таке управління, яке забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний момент рівня. А у підсумку знаходиться умовно-оптимальне управління на всіх кроках [9].

Оскільки розвиваюча підстанція розташована в центрі нових навантажень, доцільно застосувати метод поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі. Метод поконтурної оптимізації – частковий випадок одного з загальних методів математичного програмування, що отримав назву покоординатної оптимізації [9].

Тому надалі проведемо вибір оптимальної схеми електричної мережі саме за допомогою таких методів як, метод динамічного програмування та поконтурної оптимізації.

1.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть введені протягом 3 років.

Запишемо функцію мети. Найкраще потребам і умовам задачі відповідає функція затрат з врахуванням динамічного принципу, тобто:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (1.5)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{H.П})^{1-t}; \quad (1.6)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні витрати для t-го року на будівництво конкретних ліній окремих варіантів;

$E = 0.12$ - нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконтування);

t - поточний рік розвитку;

$\Delta B^{(t)}$ - щорічні витрати, пов'язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях;

$E_{н.п.} = 0.08$ - норматив приведення різночасових витрат.

Капітальні витрати для будь-якого варіанту визначаються за формулою:

$$K^{(t)} = K_{п} \cdot \Delta L_t, \quad (1.7)$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0.0594 \cdot K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c, \quad (1.8)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні вкладення, тис. грн;

P - активна потужність, що передається по лінії, МВт;

U_H - номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто 35 кВ);

r_0 - питомий опір проводу, Ом/км;

τ - час максимальних втрат, год:

$$\tau = (0.124 + T_{нб} / 10000)^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5500 / 10000)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ (год)};$$

ΔL_t - приріст довжини лінії, км;

$c = 0.56$ грн = $7.0 \cdot 10^{-2}$ у.о/кВт·год - вартість 1 кВт·год. втраченої енергії [9].

В цілому задача динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж може бути сформульована таким чином:

мінімізувати Z_{Σ} при обмеженні на будівництво ліній - 29 км на рік та балансі потужностей.

Отже, з врахуванням обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (рис. 1.3):

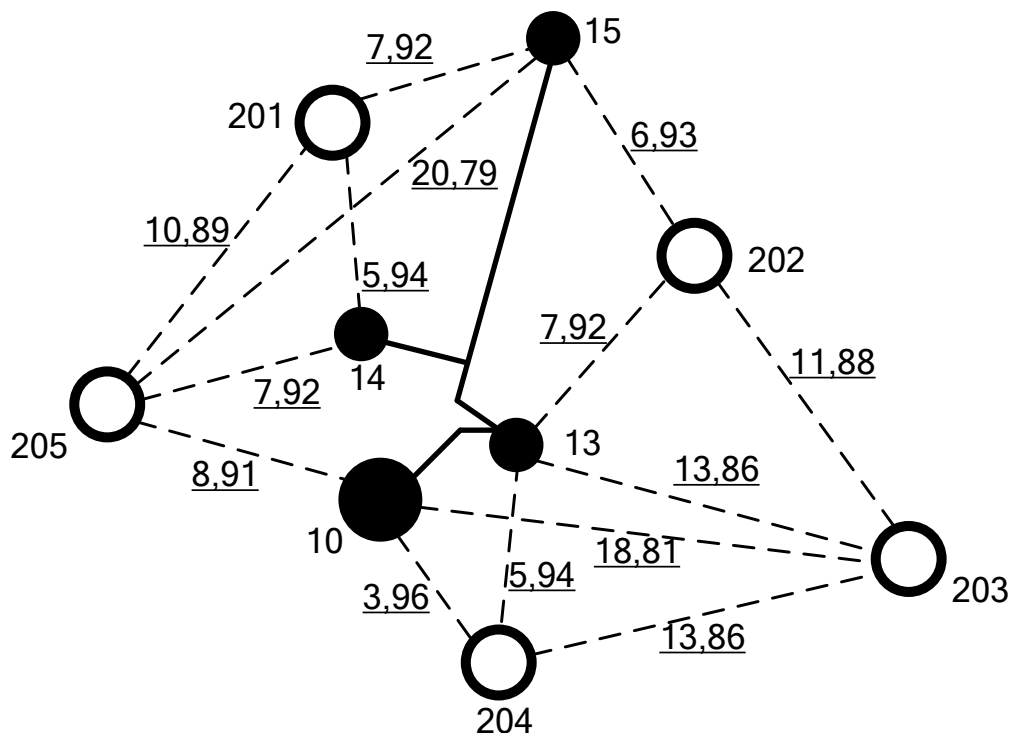


Рисунок 1.3 - Часткова схема електричної мережі

Визначимо довжини можливих ділянок мережі за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_1 \cdot L, \quad (1.9)$$

де m_1 – масштаб в км/мм;

L – довжина на карті, мм;

1,1 – коефіцієнт нелінійності траси.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач.

Для лінії 15-201 довжина лінії складе:

$$L_{15-201} = 1,1 \cdot 9 \cdot 0,8 = 7,92 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунків виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	15-201	14-201	14-205	10-205	15-202	13-202	13-203	10-203	13-204	10-204	205-201	202-203	203-204
Довжина, см	0,8	0,6	0,8	0,9	0,7	0,8	1,4	1,9	0,6	0,4	1,1	1,2	1,4
Довжина, км	7,92	5,94	7,92	8,91	6,93	7,92	13,86	18,81	5,94	3,96	10,89	11,88	13,86

Для прикладу визначати сумарні витрати будемо для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються аналогічно, результат відображуємо в таблиці 1.5.

За 3 роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 201, 202, 203, 204 та 205. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 29 км лінії, очевидно, що протягом першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для двох споживачів, протягом другого року для одного або двох споживачів, а протягом третього року - до останнього споживача. Варіанти розвитку електричної мережі представлені на рисунку 1.4.

Варіант №1:

1-ий рік - будуємо лінії 15-201, 201-205 та 10-205. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі складатиме:

$$\Delta L = 7.92 + 10.89 + 8.91 = 27.72 \text{ (км)} \leq 29 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по будівництву ліній.

Повна та реактивна потужність нових споживачів складатиме:

$$S_{201} = P_{201}/\cos \varphi = 2.1/0.9 = 2.33 \text{ (MBA)};$$

$$S_{202} = 2.2/0.91 = 2.42 \text{ (MBA)};$$

$$S_{203} = 1.4/0.88 = 1.59 \text{ (MBA)};$$

$$S_{204} = 1.2/0.92 = 1.3 \text{ (MBA)};$$

$$S_{205} = 1.7/0.89 = 1.91 \text{ (MBA)};$$

$$Q_{201} = \sqrt{S_{201}^2 - P_{201}^2} = \sqrt{2.33^2 - 2.1^2} = 1.02 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{202} = \sqrt{2.42^2 - 2.2^2} = 1 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{203} = \sqrt{1.59^2 - 1.4^2} = 0.76 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{204} = \sqrt{1.3^2 - 1.2^2} = 0.51 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{205} = \sqrt{1.91^2 - 1.7^2} = 0.87 \text{ (MBAp)}.$$

Потокорозподіл для всіх варіантів знаходиться або як для радіальної мережі, або як для ділянки з двостороннім живленням (приймаємо однакову напруга у вузлах живлення). Результати знаходження потокорозподілу представлені в таблиці 1.5.

Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 1.4.

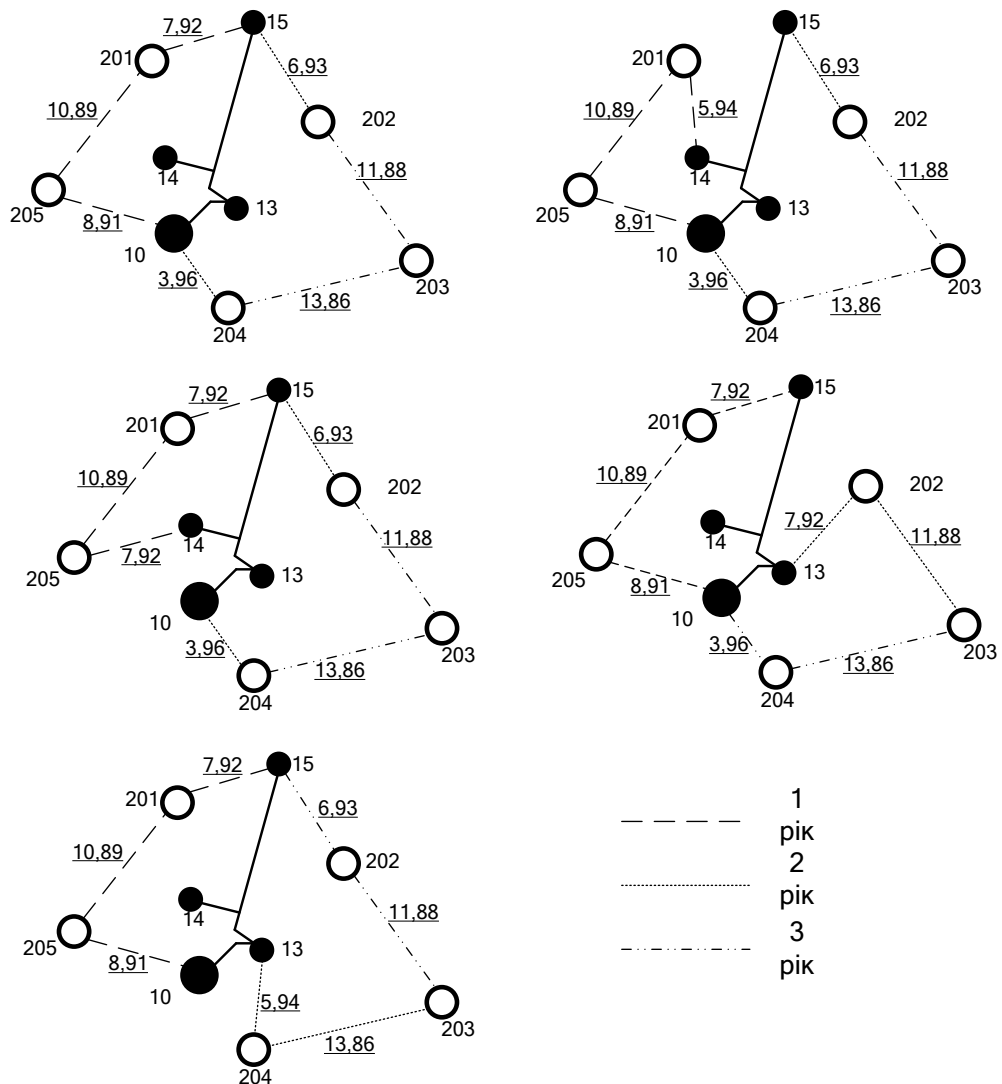


Рисунок 1.4 – Варіанти розвитку електричної системи

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу ліній 15-201, 201-205 та 10-205.

При розрахунку поточкорозподілу на ділянці 15-201-205-10 будемо вважати, що напруги у вузлах 15 та 10 рівні між собою і тому розглянемо цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\dot{S}_{15-201} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i10}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.10)$$

$$\dot{S}_{10-205} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i15}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.11)$$

де S_i - повна потужність i -ого навантаження по шляху від 8 вузла до 9 вузла або навпаки;

l_{i15}, l_{i10} - довжини ділянок від i -го вузла до 15 і 10 відповідно;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужність ділянки 15-201 дорівнює:

$$\dot{S}_{15-201} = \frac{\dot{S}_{201} \cdot (l_{201-205} + l_{10-205}) + \dot{S}_{205} \cdot l_{10-205}}{l_{15-201} + l_{10-205} + l_{201-205}};$$

$$\dot{S}_{15-201} = \frac{(2.1 + j1.02) \cdot (10.89 + 8.91) + (1.7 + j0.87) \cdot 8.91}{7.92 + 10.89 + 8.91} = 2.05 + j1.01 = 2.28 \text{ (MVA)}.$$

Для ділянки 10-205 маємо:

$$\dot{S}_{10-205} = \frac{\dot{S}_{205} \cdot (l_{201-205} + l_{15-201}) + \dot{S}_{201} \cdot l_{15-201}}{l_{10-205} + l_{201-205} + l_{15-201}};$$

$$\dot{S}_{10-205} = \frac{(1.7 + j0.87) \cdot (10.89 + 7.92) + (2.1 + j1.02) \cdot 7.92}{8.91 + 10.89 + 7.92} = 1.75 + j0.88 = 1.96 \text{ (MVA)}.$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{15-201} + \dot{S}_{10-205} = \dot{S}_{201} + \dot{S}_{205};$$

$$2.05 + j1.01 + 1.75 + j0.88 = 2.1 + j1.02 + 1.7 + j0.87;$$

$$3.8 + j1.89 = 3.8 + j1.89.$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетік потужності у вітці 201-205 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 205:

$$\dot{S}_{201-205} = \dot{S}_{10-205} - \dot{S}_{205} = 1.75 + j0.88 - 1.7 - j0.87 = 0.05 + j0.01 = 0.05 \text{ (MVA)}.$$

Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 1.5.

Розрахунковий струм буде таким:

$$I_{розр} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_l|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.12)$$

де $I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм в лінії на п'ятий рік її експлуатації;

$\alpha_I = 1.05$ – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по рокам експлуатації лінії;

α_T – коефіцієнт, що враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$. Оскільки $4000 < T_{нб} = 5500 < 6000$ годин, то $\alpha_T = 1$.

$$I_{розр15-201} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_l|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_l} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{2.29}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 39.58 \text{ (A)};$$

$$I_{розр201-205} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{0.05}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 0.88 \text{ (A)}.$$

$$I_{розр9-203} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{1.96}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 33.93 \text{ (A)}.$$

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 35 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- довжина введених ліній за рік $\Delta L = 27,72 \text{ (км)} \leq 29 \text{ (км)}$;

- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – VI;
- марка та переріз проводу – АС-95/16.

Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів для інших ділянок наведені в таблиці 1.5

Таблиця 1.5 – Розраховані потужності на ділянках та відповідно обрані перерізи проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P _л ,	Q _л ,	S _л ,	U _{ном} ,	I _{розр}	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
1	1	15-201	7,92	1	2,05	1,01	2,29	35	39,58	95/16
	1	201-205	10,89	1	0,05	0,01	0,05	35	0,88	95/16
	1	205-10	8,91	1	1,75	0,88	1,96	35	33,93	95/16
	2	15-202	6,93	1	2,2	1	2,42	35	41,86	95/16
	2	10-204	3,96	1	1,2	0,51	1,30	35	22,58	95/16
	3	202-203	11,88	1	0,39	0,24	0,46	35	7,93	95/16
	3	204-203	13,56	1	1,01	0,52	1,14	35	19,68	95/16
2	1	14-201	5,94	1	2,2	1,09	2,46	35	42,53	95/16
	1	201-205	10,89	1	0,1	0,07	0,12	35	2,11	95/16
	1	205-10	8,91	1	1,6	0,8	1,79	35	30,98	95/16
	2	15-202	6,93	1	2,2	1	2,42	35	41,86	95/16
	2	10-204	3,96	1	1,2	0,51	1,30	35	22,58	95/16
	3	202-203	11,88	1	0,39	0,24	0,46	35	7,93	95/16
	3	204-203	13,56	1	1,01	0,52	1,14	35	19,68	95/16

Продовження таблиці 1.5

3	1	15-201	7,92	1	1,98	0,98	2,21	35	38,27	95/16
	1	201-205	10,89	1	0,12	0,04	0,13	35	2,19	95/16
	1	205-14	7,92	1	1,82	0,91	2,03	35	35,24	95/16
	2	15-202	6,93	1	2,2	1	2,42	35	41,86	95/16
	2	10-204	3,96	1	1,2	0,51	1,30	35	22,58	95/16

	3	202-203	11,88	1	0,39	0,24	0,46	35	7,93	95/16
	3	204-203	13,56	1	1,01	0,52	1,14	35	19,68	95/16
4	1	15-201	7,92	1	2,05	1,01	2,29	35	39,58	95/16
	1	201-205	10,89	1	0,05	0,01	0,05	35	0,88	95/16
	1	205-10	8,91	1	1,75	0,88	1,96	35	33,93	95/16
	2	13-202	7,92	1	3,62	1,76	4,03	35	69,72	95/16
	2	202-203	11,88	1	1,4	0,76	1,59	35	27,59	95/16
	3	10-204	3,96	1	2,28	1,07	2,52	35	43,62	95/16
	3	204-203	13,56	1	1,08	0,56	1,22	35	21,07	95/16
5	1	15-201	7,92	1	2,05	1,01	2,29	35	39,58	95/16
	1	201-205	10,89	1	0,05	0,01	0,05	35	0,88	95/16
	1	205-10	8,91	1	1,75	0,88	1,96	35	33,93	95/16
	2	13-204	5,94	1	2,6	1,76	3,14	35	54,38	95/16
	2	204-203	13,56	1	1,4	0,76	1,59	35	27,59	95/16
	3	15-202	6,93	1	2,72	1,29	3,01	35	52,14	95/16
	3	202-203	11,88	1	0,5	0,29	0,58	35	10,01	95/16

Капітальні вкладення розраховуємо у відповідності з формулою (1.7).

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 35 кВ (тис.у.о/км) беремо з довідника [3].

Для ділянки 15-201:

$$K_{8-202} = 13.7 \cdot 7.92 = 108.5 \text{ (тис. у.о).}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (1.8):

$$\Delta B_{8-202} = 0.0594 \cdot 108.5 + 3979 \cdot 6.75 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{2.05}{35} \right)^2 \cdot 0.306 \cdot 7.92 = 17.0 \text{ (тис. у.о).}$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 1.6.

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (1.6):

$$Z^1 = 0.12 \cdot (108.5 + 149.19 + 122.07) + 9.41 + 8.86 + 9.7 = 54.56 \text{ (тис.у.о).}$$

2 рік Для варіанту 1 у другому році будуємо одноланцюгові лінії 15-202 та 10-204 відповідно довжиною 6.93 та 3.96 км.

Розраховуємо потужність радіальних ліній 15-202 та 10-204:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{15-202} &= \dot{S}_{H202} = 2.2 + j1 = 2.42 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{10-204} &= \dot{S}_{H204} = 1.2 + j0.51 = 1.32 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

Розрахунок інших ділянок проводиться за таким же алгоритмом. Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 1.5.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати другого року розраховуємо у відповідності з формулою (1.6):

$$Z^2 = (0.12 \cdot 149.19 + 12.25)(1 + 0.08)^{-1} = 21.01 \text{ (тис.у.о).}$$

3 рік Для варіанту 1 у третьому році будуємо одноланцюгові лінії 202-203 та 203-204 відповідно довжиною 11.88 та 13.86 км.

Розрахуємо перетоки потужностей на даних лініях. Спочатку знайдемо перетоки на головних ділянках.

Розраховуємо перетоки потужності інших ділянок як для замкнутої мережі.

Отже, потужність ділянки 15-202 дорівнює:

$$\dot{S}_{7-201} = \frac{\dot{S}_{202} \cdot (l_{202-203} + l_{203-204} + l_{10-204}) + \dot{S}_{203} \cdot (l_{203-204} + l_{10-204}) + \dot{S}_{205} \cdot l_{10-204}}{l_{15-202} + l_{202-203} + l_{203-204} + l_{10-204}};$$

$$\dot{S}_{15-202} = \frac{(2,2 + j1) \cdot (11,88 + 13,86 + 3,96) + (1,4 + j0,76) \cdot (13,86 + 3,96) + (1,2 + j0,51) \cdot 3,96}{6,93 + 11,88 + 13,86 + 3,96};$$

$$\dot{S}_{15-202} = 2,61 + j1,24 = 2,89 \text{ (МВА)}.$$

Для ділянки 10-204 маємо:

$$\dot{S}_{10-204} = \frac{\dot{S}_{204} \cdot (l_{203-204} + l_{202-203} + l_{15-202}) + \dot{S}_{203} \cdot (l_{202-203} + l_{15-202}) + \dot{S}_{202} \cdot l_{15-202}}{l_{10-204} + l_{203-204} + l_{202-203} + l_{15-202}};$$

$$\dot{S}_{10-204} = \frac{(1,2 + j0,51) \cdot (13,86 + 11,88 + 6,93) + (1,4 + j0,76) \cdot (11,88 + 6,93) + (2,2 + j1) \cdot 6,93}{3,96 + 11,88 + 13,86 + 6,93};$$

$$\dot{S}_{10-204} = 2,21 + j1,03 = 2,44 \text{ (МВА)}.$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{15-202} + \dot{S}_{10-204} = \dot{S}_{202} + \dot{S}_{203} + \dot{S}_{204};$$

$$2,61 + j1,24 + 2,21 + j1,03 = 2,22 + j1 + 1,4 + j0,76 + 1,2 + j0,51;$$

$$4,52 + j2,27 = 4,52 + j2,27.$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетік потужності у вітці 203-204 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 204:

$$\dot{S}_{203-204} = \dot{S}_{10-204} - \dot{S}_{204} = 2,21 + j1,03 - 1,2 + j0,51 = 1,01 + j0,52 = 1,14 \text{ (МВА)}.$$

Для ділянки 202-203 перетік буде таким:

$$\dot{S}_{202-203} = \dot{S}_{15-202} - \dot{S}_{202} = 2.61 + j1.24 - 2.2 - j1 = 0.39 + j0.24 = 0.46 \text{ (MVA)}.$$

Результати розрахунку цих ділянок та всіх решта варіантів представлені у таблиці 1.5.

Розрахунок капітальних вкладень та щорічних витрати проводимо аналогічно до розрахунку у першому році.

Сумарні витрати третього року розраховуємо у відповідності з формулою (1.6):

$$Z^3 = (0.12 \cdot 348.53 + 22.14)(1+0.08)^{-2} = 39.89 \text{ (тис.у.о)}.$$

Остаточні витрати будуть такими:

$$Z = 54.56 + 21.01 + 39.89 = 115.46 \text{ (тис.у.о)}.$$

Розрахунок витрат для інших варіантів (рисунок 1.4) розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік буд.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	K _{штг} тис.у.о/км	K	ΔU	Z	витрати	витрати	витрати	витрати
								1-го року	2-го року	3-го року	за 3 роки
тис. у.о											
1	1	15-201	7,92	13,7	108,50	9,41	17,00	54,56	21,01	39,89	115,46
	1	201-205	10,89	13,7	149,19	8,86	19,31				
	1	205-10	8,91	13,7	122,07	9,70	18,25				
	2	15-202	6,93	13,7	94,94	8,54	15,19				
	2	10-204	3,96	13,7	54,25	3,71	7,50				
	3	202-203	11,88	13,7	162,76	9,85	21,24				
	3	204-203	13,56	13,7	185,77	12,29	25,29				

Продовження таблиці 1.6

2	1	14-201	5,94	13,7	81,38	7,40	13,10	50,56	21,01	39,89	111,15
	1	201-205	10,89	13,7	149,19	8,87	19,32				
	1	205-10	8,91	13,7	122,07	9,29	17,84				
	2	15-202	6,93	13,7	94,94	8,54	15,19				
	2	10-204	3,96	13,7	54,25	3,71	7,50				
	3	202-203	11,88	13,7	162,76	9,85	21,24				
3	1	15-201	7,92	13,7	108,50	9,22	16,81	52,52	21,01	39,89	113,42
	1	201-205	10,89	13,7	149,19	8,87	19,32				
	1	205-14	7,92	13,7	108,50	8,80	16,39				
	2	15-202	6,93	13,7	94,94	8,54	15,19				
	2	10-204	3,96	13,7	54,25	3,71	7,50				
	3	202-203	11,88	13,7	162,76	9,85	21,24				
	3	204-203	13,56	13,7	185,77	12,29	25,29				
4	1	15-201	7,92	13,7	108,50	9,41	17,00	54,56	43,02	29,4	126,98
	1	201-205	10,89	13,7	149,19	8,86	19,31				
	1	205-10	8,91	13,7	122,07	9,70	18,25				
	2	13-202	7,92	13,7	108,50	15,64	23,24				
	2	202-203	11,88	13,7	162,76	11,83	23,22				
	3	10-204	3,96	13,7	54,25	5,02	8,82				
	3	204-203	13,56	13,7	185,77	12,47	25,48				
5	1	15-201	7,92	13,7	108,50	9,41	17,00	54,56	38,18	32,69	125,43
	1	201-205	10,89	13,7	149,19	8,86	19,31				
	1	205-10	8,91	13,7	122,07	9,70	18,25				
	2	13-204	5,94	13,7	81,38	9,03	14,73				
	2	204-203	13,56	13,7	185,77	13,50	26,50				
	3	15-202	6,93	13,7	94,94	10,14	16,79				
	3	202-203	11,88	13,7	162,76	9,95	21,35				

З аналізу таблиці 1.6 видно, що варіант №2 має найменші сумарні витрати. Даний варіант є доцільним з точки зору надійності та економічності, тому що тут

присутні одноланцюгові лінії, живлення по яких здійснюється від двох джерел. Отже варіант 1 за даним методом є оптимальним.

Використовуючи схему даного варіанту розвитку електромережі, маємо змогу забезпечити електроенергією протягом першого року споживачів відразу двох вузлів 201 та 205, протягом другого року – вузли 202 та 204, та протягом третього – вузол 203; також дана схема дозволяє підвищити надійність електропостачання споживачів через можливість живлення від 2-ох вузлів 10 та 15.

В цій схемі першого року будуються лінії 15-201, 201-205 та 10-205, другого року - лінії 15-202, та 10-204, третього року - лінії 202-203 та 203-204. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводом АС-95/16.

1.3.3 Застосування методу транспортної задачі до вибору схеми електричної мережі

1.3.3.1. Характеристика методу транспортної задачі та її математична модель

Одним з різновидовидів задач лінійного програмування є транспортні задачі. Особливість транспортних задач заключається в тому, що система рівнянь обмежень дуже проста, її коефіцієнти рівні 1 або 0. Це дозволяє використовувати спеціальні алгоритми рішення транспортних задач, більш прості, ніж симплекс-алгоритм.

Класична транспортна задача має наступний вигляд: задані m джерел якогось продукту з фіксованими запасами, рівними a_i , де $i=1,2,\dots,m$ та n споживачами цього продукту з фіксованими запитами., рівними b_j , де $j=1,2,\dots,n$. Для енергетичних задач ними можуть бути m електростанцій та n вузлів навантаження споживачів.

Для того щоб розв'язати транспортна задачу, рівняння обмежень записують в “транспортну” матрицю, в якій строки відповідають рівнянням балансу джерел, а стовпці – рівнянням балансу споживачів.

При цьому всі вузлові точки незалежно від того, чи є вони пунктами живлення або споживання, мають загальну нумерацію $j=1,2,3,\dots,n$. Особливістю даної задачі є можливість появи в окремих вузлах транзитних потоків.

Для пункту живлення i рівняння обмеження має вигляд

$$\sum_k x_{ik} - x_{ii} = a_i, \quad (1.13)$$

де i – індекс даного вузлового пункту;

k – індекс інших вузлових пунктів, у які здійснюється перевіз з вузла i ;

x_{ii} – транзитний продукт;

a_i – запас продукту у вузлі i .

Для пунктів споживання рівняння обмеження таке:

$$\sum x_{ij} - x_{jj} = b_j, \quad (1.14)$$

де b_j – споживання у вузлі;

i – індекс вузлів, з яких здійснюється перевіз в пункт j .

А функція, що мінімізується має вигляд:

$$y(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij}, \quad i \neq j \quad (1.15)$$

Таблиця 1.7 – Транспортна матриця у загальному вигляді

	1	2	3	...	n	a_j	
1	$-x_{11}$	x_{12}	x_{13}	...	x_{1n}	a_1	$-\pi_1$
2	x_{21}	$-x_{22}$	x_{23}	...	x_{2n}		$-\pi_2$
3	x_{31}	x_{32}	$-x_{33}$...	x_{3n}	a_3	$-\pi_3$
...
n	x_{n1}	x_{n2}	x_{n3}	...	$-x_{nn}$		$-\pi_n$
b_i		b_2		...			
	π_1	π_2	π_3	...	π_n		

Транзитні потоки потрапляють в таблицю з від'ємним знаком у відповідності з формулами (1.13), (1.14). У стовпці для a_i розташовуються відповідні значення запасу продукту в пунктах живлення, а в стрічці для b_i - відповідні значення споживання для пунктів споживання. Так, наприклад, в указаній матриці (таблиця 1.7) пункти 1 та 3 являються пунктами живлення, а пункт 2 – пунктом споживання. Рядки відповідають рівнянням (1.13) для пунктів живлення та рівнянням (1.14) для пунктів споживання. В кожній клітинці розміщуються коефіцієнти c_{ij} . Як правило, $c_{ij} = c_{ji}$. Відмітимо, що симплекс-коефіцієнти для однакових за порядком рядків та стовпців однакові по абсолютному значенню, але мають різні знаки, що забезпечує $c_{ij} \neq 0$. Ці коефіцієнти називають потенціалами вузлових точок $-p$. Для базисних невідомих

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} - (-\pi_i) - \pi_j = c_{ij} + \pi_i - \pi_j, \bar{c}_{ij} = 0 \quad (1.16)$$

Якщо в базис потрапляє транзитний продукт x_{jj} , то для нього

$$C_{jj} = \pi_j - \pi_j = 0. \quad (1.17)$$

Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних невід'ємні, то отримане оптимальне рішення. Якщо є $\bar{c}_{ij} < 0$, то в базис вводять перевіз x_{st} по умові

$$\bar{c}_{st} = \min(\bar{c}_{ij}), \text{ причому } \bar{c}_{st} < 0. \quad (1.18)$$

Неприпустимі транзити можуть бути заштриховані в таблиці. Базисне рішення можна вибрати довільно або знайти по методу найменших значень C_{jj} . Потім по умовам (1.16) для базисних невідомих визначають потенціали π_j (один з них може бути прийнятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних невідомих за формулою

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} - (-\pi_i) - \pi_j = c_{ij} + \pi_i - \pi_j. \quad (1.19)$$

Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних невід'ємні, то отримане оптимальне рішення. Якщо є $\bar{c}_{ij} < 0$, то в базис вводять перевіз x_{st} по умові

$$\bar{c}_{st} = \min(\bar{c}_{ij}), \text{ причому } \bar{c}_{st} < 0. \quad (1.20)$$

Далі визначають величину $x_{st} = \theta$ при умові, що поправка в якій-небудь базисній величині доводить її до нульового значення, тобто виключають її з базису. Потім знаходять потенціали по (1.16) та перераховують \bar{c}_{ij} для нових небазисних змінних. Процес оптимізації закінчується, якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних невід'ємні.

1.3.3.2 Алгоритм розрахунку та його блок схема

Користуючись вищенаведеною характеристикою методу та його математичною моделлю можна навести наступний алгоритм розрахунку.

1. Для заданих умов (кількості джерел електричної енергії та її споживачів - m та n , їх потужностей – a_i , b_j , питомих коефіцієнтів c_{ij} , які залежать від потужності, що протікає по лінії зв'язку) створюється транспортна матриця розміром $N \times N$, де $N = m + n$.
2. Вибирається базисне рішення – довільно або за методом найменших значень C_{ij} (в даному курсовому за методом найменших значень C_{ij}).
3. По умові (1.16) (див. п.1) для базисних невідомих визначають потенціали π_j (один з них може бути прийнятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних за формулою (1.18).

4. Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних невід'ємні, то отримане оптимальне рішення. Розрахунок на цьому завершується.
5. Якщо ж є $\bar{c}_{ij} < 0$, то в базис вводять перевіз x_{st} по умові .
6. Балансують отриману нову транспортну матрицю, а далі розрахунок повторюється починаючи з п.3

Блок-схема поданого алгоритму наведена на рисунку 1.5

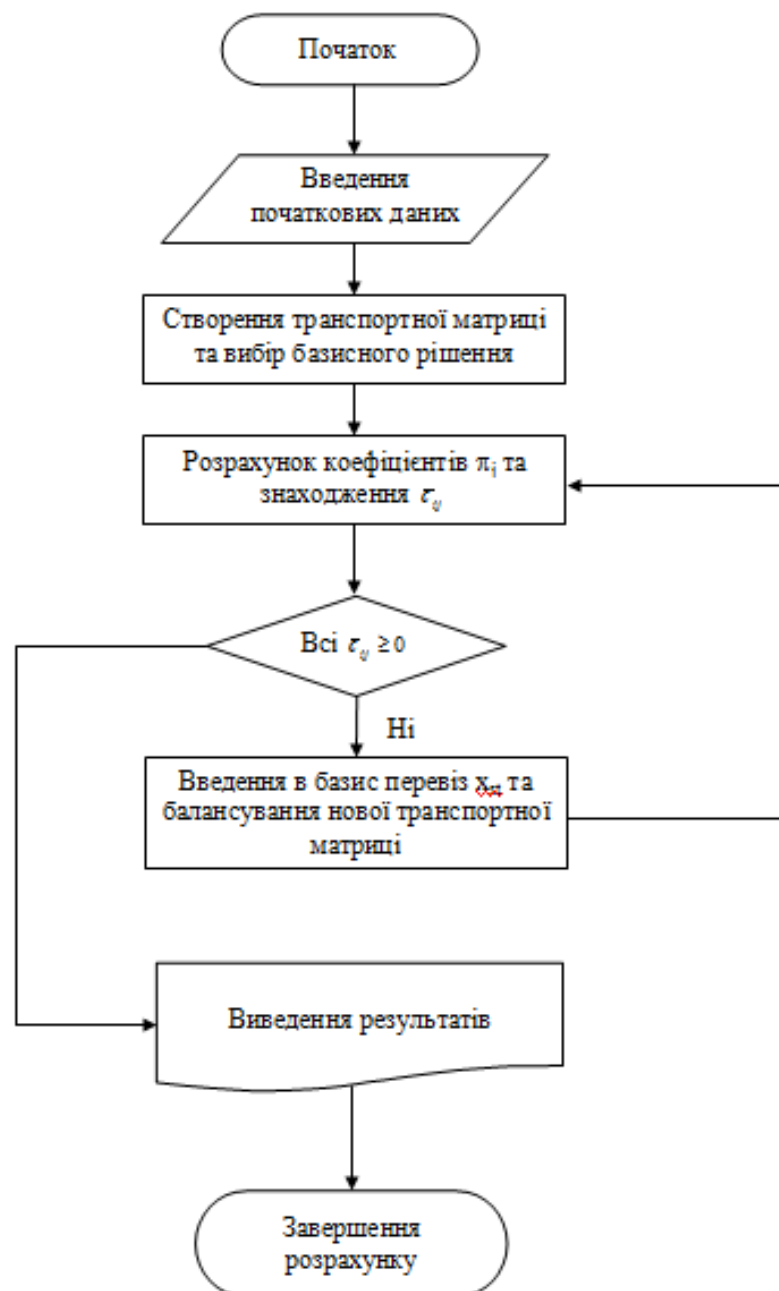


Рисунок 1.5 - Блок-схема алгоритму пошуку кращої схеми МТЗ

1.3.3.3 Пошук оптимальної схеми електричної мережі

Повна та реактивна потужності розраховані у розділі 1.3.2

Варіант №1

До поданої на рисунку 1.6 схеми максимального графа необхідно створити модель для застосування методу транспортної задачі при визначенні схеми електричної мережі. Вітки 13-205 та 10-201 заборонені.

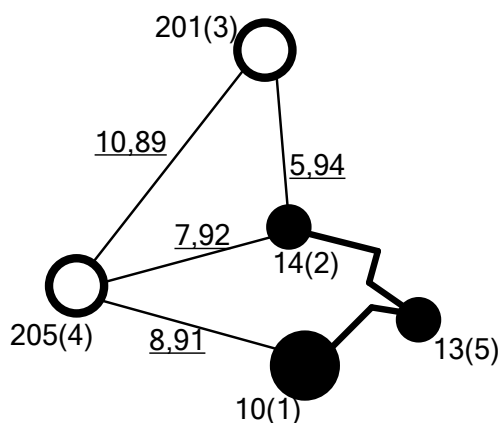


Рисунок 1.6 – Схема максимального графа електричної мережі (варіант 1)

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі. Якщо прийняти на головних ділянках переріз АС-95/16, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 13,7 тис.у.о./км. Коефіцієнт a_i з урахуванням $E=0,12$ та $\alpha=0,0594$ приймаємо відповідно значення 2,583 (всі одноланцюгові).. Що стосується коефіцієнта c_{bi} , то його значення визначається за формулою:

$$c_{bi} = \frac{r_{0i} \cdot \tau \cdot b_0}{U_H^2 \cdot (\cos \varphi)^2}, \quad (1.21)$$

за умовами, що U_n - номінальна напруга = 110кВ та 35кВ;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності прийнято 0,9;

τ - час втрат, 3979 години;

b_0 - вартість 1 кВт · год. Втраченої електроенергії прийнято $6,5 \cdot 10^{-2}$ у.о. кВт · год.;

r_{0i} - активний опір, який залежить від перерізу проводу і для АС-95/16=0,306 Ом/км;

Величина c_{bi} приймає відповідні значення для АС-95/16 $c_{bi}=0,07976$.

При цьому коефіцієнти c_{ij} , будуть рівні:

$$c_{ij} = c_{bi} \cdot l_{ij}, \quad (1.22)$$

де l_{ij} - довжина відповідної ділянки графа.

Розв'язок:

Матриця транспортної задачі у даній постановці має вигляд (таблиця 1.7); в кутках клітинок записані коефіцієнти c_{ij} ; клітинки, що відповідають забороненим зв'язкам, заштриховані.

За пунктом 2 алгоритму рисунок (1.5) виберемо опорне базисне рішення на основі попереднього розрахунку перетоків активної потужності для варіанту схеми (рисунок 1.7):

$$X_{14-201} = 2,05; \quad X_{201-205} = 0,05; \quad X_{10-205} = 1,75;$$

Тепер, транспортна матриця має вигляд, поданий у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Транспортна матриця для заданного прикладу

	1(10)	2(14)	3(201)	4(205)	a_i	
1(10)					1,6	$-\pi_1$

	0	0		0,7107		
2(14)	0	0	0,4737	0,6317	2,2	$-\pi_2$
3(201)		0,4737	0	0,8685		$-\pi_3$
4(205)	0,7107	0,6317	0,8685	0		$-\pi_4$
b_j			2,1	1,7		
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Таблиця 1.9 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(10)	2(14)	3(201)	4(205)	a_i	
1(10)	0	0		1,6 0,7107	1,6	$-\pi_1$
2(14)	0	0	2,2 0,4737	0,6317	2,2	$-\pi_2$
3(201)		0,4737	-0,1 0	0,1 0,8685		$-\pi_3$
4(205)	0,7107	0,6317	0,8685	0		$-\pi_4$
b_j			2,1	1,7		
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Запропоноване базисне рішення відповідає варіанту (1-2) схеми електричної мережі. Такий варіант поданий на рисунку 1.7.

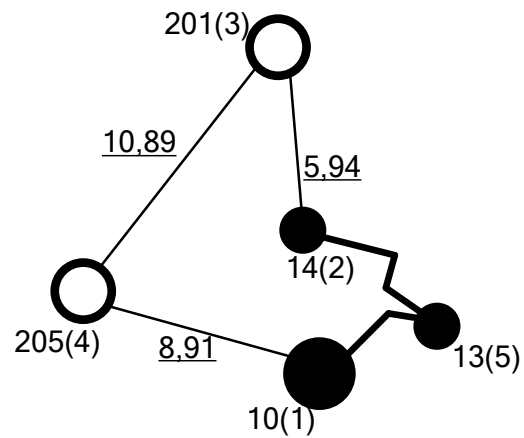


Рисунок 1.7 – Базисне рішення для першого варіанту

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\pi_1 - \pi_4 = 0,7107; \quad \pi_2 - \pi_3 = 0,4737; \quad \pi_3 - \pi_4 = 0,8685.$$

Приймаємо, що $\pi_4 = 0$, отримуємо:

$$\pi_1 = 0,7107, \quad \pi_2 = 1,3422, \quad \pi_3 = 0,8685, \quad \pi_4 = 0.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\bar{c}_{14} = 0,7107 + 0,7107 - 0 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{32} = 0,4737 + 0,8685 - 1,3422 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{34} = 0,8685 + 0,8685 - 0 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{42} = 0,6317 + 0 - 1,3422 = -0,7105 \leq 0;$$

$$\bar{c}_{43} = 0,8685 + 0 - 0,8685 = 0 \geq 0;$$

Оскільки \bar{c}_{42} найбільше від'ємне число, то саме цю лінію необхідно внести в нове базисне рішення, при цьому лінія 10-205 виходить з переліку базових, внаслідок чого отримаємо оптимальне базове рішення.

Отже, аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на не оптимальність базового рішення, проте в даному варіанті забезпечуються вимоги споживачів першої категорії по надійності .

Варіант №2

До поданої на рисунку 1.8 схеми максимального графа необхідно створити модель для застосування методу транспортної задачі при визначенні схеми електричної мережі.

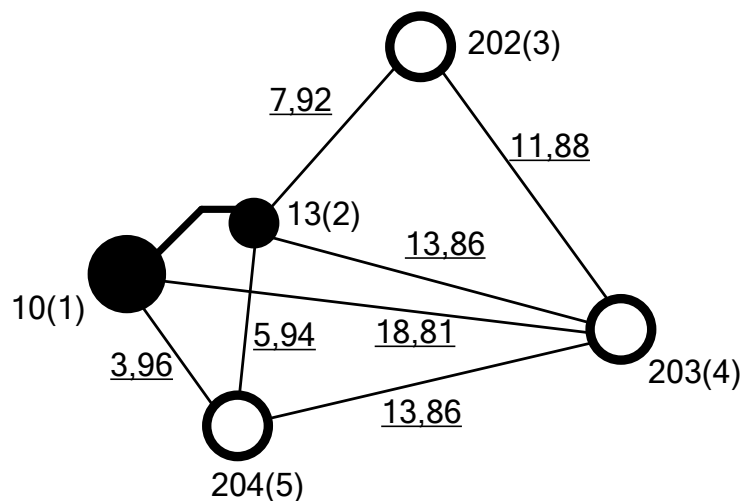


Рисунок 1.8 – Схема максимального графа електричної мережі (варіант 2)

Розв'язок:

За пунктом 2 алгоритму (рисунок 1.5) виберемо опорне базисне рішення на основі попереднього розрахунку перетоків активної потужності для варіанту схеми (рисунок 1.8):

$$x_{13-202}=2,54; \quad x_{202-203}=0,32; \quad x_{10-204}=2,28; \quad x_{203-204}=1,08.$$

Тепер, транспортна матриця має вигляд, поданий у таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Транспортна матриця для заданного прикладу

	1(10)	2(13)	3(202)	4(203)	5(204)	a_i	
1(10)	0	0	0	1,5003	0,0316	2,28	$-\pi_1$
2(13)	0	0	0,6317	1,1055	0,4738	2,54	$-\pi_2$
3(202)	0	0,6317	0	0,9475	0		$-\pi_3$
4(203)	1,5003	1,1055	0,9475	0	1,1055		$-\pi_4$
5(204)	0,0316	0,4738	0	1,1055	0		$-\pi_5$
b_j			2,2	1,4	1,2		
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Таблиця 1.11 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(10)	2(13)	3(202)	4(203)	5(204)	a_i	
1(10)	0	0	0	1,5003	2,26 0,0316	2,26	$-\pi_1$
2(13)	0	0	2,54 0,6317	1,1055	0,4738	2,54	$-\pi_2$
3(202)	0	0,6317	-0,34 0	0,34 0,9475	0		$-\pi_3$
4(203)	1,5003	1,1055	0,9475	0	1,1055		$-\pi_4$
5(204)	0,0316	0,4738	0	1,06 1,1055	-1,06 0		$-\pi_5$
b_j			2,2	1,4	1,2		
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Такий варіант поданий на рисунку 1.9.

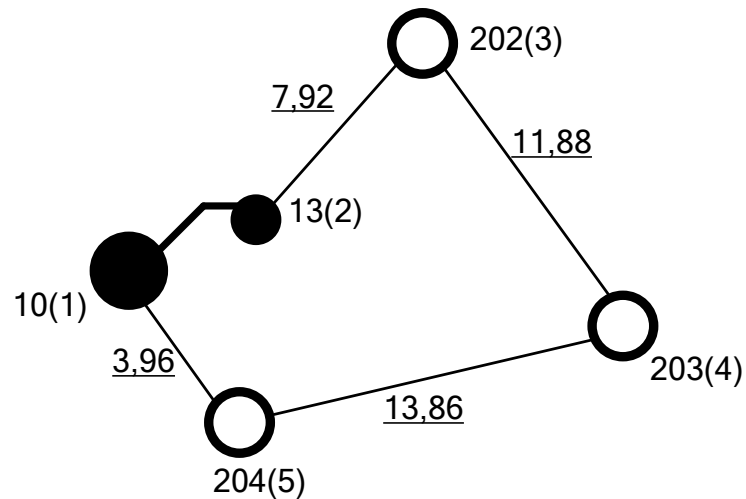


Рисунок 1.9 – Базисне рішення для другого варіанту

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\begin{aligned} \pi_1 - \pi_4 &= 1,5003; \quad \pi_1 - \pi_5 = 0,0316; \quad \pi_2 - \pi_3 = 0,6317; \quad \pi_2 - \pi_4 = 1,1055; \quad \pi_2 - \pi_5 = 0,4738; \\ \pi_3 - \pi_4 &= 0,9475; \quad \pi_4 - \pi_5 = 1,1055; \end{aligned}$$

Приймаємо, що $\pi_4 = 0$, отримуємо:

$$\pi_1 = 1,5003, \quad \pi_2 = 1,1055, \quad \pi_3 = 0,9475, \quad \pi_4 = 0, \quad \pi_5 = -1,1055.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\begin{aligned} \bar{c}_{14} &= 1,5003 + 1,5003 - 0 = 3,0006 \geq 0; \\ \bar{c}_{15} &= 0,0316 + 1,5003 - (-1,1055) = 2,6374 \geq 0; \\ \bar{c}_{23} &= 0,6317 + 1,1055 - 0,9475 = 0,7897 \geq 0; \\ \bar{c}_{24} &= 1,1055 + 1,1055 + 0 = 2,2110 \geq 0; \\ \bar{c}_{34} &= 0,9475 + 0,9475 - 0 = 1,895 \geq 0; \end{aligned}$$

$$\bar{c}_{45} = 1,1055 + 0 - (-1,1055) = 2,2110 \geq 0.$$

Отже, аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на оптимальність базового рішення, також даний варіант забезпечує вимоги споживачів першої категорії по надійності .

Варіант №3

До поданої на рисунку 1.10 схеми максимального графа необхідно створити модель для застосування методу транспортної задачі при визначенні схеми електричної мережі.

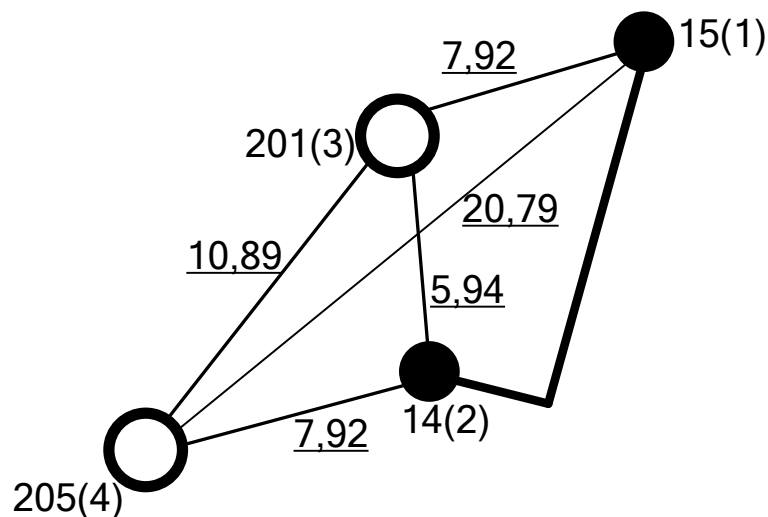


Рисунок 1.10 – Схема максимального графа електричної мережі (варіант 3)

Розв'язок:

За пунктом 2 алгоритму рисунок (1.5) виберемо опорне базисне рішення на основі попереднього розрахунку перетоків активної потужності для варіанту схеми (рисунок 1.10):

$$x_{15-201}=1,98; \quad x_{201-205}=0,12; \quad x_{14-205}=1,82;$$

Тепер, транспортна матриця має вигляд, поданий у таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Транспортна матриця для заданного прикладу

	1(15)	2(14)	3(201)	4(205)	a_i	
1(15)	0	0	0,6317	1,6582	1,98	$-\pi_1$
2(14)	0	0	0,4738	0,6317	1,82	$-\pi_2$
3(201)	0,6317	0,4738	0	0,8685		$-\pi_3$
4(205)	1,6582	0,6317	0,8685	0		$-\pi_4$
b_j			2,1	1,7		
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Таблиця 1.13 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(15)	2(14)	3(201)	4(205)	a_i	
1(15)	0	0	1,98 0,6317	1,6582	1,98	$-\pi_1$
2(14)	0	0	1,82 0,4738	0,6317	1,82	$-\pi_2$
3(201)	0,6317	0,4738	-1,7 0	1,7 0,8685		$-\pi_3$
4(205)	1,6582	0,6317	0,8685	0		$-\pi_4$
b_j			2,1	1,7		
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Такий варіант поданий на рисунку 1.11.

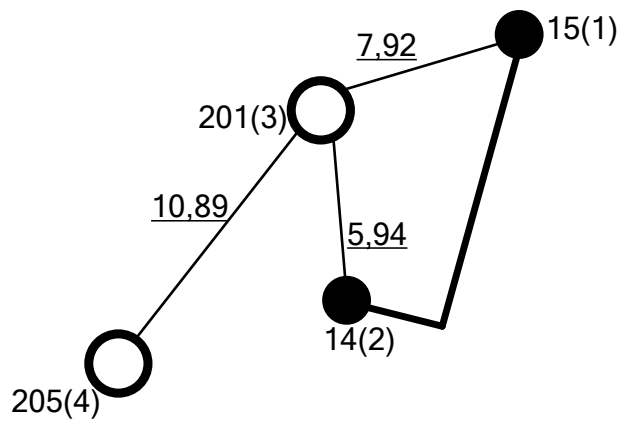


Рисунок 1.11 – Базисне рішення для третього варіанту

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\pi_1 - \pi_3 = 0,6317; \quad \pi_1 - \pi_4 = 1,6582; \quad \pi_2 - \pi_3 = 0,4738; \quad \pi_2 - \pi_4 = 0,6317; \quad \pi_3 - \pi_4 = 0,8685.$$

Приймаємо, що $\pi_4 = 0$, отримуємо:

$$\pi_1 = 1,6582, \quad \pi_2 = 0,6317, \quad \pi_3 = 0,1579, \quad \pi_4 = 0.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\bar{c}_{13} = 0,6317 + 1,6582 - 0,1579 = 2,132 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{14} = 1,6582 + 1,6582 - 0 = 3,3164 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{23} = 0,4738 + 0,6317 - 0,1579 = 0,9476 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{24} = 0,6317 + 0,6317 - 0 = 1,2634 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{34} = 0,8685 + 0,1579 - 0 = 1,0264 \geq 0.$$

Отже аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на оптимальність базового рішення, проте даний варіант не забезпечує вимог споживачів першої категорії по надійності.

Варіант №4

До поданої на рисунку 1.12 схеми максимального графа необхідно створити модель для застосування методу транспортної задачі при визначенні схеми електричної мережі.

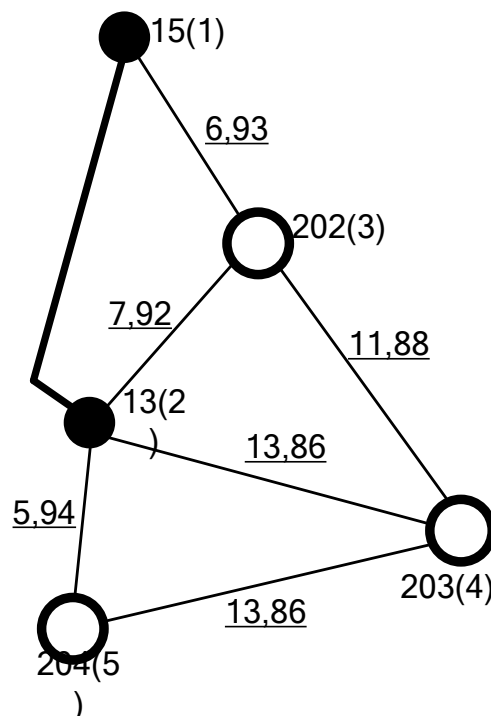


Рисунок 1.12 – Схема максимального графа електричної мережі (варіант 4)

Розв'язок:

За пунктом 2 алгоритму рисунок (1.5) виберемо опорне базисне рішення на основі попереднього розрахунку перетоків активної потужності для варіанту схеми (рисунок 1.12):

$$x_{15-202}=2,7; \quad x_{202-203}=0,5; \quad x_{203-204}=0,9; \quad x_{13-204}=2,1.$$

Тепер, транспортна матриця має вигляд, поданий у таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Транспортна матриця для заданного прикладу

	1(15)	2(13)	3(202)	4(203)	5(204)	a_i	
1(15)	0	0	0,5527	0	0	2,7	$-\pi_1$
2(13)	0	0	0,6317	1,1055	0,4738	2,1	$-\pi_2$
3(202)	0,5527	0,6317	0	0,9475	0		$-\pi_3$
4(203)	0	1,1055	0,9475	0	1,1055		$-\pi_4$
5(204)	0	0,4738	0	1,1055	0		$-\pi_5$
b_j			2,2	1,4	1,2		
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Таблиця 1.14 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(15)	2(13)	3(202)	4(203)	5(204)	a_i	
1(15)	0	0	2,7 0,5527	0	0	2,7	$-\pi_1$
2(13)	0	0	0,6317	1,1055	2,1 0,4738	2,1	$-\pi_2$
3(202)	0,5527	0,6317	-0,5 0	0,5 0,9475	0		$-\pi_3$
4(203)	0	1,1055	0,9475	0	1,1055		$-\pi_4$
5(204)	0	0,4738	0	0,9 1,1055	-0,9 0		$-\pi_5$
b_j			2,2	1,4	1,2		
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Такий варіант поданий на рисунку 1.13.

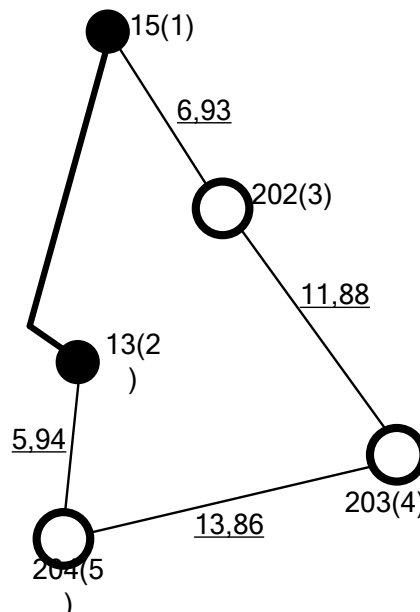


Рисунок 1.13 – Базисне рішення для четвертого варіанту

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\pi_1 - \pi_3 = 0,5527; \quad \pi_2 - \pi_3 = 0,6317; \quad \pi_2 - \pi_4 = 1,1055; \quad \pi_2 - \pi_5 = 0,4738; \quad \pi_3 - \pi_4 = 0,9475; \\ \pi_4 - \pi_5 = 1,1055.$$

Приймаємо, що $\pi_4 = 0$, отримуємо:

$$\pi_1 = 1,5003, \quad \pi_2 = 1,1055, \quad \pi_3 = 0,9475, \quad \pi_4 = 0, \quad \pi_5 = -1,1055.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\bar{c}_{13} = 0,5527 + 1,5003 - 0,9475 = 1,1055 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{23} = 0,6317 + 1,1055 - 0,9475 = 0,7897 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{24} = 1,1055 + 1,1055 - 0 = 2,2110 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{25} = 0,4738 + 1,1055 - (-1,1055) = 2,6948 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{34} = 0,9475 + 0,9475 - 0 = 1,895 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{45} = 1,1055 + 0 - (-1,1055) = 2,2110 \geq 0.$$

Отже аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на оптимальність базового рішення, крім того даний варіант забезпечує вимоги споживачів першої категорії по надійності .

1.3.4. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Оптимальна схема електричної мережі за двома попередніми методами: динамічного програмування та транспортної задачі представлена на рисунку 1.14.

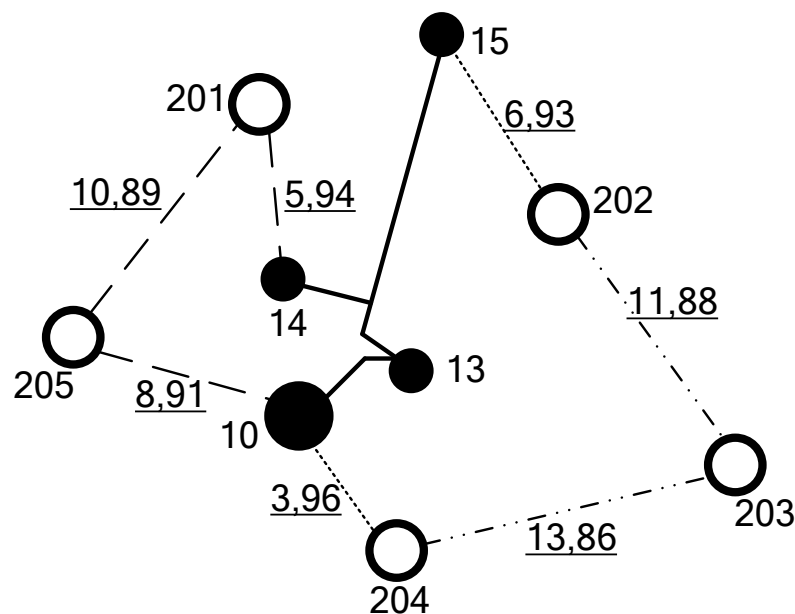


Рисунок 1.14 – Оптимальна схема електричної мережі

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 35 кВ.
2. Використані перерізи проводів – АС 95/16.
3. Всі опори залізобетонні, лінії одноланцюгові.

Отже, в даному розділі було проведено вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі. В наступному розділі потрібно вибрати обладнання для нових споживачів.

1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{наб}}}{n_m \cdot k_1} \quad (1.23)$$

де n_m - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

k_1 – коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 201-го вузла згідно (1.23) маємо:

$$S_m \geq \frac{2.33}{2 \cdot 0.7} = 1.66 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 2.5 МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій . Для вузлів 202, 203, 204 та 205 встановлюємо теж по два трансформатора.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 201 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає $2.33/2.5=0.92$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
201	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6.5	23,5;26	5,1	1,1	4,6;5,1	31,9	27,5
202	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6.5	23,5;26	5,1	1,1	4,6;5,1	31,9	27,5
203	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6.5	23,5;26	5,1	1,1	4,6;5,1	31,9	27,5
204	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6.5	23,5;26	5,1	1,1	4,6;5,1	31,9	27,5
205	ТМН-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6.5	23,5;26	5,1	1,1	4,6;5,1	31,9	27,5

Отже, після визначення оптимальної схеми і обладнання для нових споживачів, вибираємо схеми підключення до існуючої мережі.

1.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Оскільки на підстанції 201 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цього вузла пропонуємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 1.15).

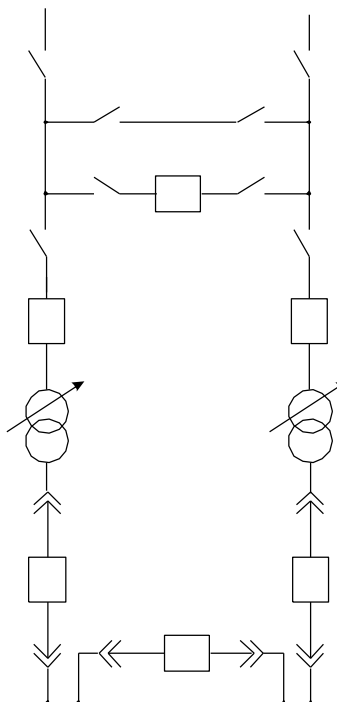


Рисунок 1.15 – Схема розподільчого пристрою вузла 201

Для інших вузлів 202, 203, 204 та 205 пропонуємо таку ж саму схему.

В даному розділі було обрано і описано типи РП для споживаючих вузлів, які забезпечать надійне і якісне електропостачання нових споживачів.

1.6 Схеми вузлової підстанції

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій

повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримування вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Існуюча схема підстанції Новоконстянтинів (вузол 15) не підходить, тому потрібно повністю реконструювати підстанцію. Для цього пропонується 2 варіанти схем підстанцій: I – одна секціонована система шин з обхідною з окремим секційним і обхідним вимикачами (рис. 1.16); II – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем (рис. 1.17).

1.6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + B + Z_6, \quad (1.24)$$

де E_H – коефіцієнт дисконту;

K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

B – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = n_B \cdot C_0, \quad (1.25)$$

де n_B – кількість вимикачів в схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вимикача.

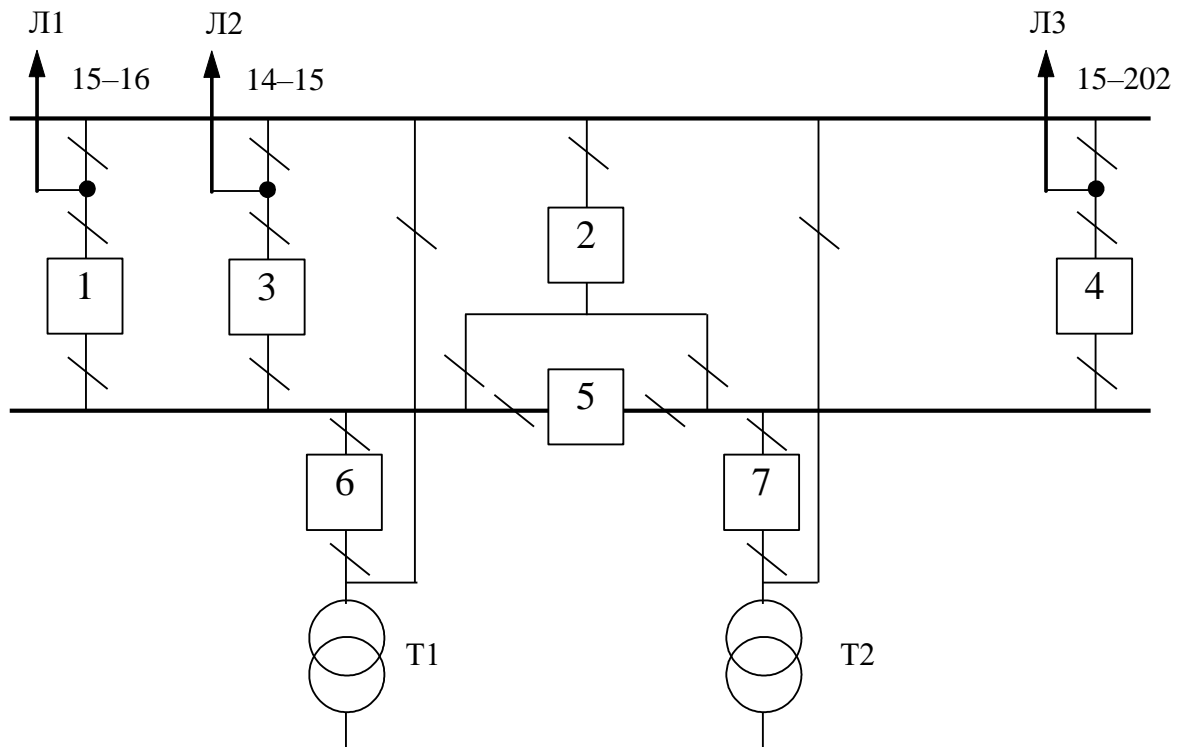


Рисунок 1.16 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 15) –
одна секціонована система шин з обхідною з окремими
секціонованим і обхідним вимикачами

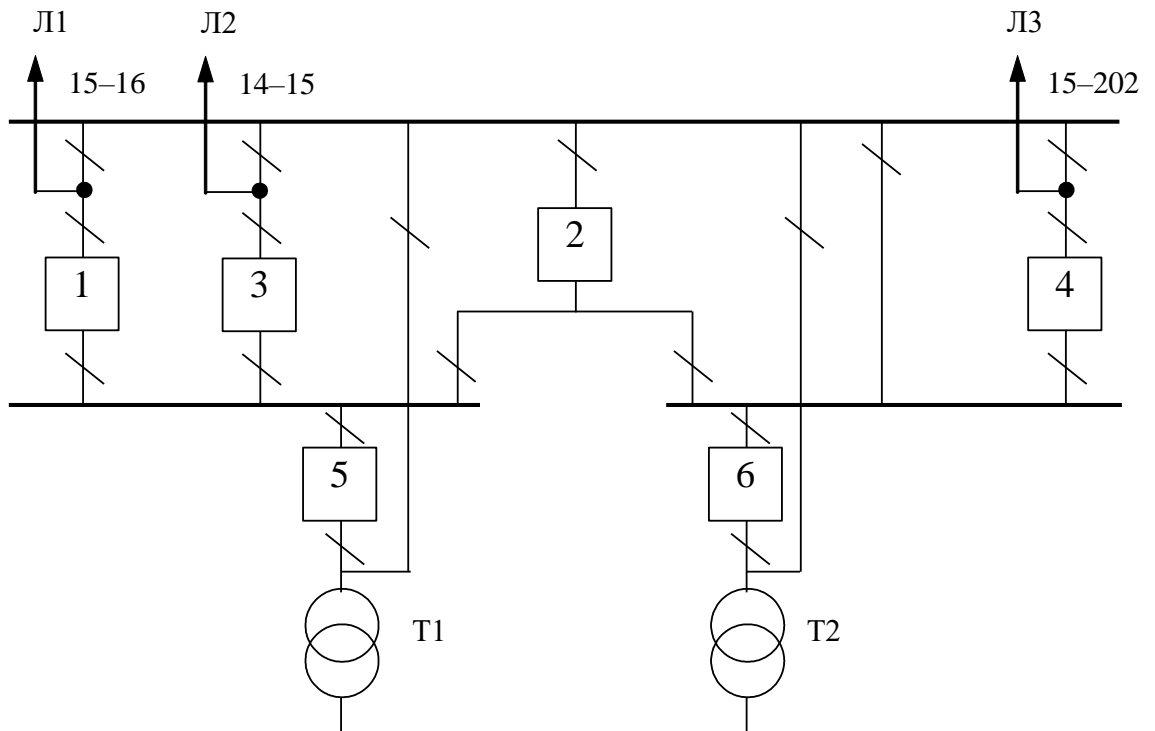


Рисунок 1.17 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 15) –
одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним
секціонованим і обхідним вимикачем

У відповідності з (1.25) для варіантів підстанції (вузол 28) (рис.1.16 – 1.17)
маємо:

$$K_I = 7 \cdot 56 = 392 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{II} = 6 \cdot 56 = 336 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за
формулою:

$$U = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (1.26)$$

де P_a , P_o – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ: $P_a = 18\%$, $P_o = 3\%$).

У відповідності з (1.26) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 28) маємо:

$$U_I = \frac{18+3}{100} \cdot 392 = 82.32 \text{ (тис.у.о.);}$$

$$U_{II} = \frac{18+3}{100} \cdot 336 = 70.56 \text{ (тис.у.о.).}$$

У відповідності з (1.24) щорічні приведені витрати для варіантів схеми підстанції вузла 28:

$$Z_I = (0.12 \cdot 392 + 82.32) \cdot 28.0 = 226.38 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_{II} = (0.12 \cdot 336 + 70.56) \cdot 28.0 = 194.04 \text{ (тис.грн.).}$$

1.6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалостей вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та

тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_R (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 28) (рисунки 1.16 – 1.17).

Розрахунок ведеться по формі табл. 1.16, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 2 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (1.27)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (1.27) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 7 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0.986.$$

Для II варіанту:

$$K_0^{II} = 1 - 6 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 0.988.$$

Для кожного сполучення i, j виконується оцінка наслідків відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються, та розділення РП на електрично не зв'язані частини. Далі розраховується

математичне очікування такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{i,j} = 0.18 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 3.6 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

Час планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті визначається за формулою:

$$T_{B2;\Pi1} = T_{B2} - (T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{\Pi1},$$

$$\text{де } T_{\Pi1} = K_j / \omega_{\Pi} = 2 \cdot 10^{-3} / 2 = 0.001;$$

$$\text{Тоді } T_{B2;\Pi1} = 1.3 \cdot 10^{-3} - (1.3 \cdot 10^{-3})^2 / 2 \cdot 0.001 = 1.299 \cdot 10^{-3}.$$

Якщо скласти разом математичне очікування відмов, то можна зробити за формою таблиці 1.26 – 1.27 вибірку, що характеризує надійність роботи РП, яка розглядається.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$З_б = T_{нб} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (1.28)$$

$$\text{де } y_0 = 7 \text{ (грн./кВт}\cdot\text{год.)}.$$

Відповідно до (1.28) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$\begin{aligned} З_{бI} &= 5500 \cdot 7 \cdot ((4.176 + 0.521) \cdot 10^3 \cdot 2.4748 \cdot 10^{-6} + \\ &+ 2.258 \cdot 10^3 \cdot 1.6748 \cdot 10^{-6}) = 593.127 \text{ (грн.);} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} З_{бII} &= 5500 \cdot 5 \cdot ((4.176 + 0.521) \cdot 10^3 \cdot 3.025 \cdot 10^{-6} + \\ &+ 2.258 \cdot 10^3 \cdot 1.723 \cdot 10^{-6}) = 667.745 \text{ (грн.).} \end{aligned}$$

Щорічні витрати на спорудження варіантів схем вузлової підстанції визначаються за формулою (1.24):

$$Z_I^{\Sigma} = 226.38 + 0.593 = 226.973 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II}^{\Sigma} = 194.04 + 0.668 = 194.708 \text{ (тис.грн.)}.$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів є досить незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 15) обираємо варіант II схеми (рисунок 1.17) – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем.

Таблиця 1.16 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант І)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнти режиму K_j							
			$K_0 = 0.986$	B_1 $2 \cdot 10^{-3}$	B_2 $2 \cdot 10^{-3}$	B_3 $2 \cdot 10^{-3}$	B_4 $2 \cdot 10^{-3}$	B_5 $2 \cdot 10^{-3}$	B_6 $2 \cdot 10^{-3}$	B_7 $2 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j							
			0	1	2	3	4	5	6	7
1	B_1	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017748	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.06 \cdot 10^{-5}$	Л2,Т1–0.5, Л1–14., $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$
2	B_2	0.006	–	Л2,Т1–0.5, Л1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1–0.5, Л2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$
3	B_3	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017748	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Т1–0.5, Л2–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.6 \cdot 10^{-5}$
4	B_4	0.018	Л3,Т2 0.5 0.017748	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	–	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5
5	B_5	0.006	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–	Л3,Т2 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$
6	B_6	0.006	Л1,Л2,Т1 0.5 $5.916 \cdot 10^{-3}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5 Т1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$
7	B_7	0.006	Л3,Т2 0.5 $5.916 \cdot 10^{-3}$	Л3,Т2 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5 Т2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–

Таблиця 1.17 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант II)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j						
			$K_0 = 0.988$	B_1 $2 \cdot 10^{-3}$	B_2 $2 \cdot 10^{-3}$	B_3 $2 \cdot 10^{-3}$	B_4 $2 \cdot 10^{-3}$	B_5 $2 \cdot 10^{-3}$	B_6 $2 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j						
			0	1	2	3	4	5	6
1	B_1	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017784	–	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л2,Т1–0.5, Л1–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$
2	B_2	0.006	Л1,Л2,Т1–0.5 Л3,Т2–0.5 0.005928	Л2,Т1–0.5, Л1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5 Т2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$
3	B_3	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017784	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Т1–0.5, Л2–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$
4	B_4	0.018	Л3,Т2 0.5 0.017784	Т2–0.5 Л3–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Т2–0.5 Л3–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Т2–0.5 Л3–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	–	Т2–0.5 Л3–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$	Т2–0.5 Л3–14 $3.6 \cdot 10^{-5}$
5	B_5	0.006	Л1,Л2,Т1 0.5 0.005928	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2–0.5, Т1–14, $1.2 \cdot 10^{-5}$
6	B_6	0.006	Л3,Т2 0.5 0.005928	Л3–0.5, Т2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $1.2 \cdot 10^{-5}$	–

Таблиця 1.18 – Вибірка характеристик надійності варіанту І схеми вузлової

Наслідки відмов	Математичне очікування кількості відмов, 1/рік	Коефіцієнт вимушеного простою K_B , відн.од. 10^{-6}	Кількість	K_B , відн.од, 10-6	P, МВт	Зб, грн.
Л1	0,017784	57	2	2,027376		
	0,000036	57	12	0,024624		
	0,000036	1598	1	0,057528		
	0,005928	57	1	0,337896		
	0,000012	57	12	0,008208		
	0,000012	1598	1	0,019176		
	Сума				2,474808	4,176
Л2	0,017784	57	2	2,027376		
	0,000036	57	12	0,024624		
	0,000036	1598	1	0,057528		
	0,005928	57	1	0,337896		
	0,000012	57	12	0,008208		
	0,000012	1598	1	0,019176		
	Сума				2,474808	0,521
Л3	0,017784	57	1	1,013688		
	0,000036	57	5	0,01026		
	0,000036	1598	5	0,28764		
	0,005928	57	1	0,337896		
	0,000012	57	9	0,006156		
	0,000012	1598	1	0,019176		
	Сума				1,674816	2,258
ВСЬОГО						308

підстанції

Таблиця 1.19 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Наслідки відмов	Математичне очікування кількості відмов, 1/рік	Коефіцієнт вимушеного простою K_B , відн.од. 10^{-6}	Кількість	K_B , відн.од, 10-6	P, МВт	Зб, грн.
Л1	0,017784	57	2	2,027376		
	0,000036	57	5	0,01026		
	0,000036	1598	5	0,28764		
	0,005928	57	2	0,675792		
	0,000012	57	7	0,004788		
	0,000012	1598	1	0,019176		
Сума				3,025032	4,176	253
Л2	0,017784	57	2	2,027376		
	0,000036	57	5	0,01026		
	0,000036	1598	5	0,28764		
	0,005928	57	2	0,675792		
	0,000012	57	7	0,004788		
	0,000012	1598	1	0,019176		
Сума				3,025032	0,521	32
Л3	0,017784	57	1	1,013688		
	0,000036	57	5	0,01026		
	0,000036	1598	0	0		
	0,005928	57	2	0,675792		
	0,000012	57	6	0,004104		
	0,000012	1598	1	0,019176		
Сума				1,72302	2,258	78
ВСЬОГО						362

Примітка: для розрахунку перетікання потужності по лініям схеми були використані вхідні дані для проведення аналізу нормального режиму вхідної схеми після корекції (Додаток Е).

Після розрахунків у попередніх розділах, потрібно визначити баланс потужностей для схеми розвитку, що і зробимо у наступному розділі.

1.7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між величиною спожитої та виробленої електроенергії. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в

систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{м}}, \quad (1.29)$$

P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах

(приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від

$\sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}), \quad (1.30)$$

Наближений розгляд споживання реактивної потужності, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв у мережі необхідно провести до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко–

економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{Hi} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (1.31)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{Hi}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням

коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження.

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях,

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями,

$\sum_{i=1}^K Q_{КПi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру:

для контуру 10-204-203-202-15:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{Hi} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{Hi} = 0,95 \cdot (1,2+1,4+2,2) = 4,56 \text{ (МВт)};$$

для контуру 10-205-201-14:

$$P_{\Gamma} = 0.95 \cdot (1.7 + 2.1) = 3,61 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для контуру 10-204-203-202-15:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 4.56 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0.85)) = 4.56 \cdot 0.62 = 2.83 \text{ (МВАр)};$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^K Q_{\text{КПі}} &= 0.95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\text{ні}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{Ті}} - Q_{\Gamma} = 0.95 \cdot (0.51 + 0.76 + 1) + \\ &+ 0.1 \cdot (1.3 + 1.59 + 2.42) - 2.83 = 0.143 \text{ (МВАр)}. \end{aligned}$$

Для контуру 10-205-201-14:

$$Q_{\Gamma} = 3.61 \cdot 0.62 = 2.238 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КПі}} = 0.95 \cdot (0.84 + 1.02) + 0.1 \cdot (1.91 + 2.33) - 2.238 = 0.047 \text{ (МВАр)}.$$

Виходячи з розрахунків робимо висновок, що не потрібно встановлювати компенсуючі пристрої.

1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Е.

Попередньо розрахувавши усталений режим, виявилось, що на деяких лініях необхідно змінювати переріз, оскільки активні потужності, що протікають по них, перевищують граничні значення економічних потужностей для даних перерізів.

Отже були збільшені перерізи таких ліній:

лінія 100-1 з АС 150 на АС 185;

лінія 101-1 з АС 150 на АС 185;

лінія 1-3 з АС 120 на АС 150.

З врахуванням уточнення перерізів, вхідними даними для розрахунку усталеного режиму є:

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5500.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Нвузла:	200	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 84

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos
100	Хмельницький енерговузол	110				
200	Бар	110				
1	Ракова	110				
1011		10	2.370	1.100		
1012		10	2.370	1.100		
2	Ружичанка	35				
1021		10	1.870	1.060		
3	Гвашківці	110				
3331		110				
3332		110				
3531		35				
3532		35				
1031		10	1.320	0.640		
1032		10	1.320	0.640		
4	Богданівці	35				
1041		10	0.880	0.500		
5	Лозове	110				
1051		10	2.310	1.060		
6	Деражня	110				
6661		110				
6662		110				
3561		35				
3562		35				
1061		10	2.860	1.550		

1062		10	2.860	1.550
7	Вовковинці	110		
1071		10	2.530	1.300
8	Комаринці тяга	110		
8881		110		
2781		27		
1081		10	10.120	4.910
9	Балки	110		
9991		110		
9992		110		
3591		35		
3592		35		
1091		10	4.590	2.600
1092		10	4.590	2.600
10	Летичів	110		
1010101		110		
35101		35		
10101		10	5.940	2.710
11	Козачки	35		
10111		10	1.210	0.650
12	Голонищево	35		
10121		10	0.790	0.410
13	Бохни	35		
10131		10	1.430	0.650
14	Бройлерна	35		
10141		10	0.880	0.430
15	Новокостянтинів	35		
10151		10	1.320	0.750
16	Тележинці	35		
10161		10	1.540	0.840
17	Цукровий завод	35		
10171		10	1.320	0.670
18	Стара Синява	110		
1818181		110		
35181		35		
10181		10	6.160	2.810
19	Маломоленці	110		
10191		10	2.860	1.390
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
105		110		
106		110		
107		110		
201	Нова 1	35		
102011		10	1.050	0.510
102012		10	1.050	0.510
202	Нова 2	35		
102021		10	1.100	0.500
102022		10	1.100	0.500
203	Нова 3	35		
102031		10	0.700	0.380

102032		10	0.700	0.380
204	Нова 4	35		
102041		10	0.600	0.260
102042		10	0.600	0.260
205	Нова 5	35		
102051		10	0.850	0.440
102052		10	0.850	0.440

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 86

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	9.180
101	1	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	3.740
2	3531	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	14.200
1	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	6.520
3532	4	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	2.800
3	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.000
5	102	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	1.500
102	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	15.800
6	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.000
7	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.100
103	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
8	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	7.610
104	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.800
9	105	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	6.000
105	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	4.000
6	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.000
35101	11	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	11.500
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	12.400
35101	13	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	3.200
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	5.700
14	15	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	13.400
15	16	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	12.800
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	15.200
17	35181	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	5.500
18	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	19.800
19	107	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	13.360
107	106	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	7.230
106	100	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	11.800
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
1	1012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.768
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-4000/35/10	3.420
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
3331	3531	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.015
3332	3532	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
4	1041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.420
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
6	6661	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000

6661	3561	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
6661	1061	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
6	6662	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
6662	3562	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
6662	1062	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.015
8881	2781	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
9	9991	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
9991	3591	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.030
9992	3592	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
10	1010101	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	0.925
1010101	35101	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1010101	10101	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
11	10111	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.182
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
14	10141	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-1600/35/10	3.182
15	10151	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
16	10161	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
17	10171	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.277
18	1818181	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1818181	35181	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1818181	10181	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
19	10191	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
35101	205	Однолланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	8.910
201	205	Однолланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	10.890
14	201	Однолланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	5.940
35101	204	Однолланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	3.960
203	204	Однолланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	13.960
202	203	Однолланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	11.880
15	202	Однолланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.930
201	102011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
201	102012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
202	102021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
202	102022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
203	102031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
203	102032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
204	102041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
204	102042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.230
205	102051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182
205	102052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/35/10	3.182

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнення перерізів представлені в додатку Е.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у деяких вузлах на стороні НН 10 кВ не є допустимою. Тому було проведено регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів. Результати розрахунку усталеного режиму з врахуванням регулювання приведені в додатку Е. Електрична мережа після розвитку характеризується низькими втратами потужності 5.395 МВт або 5.% від потужності генерації.

Результати розрахунку усталеного режиму після розвитку показано відповідно на рис. 1.18.

Також було проведено регулювання рівнів напруги в усіх інших режимах. Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках Ж та К.

Також результати розрахунку даних режимів показано відповідно на рис. 1.19 та 1.20.

У післяаварійному режимі була розірвана головна ділянка 7-201 та 8-202.

Покажемо результати регулювання в усіх режимах в таблиці 1.20.

Таблиця 1.20 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалуджень			
	Максимальний до регулювання	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
1	9/9	7/7	7/7	3/3
2	9	4	4	1
3	9/9	9/8	9/8	6/5
4	9	4	4	4
5	9	8	8	5
6	9/9	9/8	9/8	6/5
7	9	8	8	5

8	9	8	8	5
9	9/9	7/7	7/7	4/4
10	9	14	9	10

Продовження таблиці 1.20

11	9	9	6	6
12	9	9	7	7
13	9	6	6	6
14	9	9	6	6
15	9	9	6	8
16	9	9	6	6
17	9	7	5	4
18	9	9	9	7
19	9	8	8	5
201	9/9	9/9	6/6	9/9
202	9/9	9/9	6/6	11/11
203	9/9	9/9	6/6	9/9
204	9/9	9/9	6/6	9/9
205	9/9	9/9	6/6	9/9

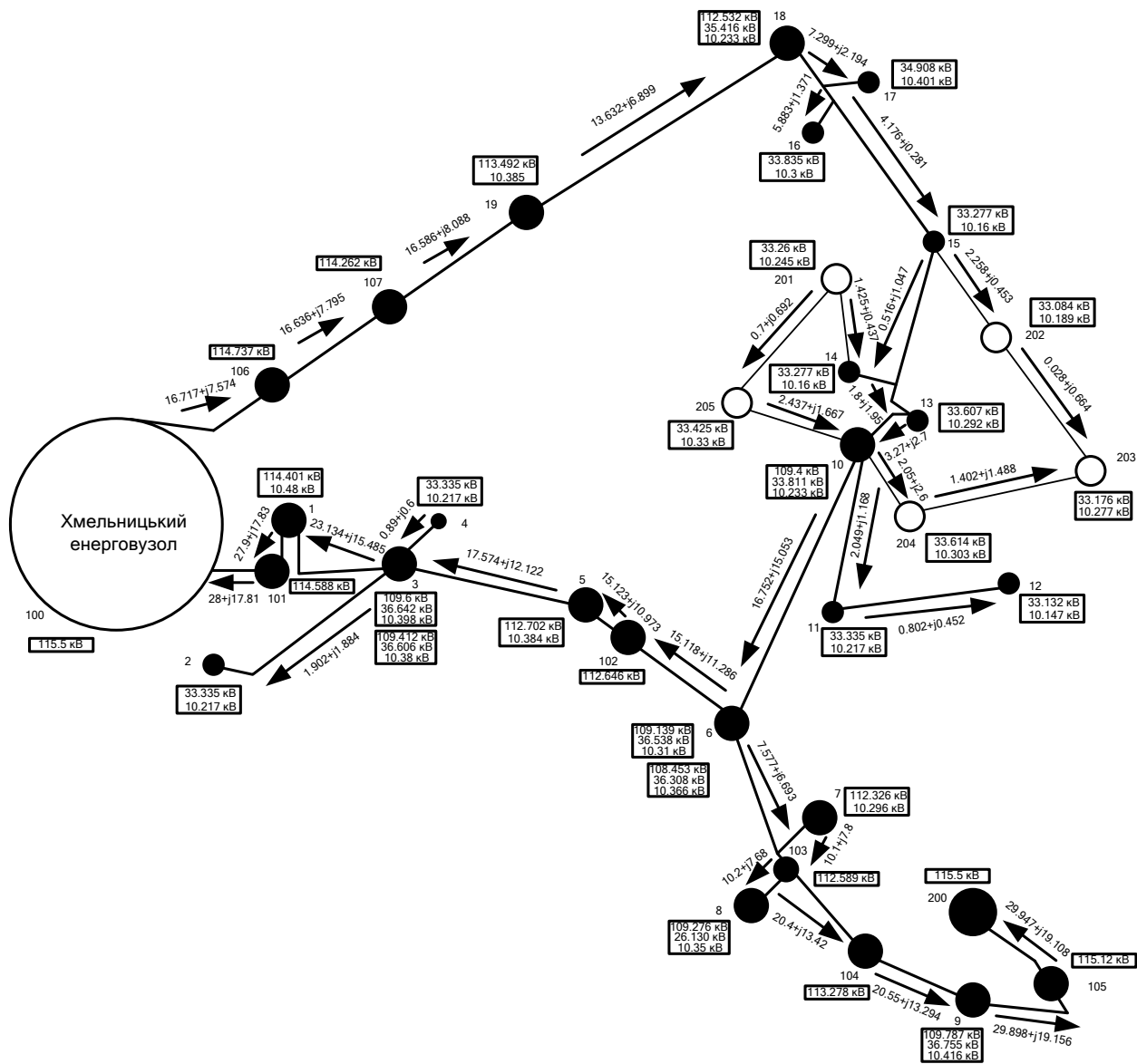


Рисунок 1.18 – Результати розрахунку максимального режиму

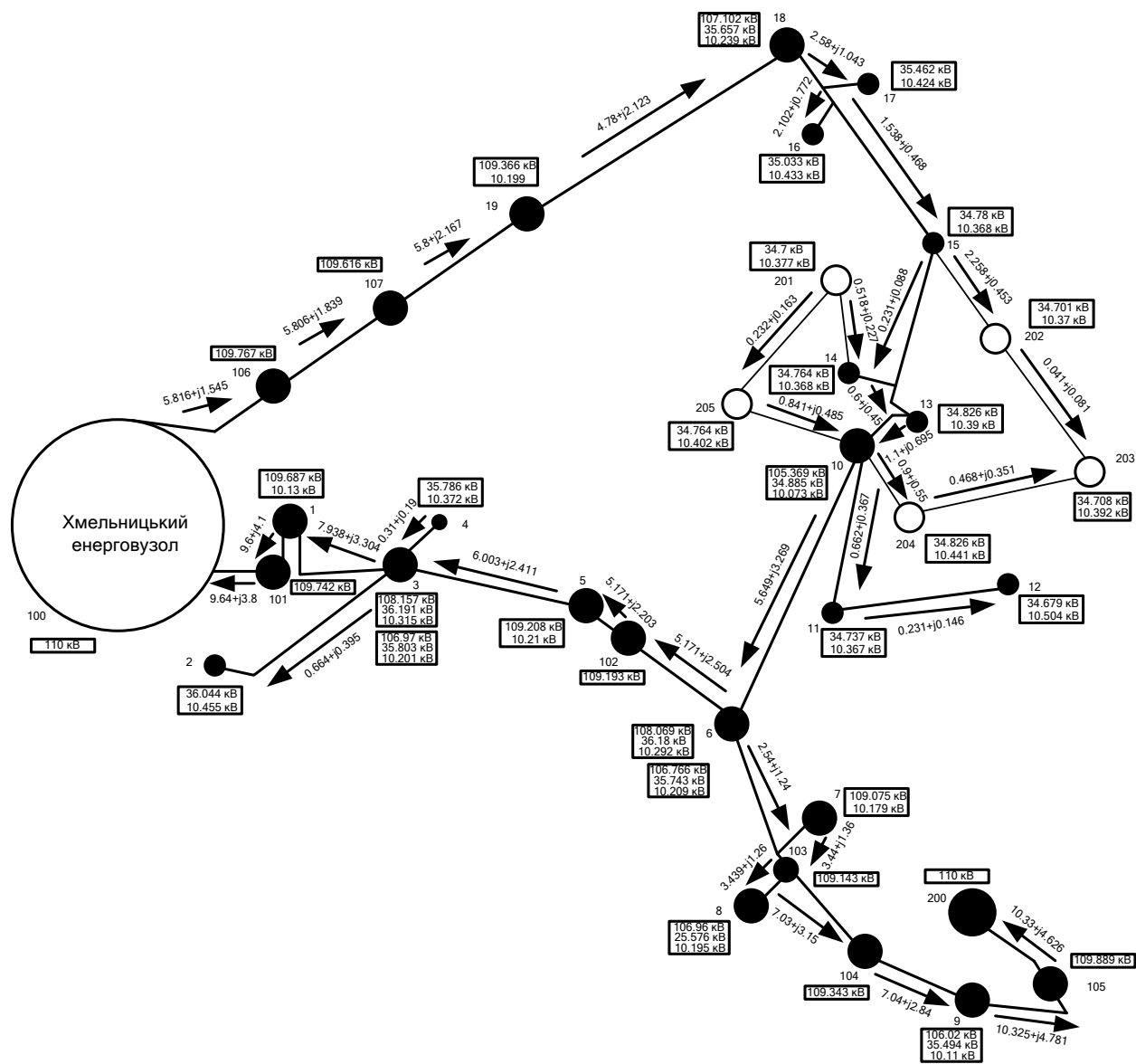


Рисунок 1.19 – Результати розрахунку мінімального режиму

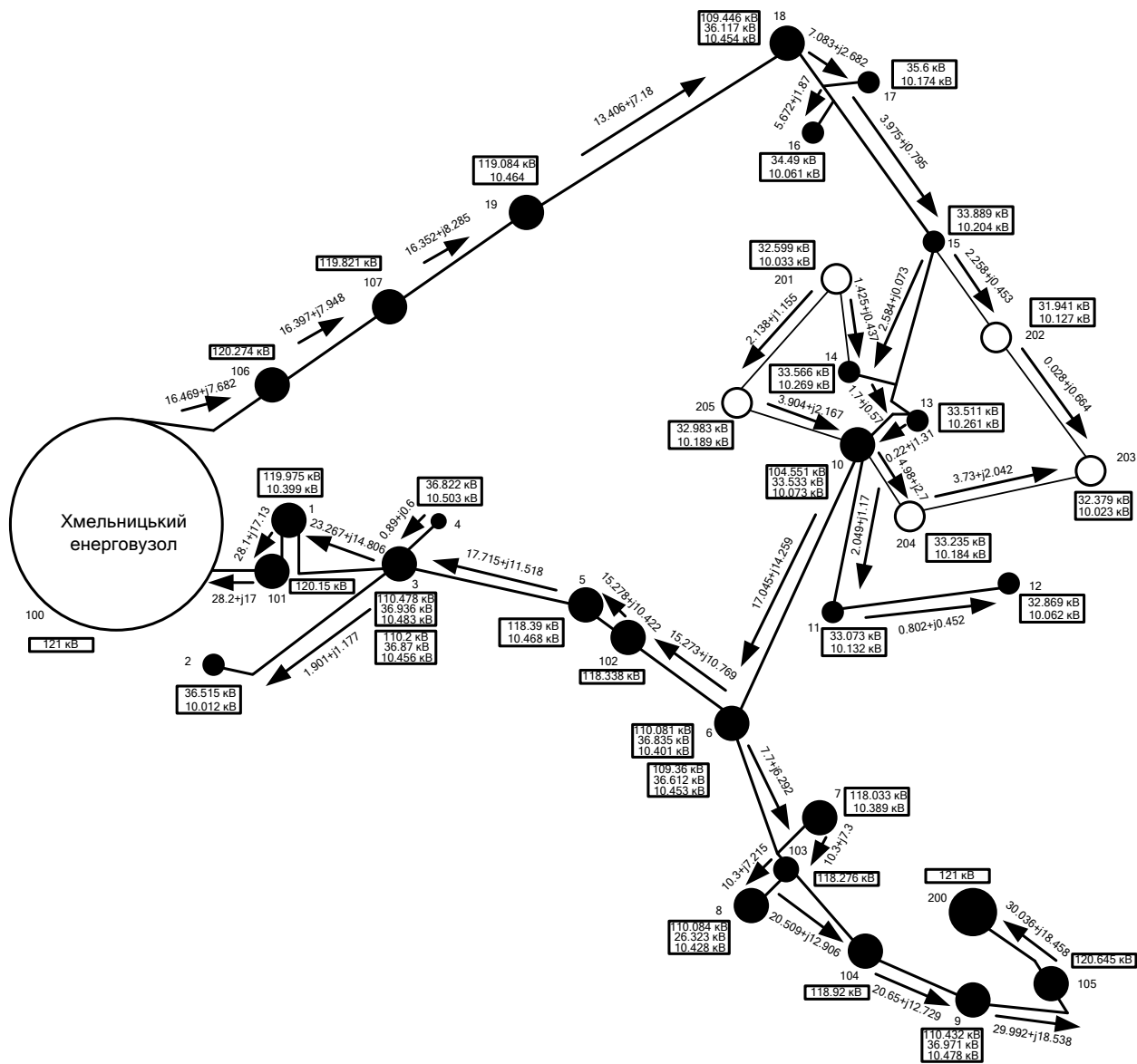


Рисунок 1.20 – Результати розрахунку після аварійного режиму

2.ЗАХИСТ ВІД ПРЯМИХ УДАРІВ БЛИСКАВКИ

2.1. Комплекс засобів захисту від блискавки

Комплекс засобів блискавкозахисту будівель або споруд включає в себе пристрої захисту від прямих ударів блискавки [зовнішня блискавко-захисна система (БЗС)] і пристрої захисту від вторинних впливів блискавки (внутрішня БЗС). В окремих випадках блискавкозахист може містити тільки зовнішні або тільки внутрішні пристрої. У загальному випадку частина струмів блискавки протікає по елементам внутрішнього блискавко захисту.

Зовнішня БЗС може бути ізольована від споруди (окремо стоять блискавковідводи - стрижневі або тросові, а також сусідні споруди, що виконують функції природних блискавковідводів), або може бути встановлена на будівлі що захищається і навіть бути його частиною.

Внутрішні пристрої блискавкозахисту призначені для обмеження електромагнітних впливів струму блискавки і запобігання іскріння всередині об'єкта, що захищається.

Струми блискавки, що потрапляють в блискавкоприймачі, відводяться в заземлювач через систему струмовідводів (спусків) і розтікаються в землі [1].

2.2. Зовнішня блискавкозахисна система

Зовнішня БЗС у загальному випадку складається з блискавкоприймачів, струмовідводів і заземлювачів. Їхній матеріал і переріз елементів вибирають по табл. 2.1.

Таблиця 2.1 Матеріал і мінімальний переріз елементів зовнішньої БЗС

Рі вень захисту	Матеріал	Переріз, мм ²		
		блискавкоприймача	струмовідвод	заземлювача
I—IV	Сталь	50	50	30
I—IV	Алюм	70	25	Не
I—IV	Мідь	35	16	застосовує-ться 50

Примітка. Зазначені значення можуть бути збільшені залежно від підвищення корозії або механічних впливів.

2.2.1. Блискавкоприймачі

Блискавкоприймачі можуть бути спеціально встановленими, в тому числі на об'єкті, або їх функції виконують конструктивні елементи об'єкта що захищається в останньому випадку вони називаються природними блискавкоприймачами.

Блискавкоприймачі можуть складатися з довільної комбінації наступних елементів: стрижнів, натягнутих проводів (тросів), сітчастих провідників (сіток).

Наступні конструктивні елементи будинків і споруд можуть розглядатися як природні блискавкоприймачі:

а) металеві покрівлі захищених об'єктів за умови, що: електрична безперервність між різними частинами забезпечена на довгий термін;

товщина металу покрівлі становить не менше значення t , наведеного в табл.

2.2 якщо необхідно захистити покрівлю від пошкодження або прогорання;

товщина металу покрівлі становить не менше 0,5мм, якщо її не обов'язково захищати від:

пошкоджень і немає небезпеки займання горючих матеріалів, які перебувають під покрівлею;

покрівля не має ізоляційного покриття. При цьому невеликий шар антикорозійної фарби або шар 0,5мм асфальтового покриття, або шар 1мм пластикового покриття не вважається ізоляцією;

неметалеві покриття на/або під металевою покрівлею не виходять за межі, що захищається;

б) металеві конструкції даху (ферми, з'єднана між собою сталева арматура);

в) металеві елементи типу водостічних труб, прикрас, огорожень по краю даху і т.п., якщо їх переріз не менше значень, передбачених для звичайних блискавкоприймачів;

Таблиця 2.2 Товщина покриття, труби або корпусу резервуара, що виконують функції природного блискавкоприймача

Рівень захисту	матеріал	Товщина t не менше, мм
I – IV	Залізо	4
I – IV	Мідь	5
I – IV	Алюміній	7

г) технологічні металеві труби та резервуари, якщо вони виконані з металу товщиною не менше 2,5мм і проплавлення або пропалу цього металу не призведе до небезпечних або неприпустимих наслідків;

д) металеві труби та резервуари, якщо вони виконані з металу товщиною не менше значення t , наведеного в табл. 2.2, і якщо підвищення температури з внутрішньої сторони об'єкта в точці удару блискавки не становить небезпеки.

З метою зниження ймовірності виникнення небезпечного іскріння струмовідводи розташовуються таким чином, щоб між точкою пошкодження і землею:

- а) струм розтікався по декількох паралельних шляхах;
- б) довжина цих шляхів була зведена до мінімуму.

Якщо блискавкоприймач складається зі стрижнів, встановлених на окремих опорах (або одній опорі), на кожній опорі передбачається не менше одного струмовідводу.

Якщо блискавкоприймач складається з окремих горизонтальних проводів (тросів) або з одного дроту (троса), на кожному кінці дроту (троса) виконується не менше одного струмовідводу.

Якщо блискавкоприймач представляє собою сітчасту конструкцію, підвішену над об'єктом, що захищається, на кожній її опорі виконується не менше одного струмовідводу. Загальна кількість струмовідводів приймається не менше двох.

Струмовідводи розташовуються по периметру об'єкта, що захищається таким чином, щоб середня відстань між ними була не менше значень, наведених у табл. 2.3.

Струмовідводи з'єднуються горизонтальними поясами поблизу поверхності землі і через кожні 20м. по висоті будівлі.

Таблиця 2.3 Середня відстань між струмовідводами в залежності від рівня захисту

Рівень захисту	Середня відстань,м
I	10
II	15
III	20
IV	25

Бажано, щоб струмовідводи рівномірно розташовувалися по периметру об'єкта що захищається. По можливості вони прокладаються поблизу кутів будівель.

Не ізольовані від об'єкта, що захищається струмовідводи прокладаються наступним чином:

якщо стіна виконана з негорючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені на поверхні стіни або проходити в стіні; якщо стіна виконана з горючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені безпосередньо на поверхні стіни, так щоб підвищення температури при протіканні струму блискавки не представляло небезпеки для матеріалу стіни;

якщо стіна виконана з горючого матеріалу і підвищення температури струмовідводів представляє для нього небезпеку, струмовідводи розміщуються таким чином, щоб відстань між ними і об'єктом, що захищається завжди перевищувала 0,1м. Металеві скоби для кріплення струмовідводів можуть бути в контакті зі стіною.

Не слід прокладати струмовідводи у водостічних трубах. Рекомендується розміщувати струмовідводи на максимально можливих відстанях від дверей і вікон.

Струмівідводи прокладаються по горизонтальним і вертикальним лініям, так щоб шлях до землі був по можливості найкоротшим. Не рекомендується прокладка струмівідводів у вигляді петель.

Наступні конструктивні елементи будівель можуть вважатися природними струмівідводами:

а) металеві конструкції за умови, що:

електрична безперервність між різними елементами є довговічною;

вони мають не менші розміри, ніж потрібні для спеціально передбачених струмівідводів;

Металеві конструкції можуть мати ізоляційне покриття.

б) металевий каркас будівлі або споруди;

в) з'єднана між собою сталева арматура будівлі або споруди;

г) частини фасаду, профільовані елементи і опорні металеві конструкції фасаду за умови, що:

їх розміри відповідають вказівкам, які належать до струмівідводів, а їх товщина складає не менше 0,5мм;

металева арматура залізобетонних будівель вважається такою, що забезпечує електричну безперервність, якщо вона задовільняє такі умови:

- Приблизно 50% з'єднань вертикальних і горизонтальних стрижнів виконані зварюванням або мають жорсткий зв'язок (болтове кріплення, в'язка дротом);

- електрична неперервність забезпечена між сталеною арматурою різних задалегідь заготовлених бетонних блоків і арматурою бетонних блоків, підготовлених на місці. У прокладці горизонтальних поясів немає необхідності, якщо металеві каркаси будівлі або сталева арматура залізобетону використовується як струмівідводи.

У всіх випадках, за винятком використання окремо стоячого блискавковідводу, заземлювач блискавкозахисту поєднується з заземлювачами електроустановок та засобів зв'язку. Якщо ці заземлювачі розділяються з яких-

небудь технологічних міркувань, їх слід об'єднати в загальну систему за допомогою системи вирівнювання потенціалів.

Доцільно використовувати такі типи заземлювачів: один або декілька контурів, вертикальні (або похилі) електроди, радіально розходяться електроди або заземлюючий контур, покладений на дні котловану, заземлюючі сітки.

Сильно заглиблені заземлювачі виявляються ефективними, якщо питомий опір ґрунту зменшується з глибиною і на великій глибині виявляється істотно меншим, ніж на рівні звичайного розташування.

Заземлювач у вигляді зовнішнього контуру переважно прокладається на глибині не менше 0,5м від поверхні землі і на відстані не менше 1м від стін. Заземлюючі електроди повинні розташовуватися на глибині не менше 0,5м за межами об'єкта, що захищається і бути як можна більш рівномірно розподіленими; при цьому треба прагнути звести до мінімуму їх взаємне екранування.

Глибина прокладання та тип заземлюючих електродів вибираються за умови забезпечення мінімальної корозії, а також можливо меншої сезонної варіації опору заземлення в результаті висихання та промерзання ґрунту.

В якості заземлюючих електродів може використовуватися з'єднана між собою арматура залізобетону або інші підземні металеві конструкції. Якщо арматура залізобетону використовується як заземлювальні електроди, підвищені вимоги пред'являються до місць її сполук, щоб виключити механічне руйнування бетону. Якщо використовується зверхнапружений бетон, слід врахувати можливі наслідки протікання струму блискавки, який може викликати неприпустимі механічні навантаження.

Блискавкоприймачі і струмовідводи жорстко закріплюються, так щоб виключити будь-який розрив або ослаблення кріплення провідників під дією електродинамічних сил або випадкових механічних впливів (наприклад, від пориву вітру або падіння снігового шару).

Кількість з'єднань провідника зводиться до мінімального. З'єднання виконуються зварюванням, паянням, допускається також вставка в затискаючий наконечник або болтове кріплення.

2.3. Вибір блискавковідводів

Вибір типу і висоти блискавковідводів здійснюється, виходячи з значень необхідної надійності P_3 . Об'єкт вважається захищеним, якщо сукупність всіх його блискавковідводів забезпечує надійність захисту не менше P_3 .

У всіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, щоб максимально використовувалися природні блискавковідводи, а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня – в комбінації із спеціально встановленими блискавковідводами.

У загальному випадку вибір блискавковідводів проводиться за допомогою відповідних комп'ютерних програм, здатних обчислювати зони захисту або ймовірність прориву блискавки в об'єкт (групу об'єктів) будь-якої конфігурації при довільному розташуванні практично будь-якого числа блискавковідводів різних типів.

За інших рівних умов висоту блискавковідводів можна знизити, якщо замість стрижневих конструкцій застосовувати тросові, особливо при їх підвісці по зовнішньому периметру об'єкта.

Якщо захист об'єкта забезпечується найпростішими блискавковідводами (одиначним стрижневим, одиначним тросовим, подвійним стрижневим, подвійним тросовим, замкнутим тросовим), розміри блискавковідводів можна визначати, користуючись заданими в цьому нормативі зонами захисту.

У разі проектування блискавкозахисту для звичайного об'єкту, можливо визначення зон захисту за захисним кутом або методом сфери що обертається відповідно до стандарту Міжнародної електротехнічної комісії за умови, що розрахункові вимоги Міжнародної електротехнічної комісії виявляються більш жорсткими.

2.3.1. Типові зони захисту стрижневих і тросових блискавковідводів
Стандартною зоною захисту одного стрижневого блискавковідводу висотою h є круговий конус висотою $h_0 < h$ вершина якого співпадає з вертикальною віссю блискавковідводу (рис. 2.1).

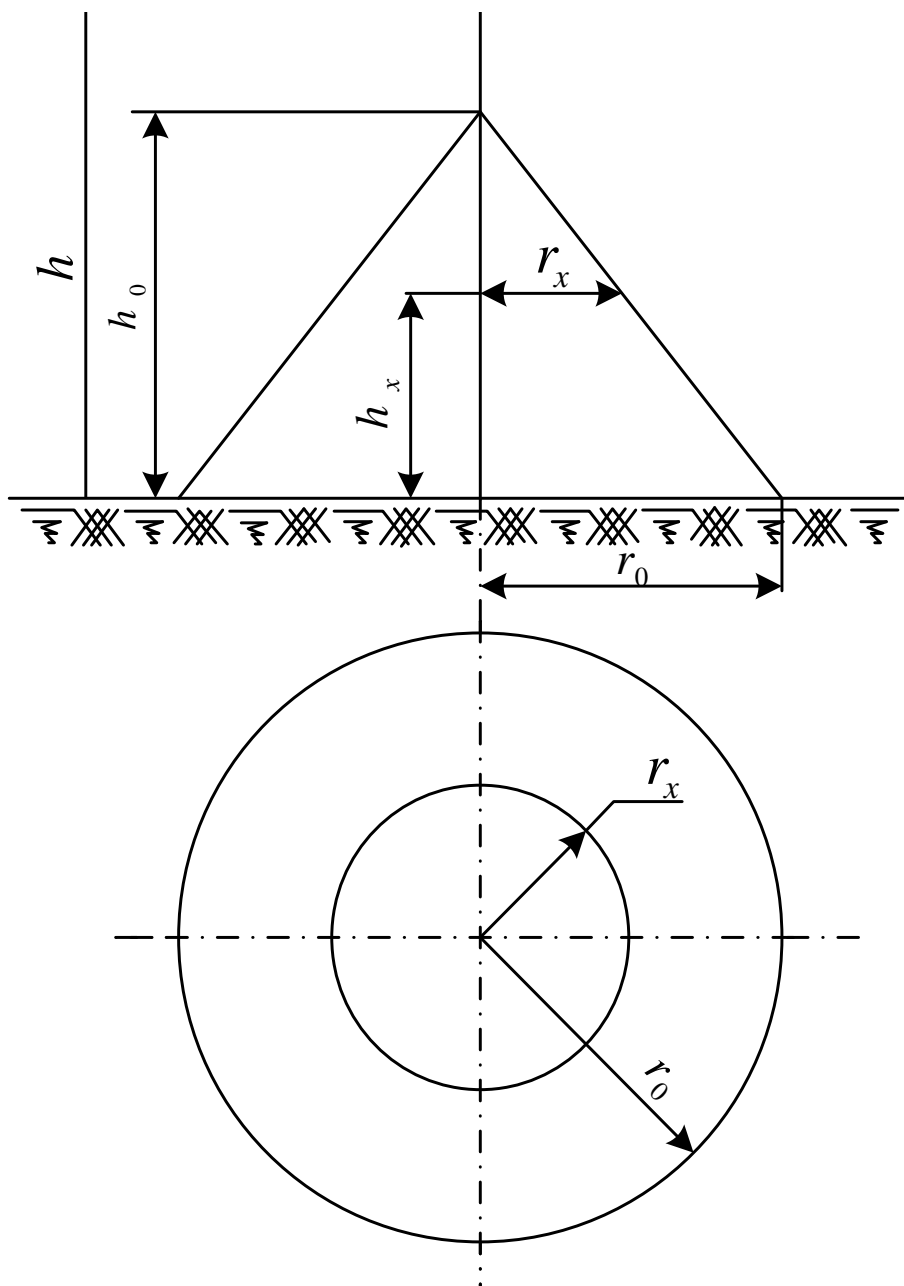


Рисунок 2.1. Зона захисту одного стрижневого блискавковідводу

Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою конуса h_0 і радіусом конуса на рівні землі r_0 .

Наведені нижче розрахункові формули (табл. 2.4) придатні для блискавковідводів висотою до 150м. При більш високих блискавковідводах слід користуватися спеціальною методикою розрахунку.

Для зони захисту необхідної надійності (рис. 2.1) радіус горизонтального перерізу r_x на висоті h_x визначається за формулою:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (2.1)$$

Таблиця 2.4 Розрахунок зони захисту одного стрижневого блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавковідводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	Від 0 до 100	0,85h	1,2h
	Від 100 до 150	0,85h	$[1,2 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$
0,99	Від 0 до 30	0,85h	0,8h
	Від 30 до 100	0,85h	$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,8 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$	0,7h
0,999	Від 0 до 30	0,7h	0,6h
	Від 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} (h-30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} (h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,65 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3} (h-100)]h$

Стандартні зони захисту одного тросового блискавковідводу висотою h обмежені симетричними двосхилими поверхнями, утворюють у вертикальному перерізі рівнобедрений трикутник з вершиною на висоті $h_0 < h$ і основою на рівні землі $2r_0$ (рис., 2.2).

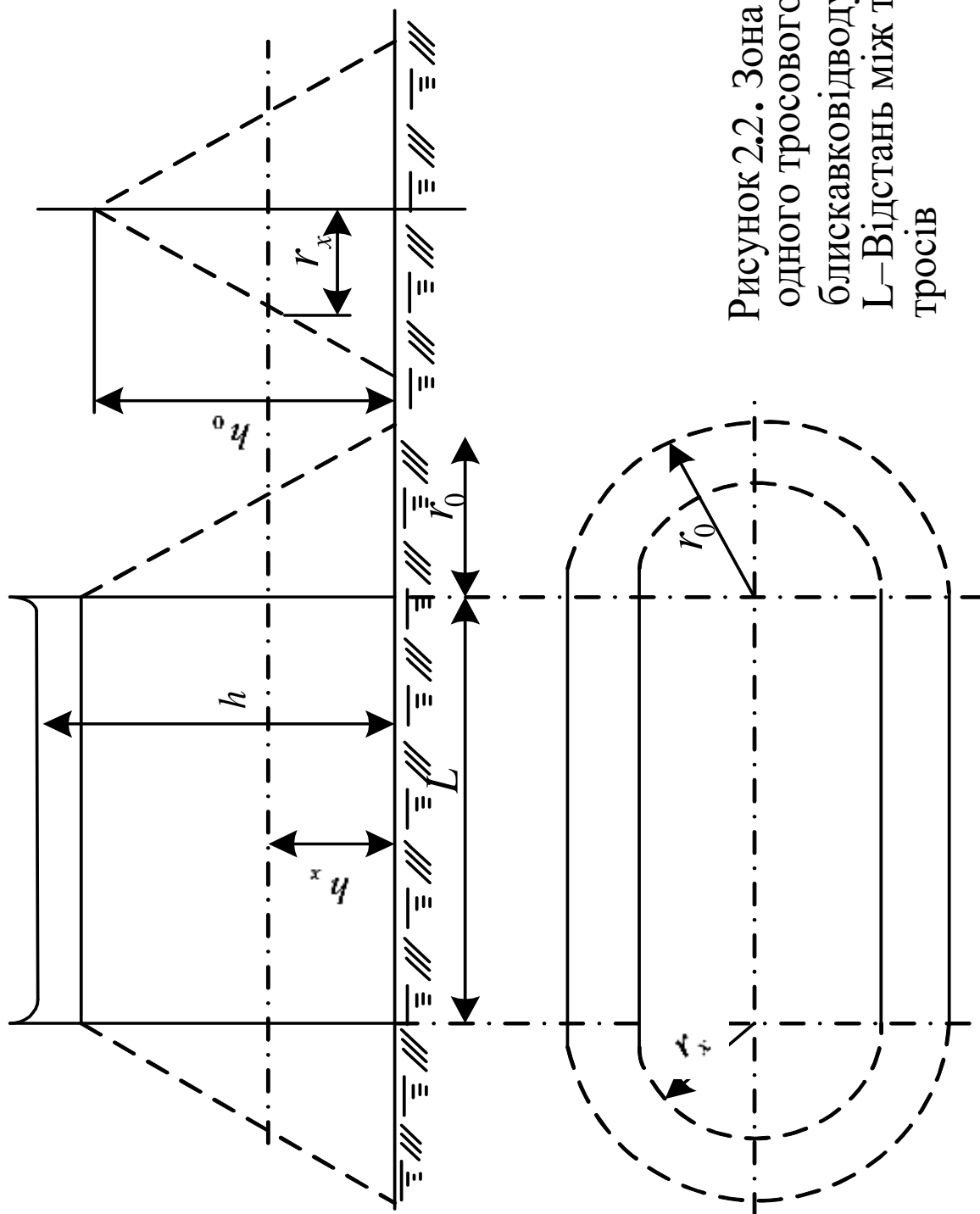


Рисунок 2.2. Зона захисту
одного тросового
блискавковідводу
L-Відстань між точками підвісу
тросів

Таблиця 2.5 Розрахунок зони захисту одного тросового блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавководу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	Від 0 до 150	0,87h	1,5h
0,99	Від 0 до 30	0,8h	0,95h
	Від 30 до 100	0,8h	$[0,95 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h-30)]h$
	Від 100 до 150	0,8h	$[0,9 - 10^{-3}(h-100)]h$
0,999	Від 0 до 30	0,75h	0,7h
	Від 30 до 100	$[0,75 - 4,28 \cdot 10^{-4}(h-30)]h$	$[0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	Від 100 до 150	$[0,72 - 10^{-3}(h-100)]h$	$[0,6 - 10^{-3}(h-100)]h$

Наведені нижче розрахункові формули (табл. 2.5) придатні для блискавководів висотою до 150м. При більшій висоті слід користуватися спеціальним програмним забезпеченням. Тут і далі під h розуміється мінімальна висота троса над рівнем землі (з урахуванням провисання).

Половина ширини r_x зони захисту необхідної надійності (рис. 2.2) на висоті h_x від поверхні землі визначається виразом (2.2):

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (2.2)$$

При необхідності розширити об'єм, що захищається до країв зони захисту тросового блискавководу можуть додаватися зони захисту несучих опор, які розраховуються за формулами одиноких стрижневих блискавководів, представленими в табл. 2.4. У разі великих провисань тросів, наприклад, на повітряних лініях електропередачі, рекомендується розраховувати забезпечувану імовірність прориву блискавки програмними методами, оскільки побудова зон захисту за мінімальною висотою троса в прольоті може призвести до невиправданих запасів.

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між стержневими блискавкоприймачами L не перевищує граничного Значення L_{\max} . В іншому випадку обидва блискавковідводи розглядаються як поодинокі.

Конфігурація вертикальних і горизонтальних перерізів стандартних зон захисту подвійного стрижневого блискавковідводу (висотою h і відстанню L між блискавковідводами) представлена на рис 2.3. Побудова зовнішніх областей зон подвійного блискавковідводу (полуконусів з габаритами h_0, r_0) проводиться за формулами табл. 2.4 для одиночних стрижневих блискавковідводів.

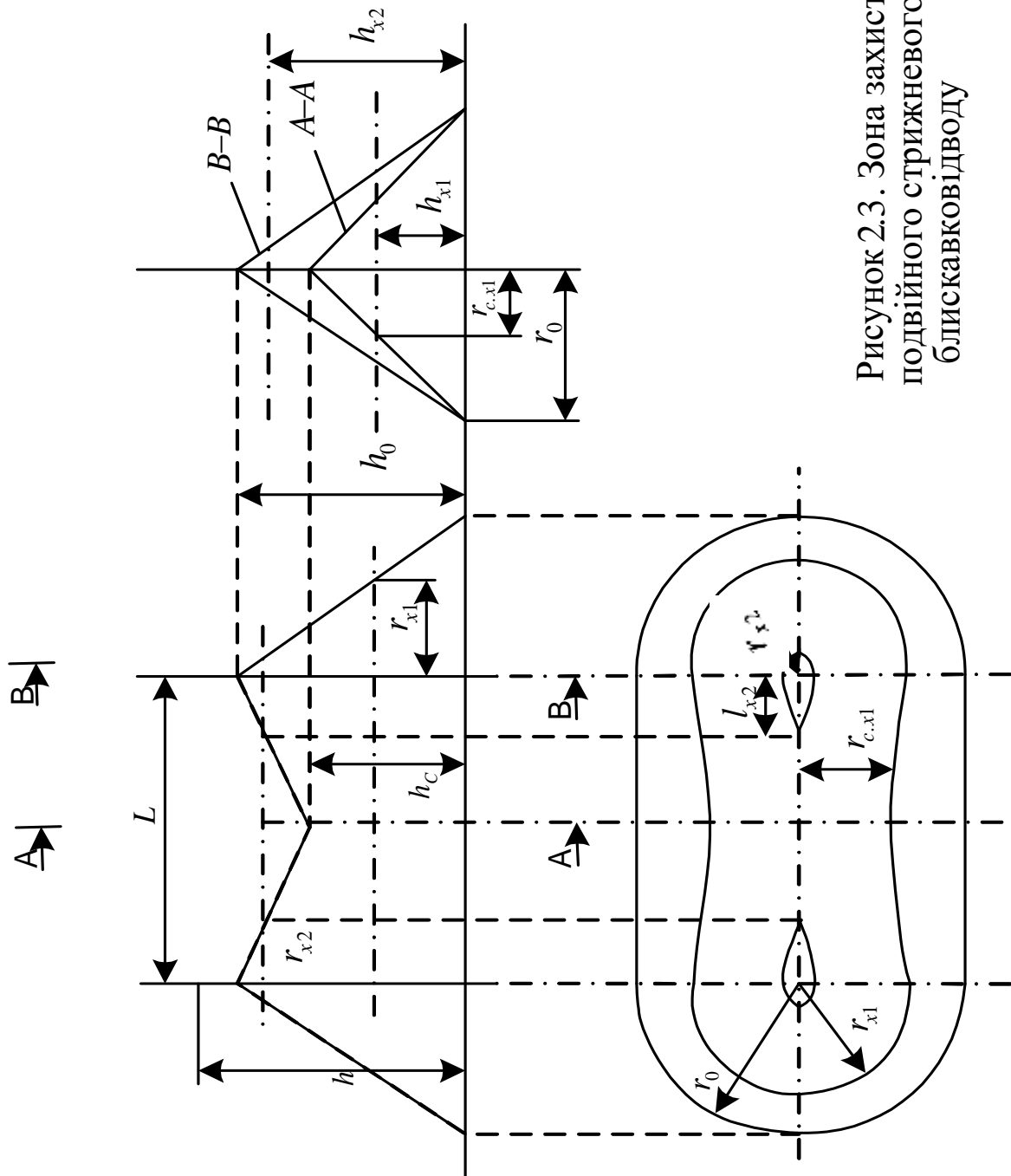


Рисунок 2.3. Зона захисту
 подвійного стрижневого
 блискавквідводу

Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_0 і h_c , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, а другий - мінімальну висоту зони по середині між блискавковідводами. При відстані між блискавковідводами $L \leq L_c$ межа зони не має провисання ($h_c = h_0$). Для відстаней $L_c \leq L \leq L_{\max}$ висота h_c визначається за виразом:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0. \quad (2.3)$$

Вхідні в нього граничні відстані L_{\max} і L_c обчислюються за емпіричними формулами табл. 2.6, придатними для блискавковідводів висотою до 150м. При більшій висоті блискавковідводів слід користуватися спеціальним програмним забезпеченням.

Таблиця 2.6 Розрахунок параметрів зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавковідводу h , м	h_{\max} , м	L_c , м
0,9	Від 0 до 30	5,75h	2,5h
	Від 30 до 100	$[5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	2,5h
	Від 100 до 150	5,5h	2,5h
0,99	Від 0 до 30	4,75h	2,25h
	Від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	$[2,25 - 0,0107(h-30)]h$
	Від 100 до 150	4,5h	1,5h
0,999	Від 0 до 30	4,25h	2,25h
	Від 30 до 100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	$[0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	Від 100 до 150	4,0h	1,5h

Розміри горизонтальних перерізів зони обчислюються за такими формулами, загальними для всіх рівнів надійності захисту: максимальна напівширина зони r_x в горизонтальному перерізі на висоті h_x :

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (2.4)$$

довжина горизонтального перерізу l_x на висоті $h_x \geq h_c$:

$$l_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \quad (2.5)$$

причому при $h_x < h_c$ $l_x = L/2$;

ширина горизонтального перерізу в центрі між блискавковідводами $2r_{cx}$ на висоті $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c} \quad (2.6)$$

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між тросами L не перевищує максимального значення L_{\max} . В іншому випадку обидва блискавковідводи розглядаються як одиночні.

Конфігурація вертикальних і горизонтальних перерізів стандартних зон захисту подвійного тросового блискавковідводу (висотою h і відстанню між тросами L) представлена на рис. 2.4. Побудова зовнішніх областей зон (двох односхилих поверхонь з габаритами h_0, r_0) проводиться по формулам табл. 2.5 для одиночних тросових блискавковідводів.

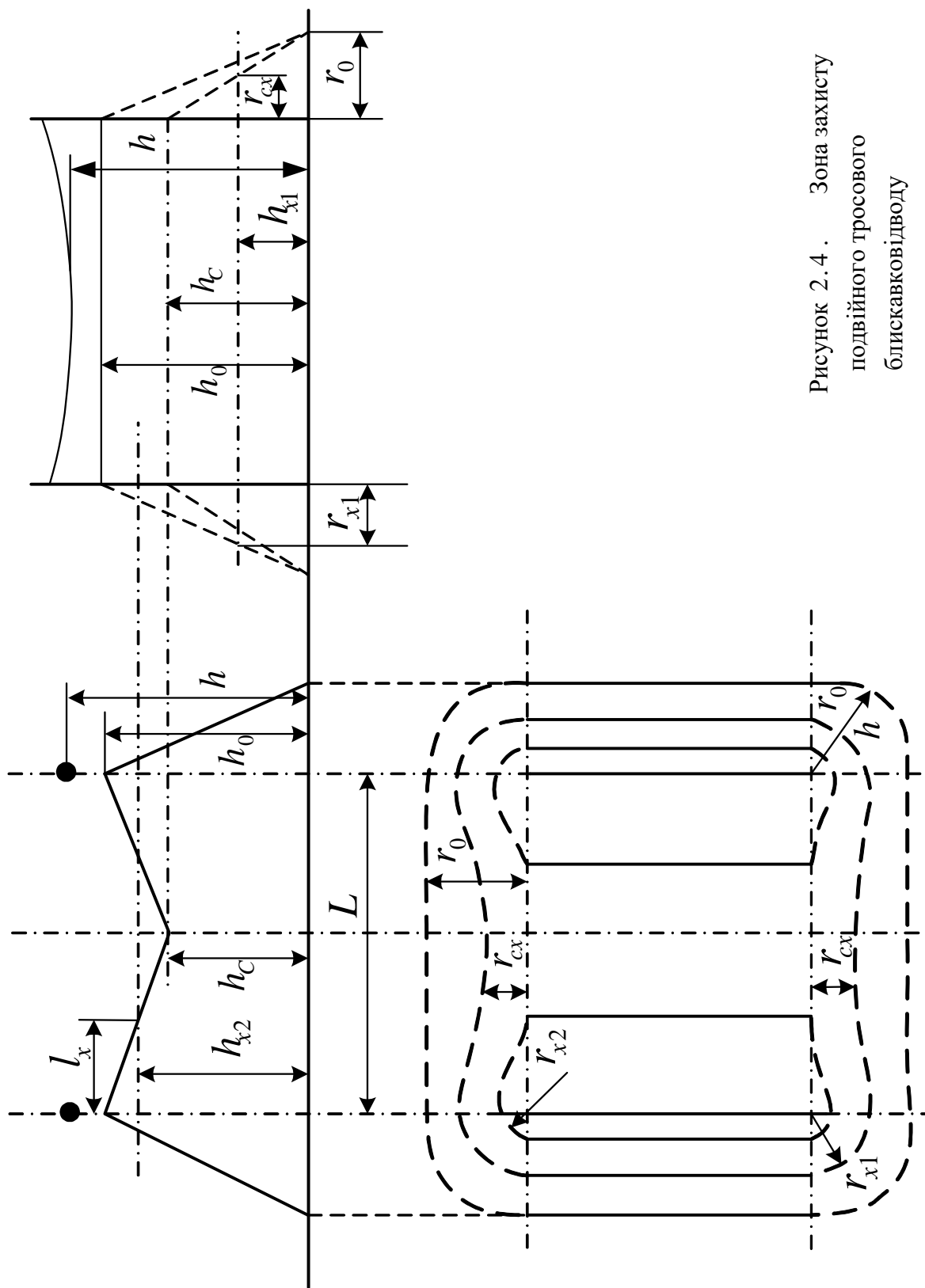


Рисунок 2.4. Зона захисту
подвійного тросового
блискавковідводу

Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_0 і h_c перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля тросів, а другий –

мінімальну висоту зони по середині між тросами. При відстані між тросами $L \leq L_C$ межа зони не має провисання ($h_c = h_0$). Для відстаней $L_C \leq L \leq L_{\max}$ висота h_c визначається за виразом:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_C} h_0. \quad (2.7)$$

Вхідні в нього граничні відстані L_{\max} і L_C обчислюються за емпіричними формулами табл. 2.7, придатними для тросів з висотою підвісу до 150м. При більшій висоті блискавковідводів слід користуватися спеціальним програмним забезпеченням.

Довжина горизонтального перерізу зони захисту на висоті h_x визначається за формулами:

$$\left. \begin{aligned} l_x &= L/2, \quad \text{при } h_c \geq h_x; \\ l_x &= \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \quad 0 < h_c < h_x. \end{aligned} \right\} \quad (2.8)$$

Таблиця 2.7 Розрахунок зони захисту подвійного тросового блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавковідводу h , м	h_{\max} , м	L_C , м
0,9	Від 0 до 150	6,0h	3,0h
0,99	Від 0 до 30	5,0h	2,5h
	Від 30 до 100	5,0h	$[2,5 - 7,14 \cdot 10^{-3} (h - 30)]h$
	Від 100 до 150	$[5,0 - 5 \cdot 10^{-3} (h - 100)]h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3} (h - 100)]h$
0,999	Від 0 до 30	4,75h	2,25h
	Від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} (h - 30)]h$	$[2,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} (h - 30)]h$
	Від 100 до 150	$[4,5 - 5 \cdot 10^{-3} (h - 100)]h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3} (h - 100)]h$

Для розширення об'єму, що захищається на зону подвійного тросового блискавковідводу може бути накладена зона захисту опор, несучих троси, яка

будується як зона подвійного стрижневого блискавковідводу, якщо відстань L між опорами менше L_{\max} , обчисленого за формулами табл. 2.6. В іншому випадку опори розглядаються як одиночні стрижневі блискавковідводи.

Коли троси непаралельні або різної висоти, або їх висота змінюється по довжині прольоту, для оцінки надійності їх захисту слід скористатися спеціальним програмним забезпеченням. Так само рекомендується діяти при великих провисаннях тросів в прольоті, щоб уникнути зайвих запасів по надійності захисту.

Розрахункові формули можуть використовуватися для визначення висоти підвісу замкнутого тросового блискавковідводу, призначеного для захисту з необхідною надійністю об'єктів висотою $h_0 < 30M$, розміщених на прямокутному майданчику площею S_0 у внутрішньому об'ємі зони при мінімальному горизонтальному зсуві між блискавковідводом і об'єктом, рівному D (рис. 2.5). Під висотою підвісу троса мається на увазі мінімальна відстань від троса до поверхні землі з урахуванням можливих провисань в літній сезон.

Для розрахунку h використовується вираз:

$$h = A + Bh_0 \quad (2.9)$$

в якому константи A і B визначаються залежно від рівня надійності захисту за такими формулами:

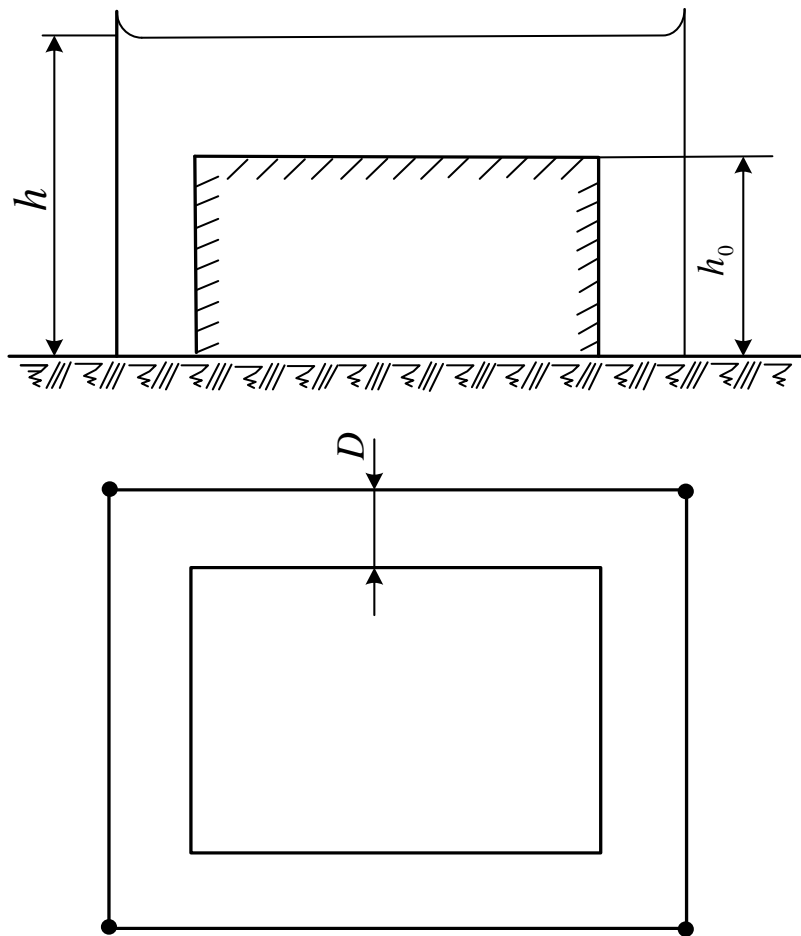


Рисунок 2.5. Зона захисту закритого тросового блискавковідводу

а) надійність захисту $P_3 = 0,99$

$$A = -0,14 + 0,252(D - 5) + [0,127 + 6,4 \cdot 10^{-4}(D - 5)]\sqrt{S_0}; \quad (2.10)$$

$$B = 1,05 - 9,08 \cdot 10^{-3}(D - 5) + [-3,44 \cdot 10^{-3} + 5,87 \cdot 10^{-5}(D - 5)]\sqrt{S_0}; \quad (2.11)$$

б) надійність захисту $P_3 = 0,999$

$$A = -0,08 + 0,324(D - 5) + [0,16 + 2,41 \cdot 10^{-4}(D - 5)]\sqrt{S_0}; \quad (2.12)$$

$$B = 1,1 - 0,0115(D - 5) + [4,24 \cdot 10^{-3} + 1,25 \cdot 10^{-4}(D - 5)]\sqrt{S_0}. \quad (2.13)$$

Розрахункові співвідношення справедливі, коли $D > 5$ м. Робота з меншими горизонтальними зміщеннями троса не доцільна через високу ймовірність зворотніх перекриттів блискавки з троса на захищаний об'єкт. Замкнуті тросові блискавковідводи не рекомендуються, коли необхідна надійність захисту менше 0,99.

Якщо висота об'єкта перевищує 30м, висота замкнутого тросового блискавковідводу визначається за допомогою програмного забезпечення. Так само слід діяти для замкнутого контуру складної форми.

Після вибору висоти блискавковідводів по їх зонам захисту рекомендується перевірити фактичну ймовірність прориву комп'ютерними засобами, а в разі великого запасу по надійності провести коригування, задаючи меншу висоту блискавковідводів.

Визначення зон захисту за рекомендаціями МЕК

Нижче наводяться правила визначення зон захисту для об'єктів висотою до 60м, викладених у стандарті МЕК (ІЕС 61024-1-1). При проектуванні може бути обраний будь-який спосіб захисту, однак практика показує доцільність використання окремих методів у наступних випадках:

метод захисного кута для простих за формою споруд або для маленьких частин великих споруд;

метод фіктивної сфери - для споруд складної форми;

застосування захисної сітки доцільно в загальному випадку і особливо для захисту поверхонь.

У табл. 2.8 для рівнів захисту I-IV наводяться значення кутів при вершині зони захисту, радіуси фіктивної сфери, а також гранично припустимий крок комірки сітки.

Стрижневі блискавкоприймачі, щогли і троси розміщуються так, щоб всі частини споруди, перебували в зоні захисту, утвореного під кутом α до вертикалі. Захисний кут вибирається по табл. 2.8, причому h є висотою блискавковідводу над поверхнею, яка буде захищена.

Метод захисного кута не використовується, якщо h більше, ніж радіус фіктивної сфери, визначений за табл. 2.8 для відповідного рівня захисту.

Метод фіктивної сфери використовується для визначення зони захисту для частини або областей споруди, коли згідно з табл. 2.4 виключено визначення зони

захисту за захисним кутом. Об'єкт вважається захищеним, якщо фіктивна сфера, торкаючись поверхні блискавковідводу і площини, на якій той встановлений, не має спільних точок з об'єктом, що захищається.

Сітка захищає поверхню, якщо виконані наступні умови:

провідники сітки проходять по краю даху, дах виходить за габаритні розміри будівлі;

провідник сітки проходить по гребеню даху, якщо нахил даху перевищує 1/10;

Таблиця 2.8 Параметри для розрахунку блискавкоприймачів по рекомендаціям МЕК

Рівень захисту	Радіус уявної сфери R, м	Кут α^0 коло вершини блискавковідводу для заданої будь-якої висоти h, м				Крок комірки сітки, м
		20	30	45	60	
I	20	25	*	*	*	5
II	30	35	25	*	*	10
III	45	45	35	25	*	10
IV	60	55	45	35	25	20

* в цих випадках використовуються тільки сітки або фіктивні сфери.

бічні поверхні споруди на рівнях вище, ніж радіус фіктивної сфери (див. табл. 2.8), захищені блискавковідводами або сіткою;

розміри комірки сітки не більші наведених у табл. 2.8;

сітка виконується таким способом, щоб струм блискавки мав завжди не менше двох різних шляхів до заземлювача;

ніякі металеві частини не повинні виступати за зовнішні контури сітки.

Провідники сітки прокладаються, наскільки це можливо, найкоротшими шляхами.

3. Релейний захист і автоматика

3.1 Види релейного захисту і автоматики живлячої електричної мережі 35кВ

MiCOM P123

Мультифункціональний термінал трифазного виконання, який придатний для всіх випадків, що вимагають застосування ненаправленого захисту від міжфазних коротких замикань, ненаправленого захисту від замикань на землю і функції АПВ.

Характеристики терміналу MiCOM P123 забезпечують просту адаптації реле до різних випадків застосування та умовам експлуатації. Потужний, але в той же час простий інтерфейс на передній панелі терміналу та програмне забезпечення MiCOM S1 дозволяє користувачеві легко виконати конфігурацію терміналу, отримати доступ до інформації зберігається в терміналі для полегшення налагодження і післяаварійного аналізу. Можливість вибору вбудованого в реле протоколу зв'язку дозволяє інтегрувати його в систему управління підстанцією або SCADA систему.

Максимальний струмовий захист

Максимальний струмовий захист ліній найбільш широко застосовується в мережах радіального типу з одним джерелом живлення. Селективність максимального струмового захисту забезпечується відповідним вибором струму і часу спрацювання. В радіальній мережі з одностороннім живленням захист встановлюється на кожній лінії. Захист найбільш віддаленої від джерела живлення лінії має найменший струм спрацювання і мінімальну витримку часу. Захист кожної наступної лінії має витримку часу більшу, ніж витримка часу попереднього захисту.

Струм спрацювання захисту вибирається більшим, ніж максимальний робочий струм лінії, що захищається.

Параметрами спрацювання максимального струмового захисту є струм $I_{с.з.}$, час $t_{с.з.}$ спрацювання захисту.

Струмова відсічка

Струмова відсічка – це швидкодіючий захист, що не має витримки часу. Селективність струмової відсічки забезпечується вибором струму її спрацювання. Струм спрацювання струмової відсічки вибирається більший, ніж максимальний струм в місці встановлення захисту при к.з. в точках мережі, що розташовані поза зоною захисту:

$$I_{с.з.} = k_{відс.} \cdot I_{к.вн.}, \max \quad (3.1)$$

$k_{відс.} = 1.2-1.3$ -коефіцієнт відсічки.

Струмовий захист нульової послідовності від К.З. на землю в мережах з глухозаземленою нейтраллю.

В мережах з глухозаземленою нейтраллю замикання фази лінії на землю викликає протікання струмів К.З., тому пошкоджену лінію необхідно швидко відключити. При К.З. на землю виникають струми і напруги нульової послідовності, які використовуються для функціонування захисту.

Для захисту лінії від К.З. на землю застосовуються струмові відсічки нульової послідовності, які мають ступінчасту характеристику витримки часу.

В якості перших ступенів захисту використовуються струмові відсічки нульової послідовності без витримки часу і з витримкою часу.

Коли струми нульової послідовності К.З. на землю протікають тільки з однієї сторони лінії, що можливо в радіальній мережі при відсутності заземлених нейтралей у трансформаторів-споживачів, захист виконується направленим. В іншому випадку струмовий захист нульової послідовності вибирається по ступінчастому принципу.

Чутливість останньої ступені захисту нульової послідовності характеризується коефіцієнтом чутливості:

$$K = \frac{3 \cdot I_{o.\min}}{I_{c.з.}} \geq 1.5, \quad (3.2)$$

де $3 \cdot I_{o.\min}$ -мінімальний струм нульової послідовності при К.З. на землю в кінці попередньої ділянки.

Струмові направлені захисти ліній

Струмовими направленими захистами називаються захисти, що реагують на значення струму і напрямку потужності К.З. в місці їх включення. Захист відноситься до класу захистів з відносною селективністю. Орган, що визначає знак потужності К.З., називається реле напрямку потужності.

Захист діє при дотриманні двох умов:

- струм перевищує задане значення (струм спрацювання);
- знак потужності К.З. відповідає встановленому в режимі захисту.

Максимальний струмовий направлений захист

В мережі з двостороннім живленням за допомогою максимального струмового захисту неможливо забезпечити селективну ліквідацію пошкодження. Доповнення струмових захистів реле напрямку потужності дозволяє виконати їх селективними. В цьому випадку при реалізації захисту на електромеханічних реле послідовно з контактами реле струму (РС) захисту, необхідно ввімкнути контакти реле напрямку потужності (РП), яке спрацьовує тільки при напрямку струму від шин в лінію.

Витримки часу двох груп захистів вибираються по зустрічно-ступеневому принципу, що забезпечує селективне вимикання пошкодженої лінії.

3.2 Розрахунок уставок ступінчатого струмового захисту

Розрахуємо уставки спрацювання двохступінчатого струмового захисту, який складається з струмової відсічки без витримки часу, струмової відсічки з витримкою часу, максимального струмового захисту. Даний захист встановлений на лініях Л1(10-205), Л2(205-201), Л3(201-14), Л4(14-13), Л5(10-13), $U = 35$ кВ з $x_0 = 0,414$ Ом/км (для марки проводу АС 95/16). Довжини ліній:

$$l_{10-205} = 8,91_{\text{км}}, l_{205-201} = 10,89_{\text{км}}, l_{201-14} = 5,94_{\text{км}}, l_{14-13} = 5,7_{\text{км}}, l_{10-13} = 8,91_{\text{км}}.$$

Для спрощення розрахунків опір живлячої системи приймемо постійним. Всі струми короткого замикання приведені до напруги 35 кВ.

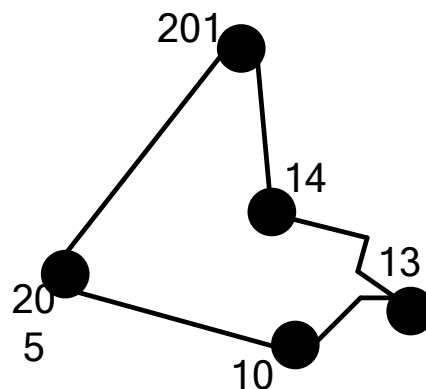


Рисунок 3.1 – Схема мережі на яку встановлюється релейний захист

Знайдемо опори ліній:

$$X_L = X_{\text{ЛЛТ}} \cdot L$$

$$X_{L10-205} = 0,414 \cdot 8,91 = 3,68 \text{ Ом};$$

$$X_{L205-201} = 0,414 \cdot 10,89 = 4,51 \text{ Ом};$$

$$X_{L200-14} = 0,414 \cdot 5,94 = 2,46 \text{ Ом};$$

$$X_{L13-14} = 0,414 \cdot 5,7 = 2,36 \text{ Ом};$$

$$X_{L10-13} = 0,414 \cdot 3,2 = 1,33 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо на ЛЕП триступеневий захист:

а) струмова відсічка (СВ) без витримки часу;

б) струмова відсічка (СВ) з витримкою часу;

в) максимальний струмою захист.

З ціллю обмеження струмів короткого замикання і малих довжин ліній, одну з ліній роз'єднуєм (рисунок 3.2, 3.3).

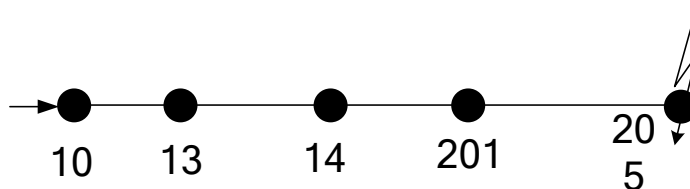


Рисунок 3.2 – Схема мережі із розімкнутою лінією Л4(10-205)

Знайдемо максимальний струм короткого замикання (рисунок 3.2), а також максимальний робочий струм лінії Л2(201-205):

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{\sqrt{3} \cdot X_{205-201}}$$

$$I_{k,2}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 4,51} = 4,48 \text{ кА};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{роб.мах}_{205}} = \frac{1,91 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 31,73 \text{ А.}$$

Струм спрацювання СВ без витримки часу:

$$I_{\text{сзСВбВЧ}} = K_n \cdot I_{k, \text{мах}}^{(3)};$$

$$I_{\text{сзСВбВЧ}_{л2}} = 1,1 \cdot 4480 = 4928 \text{ А.}$$

K_n - коефіцієнт надійності.

Час спрацювання СВ без витримки часу:

$$t_{\text{СВбВЧ}_{л2}} = 0 \text{ с.}$$

Струм спрацювання СВ з витримкою часу:

$$I_{c3CB3BЧ} = K_H \cdot I_{c3CB6BЧ};$$

$$I_{c3CB3BЧ_{л2}} = 1,1 \cdot 4928 = 5420,8 \text{ A.}$$

Час спрацювання СВ з витримкою часу:

$$t_{CB3BЧ_{л2}} = t_{CB6BЧ_{л2}} + \square t;$$

$$t_{CB3BЧ_{л2}} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{МСЗ} = \frac{K_H \cdot K_{c3}}{K_{нов}} \cdot I_{роб..max205};$$

$$I_{МСЗ_{л2}} = \frac{1,05 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 31,73 = 91,62 \text{ A.}$$

K_{c3} - коефіцієнт спрацювання захисту, $K_{нов}$ - коефіцієнт повернення.

Час спрацювання МСЗ:

$$t_{МСЗ_{л2}} = t_{CB3BЧ_{л2}} + \square t;$$

$$t_{МСЗ_{л2}} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Примітка: $I_K^{(2)} = 0,866 \cdot I_K^{(3)}$,

$I_K^{(3)}$ – струм двофазного короткого замикання, $I_K^{(2)}$ – струм трьохфазного короткого замикання.

Визначаємо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_q = \frac{I_{н.min}}{I_{МСЗ}} \geq 2;$$

$$K_{ч_{л2}} = \frac{3879}{91,62} = 42,36 \geq 2;$$

$I_{н.min}$ - мінімальний струм навантєння.

Знайдемо максимальний струм короткого замикання(рисунок 3.2), а також максимальний робочий струм лінії ЛЗ(201-14):

$$I_{\kappa_{л3}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 2,46} = 8,22 \text{ кА};$$

$$I_{роб.маx201} = \frac{2,33 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 38,43 \text{ А}.$$

Струм спрацювання СВ без витримки часу:

$$I_{сзСВбВЧ_{л3}} = 1,1 \cdot 8220 = 9042 \text{ А}.$$

Час спрацювання СВ без витримки часу:

$$t_{СВбВЧ_{л3}} = t_{МС3л2} + \square t \text{ с};$$

$$t_{СВбВЧ_{л3}} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}.$$

Струм спрацювання СВ з витримкою часу:

$$I_{сзСВзВЧ} = \kappa_n \cdot I_{сзСВбВЧ};$$

$$I_{сзСВзВЧ_{л3}} = 1,1 \cdot 9042 = 9946,2 \text{ А}.$$

Час спрацювання СВ з витримкою часу:

$$t_{СВзВЧ_{л3}} = t_{СВбВЧ_{л3}} + \square t \text{ ;}$$

$$t_{СВзВЧ_{л3}} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}.$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{МСЗ} = \frac{\kappa_n \cdot \kappa_{сз}}{\kappa_{пов}} \cdot (I_{роб.маx205} + I_{роб.маx201});$$

$$I_{МСЗ_{л3}} = \frac{1,05 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (38,43 + 31,73) = 202,59 \text{ А}.$$

Час спрацювання МСЗ:

$$t_{MC3Л3} = t_{CB3BЧЛ3} + \Delta t ;$$

$$t_{MC3Л3} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_{ч.л3} = \frac{7161,8}{202,59} = 35,35 \geq 2.$$

Знайдемо максимальний струм короткого замикання (рисунк 3.2), а також максимальний робочий струм лінії Л4(13-14):

$$I_{к.л4}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 2,36} = 8,62 \text{ кА};$$

$$I_{роб.мах14} = \frac{0,89 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 14,68 \text{ А.}$$

Струм спрацювання СВ без витримки часу:

$$I_{сзСВ6ВЧ л4} = 1,1 \cdot 8620 = 9482 \text{ А.}$$

Час спрацювання СВ без витримки часу:

$$t_{СВ6ВЧ л4} = t_{MC3Л3} + \Delta t \text{ с};$$

$$t_{СВ6ВЧ л4} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Струм спрацювання СВ з витримкою часу:

$$I_{сзСВ3ВЧ} = K_n \cdot I_{сзСВ6ВЧ};$$

$$I_{сзСВ3ВЧ л4} = 1,1 \cdot 9482 = 10430,2 \text{ А.}$$

Час спрацювання СВ з витримкою часу:

$$t_{СВ3ВЧ л4} = t_{СВ6ВЧ л4} + \Delta t ;$$

$$t_{CB3BЧЛ4} = 3 + 0,5 = 3,5 \text{ с.}$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{МСЗ} = \frac{K_H \cdot K_{сз}}{K_{пов}} \cdot (I_{роб..max205} + I_{роб..max201} + I_{роб..max201});$$

$$I_{МСЗ_{Л3}} = \frac{1,05 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (38,43 + 31,73 + 14,68) = 244,98 \text{ А.}$$

Час спрацювання МСЗ:

$$t_{МСЗ_{Л3}} = t_{CB3BЧ_{Л3}} + \square t ;$$

$$t_{МСЗ_{Л3}} = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ с.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_{ч_{Л3}} = \frac{7464,9}{244,98} = 30,47 \geq 2.$$

Знайдемо максимальний струм короткого замикання (рисунок 3.2), а також максимальний робочий струм лінії Л5(10-13):

$$I_{к_{Л5}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 1,33} = 15,19 \text{ кА};$$

$$I_{роб..max_{10}} = \frac{5,93 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 97,82 \text{ А.}$$

Струм спрацювання СВ без витримки часу:

$$I_{сзСВ6ВЧ_{Л5}} = 1,1 \cdot 15190 = 16709 \text{ А.}$$

Час спрацювання СВ без витримки часу:

$$t_{CB6BЧ_{Л4}} = t_{МСЗ_{Л3}} + \square t \text{ с;}$$

$$t_{CB6BЧЛ4} = 4 + 0,5 = 4,5 \text{ с.}$$

Струм спрацювання СВ з витримкою часу:

$$I_{cзCBзBЧ} = K_n \cdot I_{cзCB6BЧ};$$

$$I_{cзCBзBЧЛ4} = 1,1 \cdot 16709 = 18379,9 \text{ A.}$$

Час спрацювання СВ з витримкою часу:

$$t_{CBзBЧЛ4} = t_{CB6BЧЛ4} + \square t;$$

$$t_{CBзBЧЛ4} = 4,5 + 0,5 = 5 \text{ с.}$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{МСЗ} = \frac{K_n \cdot K_{cз}}{K_{пов}} \cdot (I_{роб.мах205} + I_{роб.мах201} + I_{роб.мах14} + I_{роб.мах10});$$

$$I_{МСЗЛ3} = \frac{1,05 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (38,43 + 31,73 + 14,68 + 97,82) = 527,43 \text{ A.}$$

Час спрацювання МСЗ:

$$t_{МСЗЛ3} = t_{CBзBЧЛ3} + \square t;$$

$$t_{МСЗЛ3} = 5 + 0,5 = 5,5 \text{ с.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_{чЛ3} = \frac{7464,9}{527,43} = 14,15 \geq 2.$$

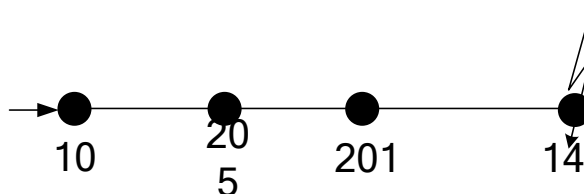


Рисунок 3.3 – Схема мережі із розімкнутою лінією Л4(13-14)

Знайдемо максимальний струм короткого замикання (рисунок 3.3), а також максимальний робочий струм лінії ЛЗ(201-205):

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{\sqrt{3} \cdot X_{14-201}}$$

$$I_{\kappa, \text{ЛЗ}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 2,46} = 8,21 \text{ кА};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{роб.мах}14} = \frac{0,89 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 14,68 \text{ А.}$$

Струм спрацювання СВ без витримки часу:

$$I_{\text{сзСВбВЧ}} = \kappa_{\text{н}} \cdot I_{\kappa \text{ мах}}^{(3)};$$

$$I_{\text{сзСВбВЧ ЛЗ}} = 1,1 \cdot 8210 = 9031 \text{ А.}$$

$\kappa_{\text{н}}$ - коефіцієнт надійності.

Час спрацювання СВ без витримки часу:

$$t_{\text{СВбВЧЛЗ}} = 0 \text{ с.}$$

Струм спрацювання СВ з витримкою часу:

$$I_{\text{сзСВзВЧ}} = \kappa_{\text{н}} \cdot I_{\text{сзСВбВЧ}};$$

$$I_{\text{сзСВзВЧ ЛЗ}} = 1,1 \cdot 9031 = 9934,1 \text{ А.}$$

Час спрацювання СВ з витримкою часу:

$$t_{\text{СВзВЧЛЗ}} = t_{\text{СВбВЧЛЗ}} + \Delta t ;$$

$$t_{\text{СВзВЧЛЗ}} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{МСЗ} = \frac{K_H \cdot K_{СЗ}}{K_{пов}} \cdot I_{роб.мах14};$$

$$I_{МСЗ.л3} = \frac{1,05 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 14,68 = 42,3885 \text{ А.}$$

$K_{СЗ}$ - коефіцієнт спрацювання захисту, $K_{пов}$ - коефіцієнт повернення.

Час спрацювання МСЗ:

$$t_{МСЗл2} = t_{СВзВЧл2} + \Delta t ;$$

$$t_{МСЗл2} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_{\psi} = \frac{I_{н.мин}}{I_{МСЗ}} \geq 2;$$

$$K_{\psi.л2} = \frac{8210}{42,3885} = 193,68 \geq 2.$$

Знайдемо максимальний струм короткого замикання (рисунок 3.3), а також максимальний робочий струм лінії Л2(201-205):

$$I_{к.л2}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 4,51} = 4,48 \text{ кА};$$

$$I_{роб.мах201} = \frac{2,33 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 38,43 \text{ А.}$$

Струм спрацювання СВ без витримки часу:

$$I_{СЗСВзВЧл2} = 1,1 \cdot 4480 = 4928 \text{ А.}$$

Час спрацювання СВ без витримки часу:

$$t_{CB6BЧл2} = t_{MC3л2} + \square t \text{ с};$$

$$t_{CB6BЧл2} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

Струм спрацювання СВ з витримкою часу:

$$I_{cзCBзBЧ} = K_n \cdot I_{cзCB6BЧ};$$

$$I_{cзCBзBЧл2} = 1,1 \cdot 4928 = 5420,8 \text{ A.}$$

Час спрацювання СВ з витримкою часу:

$$t_{CBзBЧл2} = t_{CB6BЧл3} + \square t ;$$

$$t_{CBзBЧл2} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{MC3} = \frac{K_n \cdot K_{cз}}{K_{нов}} \cdot (I_{роб.мах201} + I_{роб.мах14});$$

$$I_{MC3л2} = \frac{1,05 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (38,43 + 14,68) = 153,36 \text{ A.}$$

Час спрацювання МСЗ:

$$t_{MC3л2} = t_{CBзBЧл3} + \square t ;$$

$$t_{MC3л2} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Визначемо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_{чл3} = \frac{4480}{153,36} = 29,21 \geq 2.$$

Знайдемо максимальний струм короткого замикання (рисунок 3.3), а також максимальний робочий струм лінії Л1(10-205):

$$I_{\kappa_{11}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 3,68} = 5,491 \text{ кА};$$

$$I_{\text{роб.мах205}} = \frac{1,91 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 31,73 \text{ А}.$$

Струм спрацювання СВ без витримки часу:

$$I_{\text{сзСВбВЧ}_{л1}} = 1,1 \cdot 5491 = 6040 \text{ А}.$$

Час спрацювання СВ без витримки часу:

$$t_{\text{СВбВЧ}_{л1}} = t_{\text{МС3}_{л2}} + \square t \text{ с};$$

$$t_{\text{СВбВЧ}_{л1}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с}.$$

Струм спрацювання СВ з витримкою часу:

$$I_{\text{сзСВзВЧ}} = \kappa_n \cdot I_{\text{сзСВбВЧ}};$$

$$I_{\text{сзСВзВЧ}_{л1}} = 1,1 \cdot 6040 = 6644,4 \text{ А}.$$

Час спрацювання СВ з витримкою часу:

$$t_{\text{СВзВЧ}_{л1}} = t_{\text{СВбВЧ}_{л1}} + \square t \text{ ;}$$

$$t_{\text{СВзВЧ}_{л1}} = 3 + 0,5 = 3,5 \text{ с}.$$

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{\text{МСЗ}} = \frac{\kappa_n \cdot \kappa_{\text{сз}}}{\kappa_{\text{нов}}} \cdot (I_{\text{роб.мах205}} + I_{\text{роб.мах201}} + I_{\text{роб.мах14}});$$

$$I_{\text{МСЗ}_{л3}} = \frac{1,05 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (31,73 + 38,43 + 14,68) = 244,98 \text{ А}.$$

Час спрацювання МСЗ:

$$t_{\text{МСЗ}_{л3}} = t_{\text{СВзВЧ}_{л3}} + \square t \text{ ;}$$

$$t_{\text{МСЗлЗ}} = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ с.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_{\text{члЗ}} = \frac{5491}{244,98} = 22,41 \geq 2.$$

Отже, нами було розраховано уставки спрацювання струмового ступеневого захисту, який використовується на ЛЕП 35 кВ і здійснено перевірку відповідності розрахованих значень коефіцієнта чутливості – відповідно вимогам нормативних документів.

Запропонований релейний захист ЛЕП 35 кВ (струмова відсічка) пропонуємо розраховувати в шафу ахисту та автоматики 35 кВ з вимикачем ВГБЕ-35 та мікропроцесорним релейним захистом МІСОМ Р123.

4 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

Розвиток електроенергетики на сьогоднішній день вимагає більшого вивчення роботи обладнання і його ремонту, необхідно чітко виконувати правила безпеки при обслуговуванні та ремонті обладнання. Рівень техніки безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу та ремонтний персонал.

Проблема електробезпеки на підстанції виникає внаслідок того, що обслуговуючому персоналу дозволяється мати справу з високим класом напруги, на підстанції встановлено застаріле обладнання, що може бути причиною ураження струмом, внаслідок старіння ізоляції та інших факторів.

При роботі на такому підприємстві не можна нехтувати охороною праці, оскільки вона посідає одне з основних місць в електроенергетиці. Від вирішення питань, які пов'язані з охороною праці, залежить життя як самого обслуговуючого персоналу, так і людей, що їх оточують.

4.1 Задачі розділу

Сформулюємо основні задачі розділу охорони праці відносно розвитку латвійських електричних мереж з дослідженням ефективності пристроїв грозозахисту:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням ліній електропередачі ВРУ. Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування ЛЕП. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки високої напруги.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт.

4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних ліній електропередачі

Початкові данні для виконання робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних ліній електропередачі використовуємо з попередніх розділів та підрозділів магістерської кваліфікаційної роботи:

На електротехнічний персонал, який здійснює експлуатацію силових трансформаторів на підстанціях 330/10 та 110/10 кВ, впливають за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень електромагнітних випромінювань;

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

4.2.1 Технічні рішення при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних ліній електропередачі

Для прийняття технічних рішень з охорони праці на опорах ПЛ повинні бути виконані заземлюючі пристрої, призначені, для захисту від грозових перенапруг, заземлення електрообладнання, встановленого на опорах ПЛ було проаналізовано [13, 14]. На основі аналізу опір заземлювального пристрою повинен бути не більше 30 Ом. Металеві опори, металеві конструкції і арматура залізобетонних елементів опор повинні бути приєднані до PEN-провідника. На залізобетонних опорах PEN-провідник слід приєднувати до арматури залізобетонних стійок і підкосів опор. Гаки та штирі дерев'яних опор ПЛ, а також металевих і залізобетонних опор при підвісці на них СП з ізолюваним несучим провідником заземлення не підлягають, за винятком гаків і штирів на опорах, де виконані повторні заземлення та заземлення для захисту від атмосферних перенапруг[13].

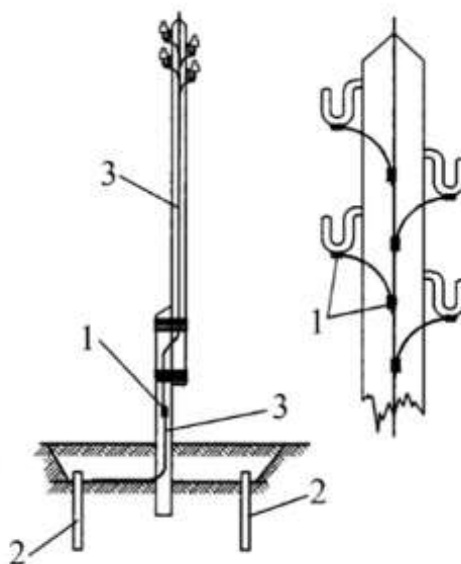


Рисунок 4.1 – Захисне заземлення: 1 – місце зварки, 2 - заземлювач 3 – заземлюючий провідник

При установці грозозахисту і заземлення на повітряних лініях електропередач потребуються спеціальні знання та навички. Такі як:

1. Посадові особи і працівники, які виконують роботи в на ПЛ, проходять навчання та перевірку знань цих Правил.
2. Медичний огляд працівників слід здійснювати відповідно до вимог ДНАОП 0.03-4.02-94 "Положення про медичний огляд працівників певних категорій".
3. Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці.
4. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань.
5. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт із шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".
6. Забороняється допуск до роботи працівників з ознаками алкогольного або наркотичного сп'яніння.
7. Кожний працівник, якщо він не може вжити заходів щодо усунення порушень цих Правил, зобов'язаний негайно повідомити безпосереднього керівника про всі помічені порушення, а також про небезпечні для людей несправності електроустановок та машин, механізмів, пристроїв, інструменту та засобів захисту, що застосовуються під час виконання робіт.
8. Забороняється виконувати розпорядження та завдання, що суперечать вимогам цих Правил.
9. Керівники, спеціалісти, які безпосередньо організують роботу, зобов'язані забезпечити виконання її відповідно до вимог цих Правил.

10. Працівники, винні у порушенні цих Правил, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну або кримінальну відповідальність згідно з чинним законодавством.[14]

4.3 Розрахунок заземлюючого пристрою

В цьому підрозділі розрахуємо заземлюючий пристрій підстанції 10/0,23 кВ, яка знаходиться в першій кліматичній зоні. Мережі складається із повітряної і кабельної ліній довжиною по 5 км і працює з незаземленою нейтраллю. Трансформатор на стороні 0,23 кВ має заземлену нейтраль. Природніх заземлювачів немає. Опір ґрунту при нормальній вологості $\rho = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Заземлюючий пристрій, виконаний сталевими вертикальними електродами діаметром 16 мм і довжиною 5 м, горизонтальна зв'язкова полоса $(40 \times 4) \text{ мм}^2$ пролягає на глибині 0,5 м. Електрообладнання підстанції займає площу $A \times B = 15 \times 12 \text{ м}$. [19]

4.3.1 Розв'язок поставленої задачі

Для визначення розрахункового опору заземлюючих пристроїв підстанції:

$$R_{зп} \leq \frac{125}{I_з} = \frac{125}{5,1} = 24,5 \text{ Ом}$$

$$I_з = \frac{U_{ном} (35L_{кл} + L_{пл})}{350} = \frac{10(35 \cdot 5 + 5)}{350} = 5,1 \text{ А}$$

Для мережі низької напруги $R_{зн2} = 8 \text{ Ом}$, но допустим при даному ґрунті визначається:

$$R_{зп доп.} = R_{зп2} \cdot 0,01\rho = 8 \cdot 0,001 \cdot 200 = 16 \text{ Ом}$$

звідси, для розрахунку приймаємо $R_{зн} = 16 \text{ Ом}$.

Визначається розрахунковий опір одного вертикального електроду:

$$r_6 = \frac{\rho_{розр}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \frac{1,9 \cdot 200}{2\pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4(0,5+2,5)+5}{4(0,5+2,5)-5} \right) = 114 \text{ Ом}$$

По таблиці 4.1: $\kappa=1,9$; $\rho_{розр}=\kappa \cdot \rho$

Визначається кількість вертикальних електродів розрахункове:

- без екранування

$$N'_{в\ расч} = \frac{r_е}{\eta_е} = \frac{114}{16} = 7,1; \text{ приймається } N'_{в\ розр} = 8;$$

- з екрануванням:

$$N_{в\ расч} = \frac{N'_{в\ расч}}{\eta_е} = \frac{8}{0,6} = 13,3; \text{ приймається } N_е=14.$$

По таблиці (Б.1.1) Для рядного заземлюючого пристрою $N'_{в\ розр} = 8$, $a/l=1$
коefficient використання рівний $\eta_е = 0,6$

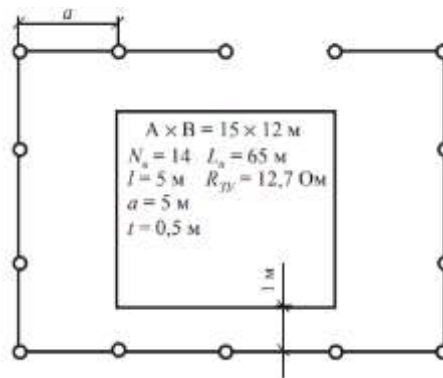


Рисунок 4.2 –План заземлюючого пристрою

Горизонтально зв'язуюча вертикальні електроди полоса має довжину:

$$L_n = a(N_е - 1) = 5(14 - 1) = 65 \text{ м.}$$

Визначаються уточнені значення опорів вертикальних і горизонтальних електродів:

$$R_е = \frac{r_е}{N_е \eta_е} = \frac{114}{14 \cdot 0,54} = 15,1 \text{ Ом};$$

$$R_г = \frac{\rho_{розр}}{\pi l \eta_г} \ln \frac{1,5l}{\sqrt{bt}} = \frac{5,8 \cdot 200}{\pi \cdot 65 \cdot 0,54} \ln \frac{1,5 \cdot 65}{\sqrt{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5}} = 79 \text{ Ом.}$$

Визначається фактичний опір заземлюючого пристрою:

$$R_{зп\ факт.} = \frac{R_е R_г}{R_е + R_г} = 12,7 \text{ Ом.}$$

Таблиця 4.1 – Коефіцієнт сезонності

Кліматична зона	Вид заземлювача	
	вертикальна	Горизонтальна
I	1,9	5,8
II	1,7	4,0
III	1,5	2,3
IV	1,3	1,8

4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції

Пожежна безпека електроустановок регламентується стандартом безпеки праці “Пожежна безпека ГОСТ 12.1.004-85”, правилами пожежної безпеки і інструкцією по забезпеченню пожежної безпеки ДСТУ В.2.5.38-2008.

Згідно ППБ 139-89, для енергетичних установок:

- пуск в роботу змонтованих або відремонтованих енергетичних установок, повинен проводитися в об’ємі пускового комплексу або в відповідності спеціальних інструкцій і вимог правил технічної експлуатації (ПТЕ);
- перед початком вказаних робіт, повинні бути підготовлені всі засоби пожежогасіння, в основних місцях, у зоні енергетичної установки. При необхідності можуть виставлятися пости на весь період налагоджувальних робіт;
- повинен бути встановлений постійний контроль вогнетривкої теплоізоляції в усіх горючих поверхнях, розташованих ближче 10 м від олійних проводів. Поверхня повинна бути покрита металічними листами або іншими негорючими матеріалами.

При виникненні пожежі в електричних установках або у допоміжному обладнанні, якому загрожує нагрів несучих металічних конструкцій перекриття, повинні бути прийняті міри по їх охолодженню.

Всі ці міри повинні бути передбачені у конкретному плані гасіння пожежі.

Пожежна безпека забезпечує:

- систему попередження пожежі;

- система пожежного захисту.

Особливості гасіння пожежі в електроустановках визначаються специфікою горючих матеріалів, які застосовуються в конструкціях електрообладнання, у деяких горючих речовин, які використовуються при його експлуатації. Найбільш поширеним засобом для гасіння пожежі є вода, що подається до вогнища горіння у вигляді компактного струменя або у розпиленому вигляді. Ефективність гасіння водою пояснюється її великою теплоємністю і теплотою паротворення. Кращий ефект дає гасіння розпиленою водою. Хороший результат при гасінні пожежі дає хімічна піна. Повітряно-механічна піна високої кратності є основним засобом гасіння пожеж через загорання трансформаторного масла. Також для гасіння пожеж застосовується вуглекислота, вона може бути використана для гасіння пожеж в закритих приміщеннях. Внаслідок низької її електричної провідності нею можна гасити пожежі в електроустановках, що знаходяться під напругою.

Невелике вогнище пожежі можна швидко згасити, засипавши горючу речовину піском, накинувши на нього азбестове полотно або грубу вовняну тканину.

Гасіння пожежі електрообладнання проводять при знятій напрузі, не допускаючи переходу вогню на поряд розташовані установки. Гасити компактними струменями води палаюче масло не рекомендується щоб уникнути збільшення площі пожежі.

На території підстанцій встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лопи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектовані совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

5 Економічна частина

5.1 Визначення повних витрат на розвиток електричної мережі

При спорудженні всієї мережі загальні витрати визначають за формулою (розрахунки виконуємо для оптимального варіанту):

$$Z = E_n \cdot K + B + 3\delta, \quad (5.1)$$

де Z – загальні витрати, тис.грн.;

E_n – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається $P_n = 0.12$;

K – одночасні капітальні витрати, тис.грн.;

B – щорічні витрати на експлуатацію мережі.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{\text{П/СТ}} + K_{\text{ЛЕП}}, \quad (5.2)$$

де $K_{\text{П/СТ}}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{\text{ЛЕП}}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\text{П}} = K_{\text{Т}} + (K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}}) + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{КП}} + K_{\text{ЗРП}}, \quad (5.3)$$

де $K_{\text{Т}}$ – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис.грн.;

$K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис.грн.;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постійна частина витрат, тис.грн.;

$K_{\text{КП}}$ – витрати, які враховують вартість компенсуючи пристроїв;

$K_{\text{ЗРП}}$ – витрати, які враховують вартість закритих розподільчих пристроїв;

Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{\text{Тр}} = n_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} = 2 \cdot (3 \cdot 132 + 2 \cdot 154) \cdot 28 = 11264 \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо $K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}}$ з врахуванням нових приєднань до існуючої мережі:

$$K_B + K_{BPII} = 5 \cdot 220 + 12 \cdot 56 = 1772 \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{ПОСТ}$:

$$K_{ПОСТ} = 5 \cdot 321 \cdot 28 = 12840 \text{ (тис.грн.)};$$

Визначаємо $K_{ЗРП}$:

$$K_{ЗРП} = 4 \cdot 110 \cdot 28 = 4400 \text{ (тис.грн.)};$$

Таким чином капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{П} = 11264 + 1772 + 12840 + 4400 = 30276 \text{ (тис.грн.)}$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{ЛЕП} = C_T \cdot l, \quad (5.4)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{ЛЕП} = (13,1 \cdot (13,2 + 11,4 + 14,08 + 15,84 + 9,68 + 8,8 + 11,4 + 14,8) + 13,2(2,8 + 2,8 + 16,3 + 20,8) + 13,8(12,7) \cdot 28 = 16316 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 30276 + 16316 = 46592 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{П} + B_{\Delta W}, \quad (5.5)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис.грн.:

$$B_L = (K_{ЛЕП} \cdot P_L\%) / 100, \quad (5.6)$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

$B_{П}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

$$B_{П} = (K_{П/СТ} \cdot P_{П}\%) / 100, \quad (5.7)$$

де $P_{П}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій;

$V_{\Delta W}$ – щорічні витрати на експлуатацію мережі, що враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі:

$$V_{\Delta W} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot \tau \quad (5.8)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії:

$$b_0 = 1,8 \text{ грн/кВт·год} = 1,8 \cdot 10^{-3} \text{ тис.грн/кВт·год};$$

$\Delta P_1 = 2,2$ МВт та $\Delta P_2 = 5,1$ МВт – втрати активної потужності взяті відповідно з розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної електричної мережі та мережі з врахуванням нових споживачів електричної енергії.

Таким чином, у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$V_{\Delta} = 0,0594 \cdot 16316 = 969,15 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi} = 0,21 \cdot 30276 = 6358 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Delta W} = 1,8 \cdot 10^{-3} \cdot (5,1 - 2,2) \cdot 10^3 \cdot 3862,2 = 7840,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V = 969,15 + 6358 + 7840,3 = 15167,4 \text{ (тис.грн.)}.$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі:

$$З_{\text{б}} = 0.$$

Це пояснюється тим, що всі нові споживачі мають першу категорію, а тому проектування будувалося таким чином, щоб вони отримували живлення.

Сумарні витрати для мережі:

$$З_{\text{ЕМ}} = 0,12 \cdot 46592 + 15167,4 + 0 = 20758,4 \text{ (тис.грн.)}.$$

В дипломному проекті загальним критерієм економічної ефективності є значення рентабельності капіталовкладень в електричній мережі:

$$R = \frac{Ц_{\text{т}} \gamma W - V - З_{\text{б}}}{K} \cdot 100\% , \quad (5.9)$$

де $Ц_{\text{т}}$ – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 0,7 грн./кВт·год;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ γ складає 0,1-0,25);

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн..

Таким чином рентабельність буде такою:

$$R = \frac{1.8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,14 \cdot (10,8 + 11,4 + 8,3 + 12,7 + 15,7) \cdot 3862,249 \cdot 10^3 - 15167,4 - 0}{46592} \cdot 100\% = 8.7 (\%)$$

Отже строк окупності буде рівним:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{8.732} \cdot 100 = 11.4 \text{ (роки).}$$

Рентабельність капіталовкладень становить 8.732 %, а строк окупності – 11.4 років.

Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35 кВ.

В електротехнічній частині для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження існуючих споживачів на наступний період (5 років) та перевірено необхідність заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні) та перерізів проводів. Після обрахунку усталеного режиму існуючої електричної мережі з врахуванням прогнозу виявилось, що необхідно збільшити перерізи проводів на лініях 101-1 та 9-105.

До існуючої схеми потрібно було підключити 5 додаткових навантаження (№201, 202, 203, 204 та 205). Було прийнято, що до даних пунктів під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюговим лініям від двох джерел та на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів.

Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою двох методів: динамічного програмування та транспортної задачі. На базі цих методів оптимальна схема визначається за мінімальними приведеними витратами.

Для розрахунку за методом динамічного програмування було намічено 5 варіантів схем з майже однаковими сумарними капіталовкладення, з яких вибрано оптимальний варіант під номером 2, при цьому головним критерієм вибору є надійність електропостачання. Розвиток проводився на протязі 3-ох років.

За методом транспортної задачі було розраховано 4 базисних рішення. Оптимальна схема за даним методом виявилась ідентичною зі схемою, яка була обрана за методом динамічного програмування.

Існуюча схема підстанції Новоконстянтинів (вузол 15) була повністю реконструйована. Для даної вузлової підстанції було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на

базі яких була вибрана краща схема типу « одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секціонованим і обхідним вимикачами ».

Також була реконструйована підстанція Бройлерна (вузол 14) « місток без вимикачів на трансформатори ». Схема підстанцій була обрана згідно попередніх рекомендацій для підстанції Новоконстянтинів.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 201, 202, 203, 204 та 205 було вибрано схему РП типу «місток».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунок максимального режиму роботи. На основі результатів розрахунку було прийнято рішення на існуючих лініях 100-101, 101-3 та 1-2 збільшити переріз проводу.

Також було проведено розрахунок інших основних режимів роботи: мінімального та післяаварійного.

Для усіх режимів за допомогою РПН трансформаторів було проведено регулювання рівнів напруги у всіх вузлах спроектованої мережі.

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2.725 МВт (4.0 %) при сумарній активній потужності генерації 72.04 МВт.

У спеціальній частині розглянуто питання захисту від прямих ударів блискавки

У розділі "Релейний захист та автоматика" був виконаний розрахунок уставок захисту замкнутої мережі.

Одним з головних питань є забезпечення техніки безпеки та нормальних умов праці, тому в розділі "Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях" було розглянуто основні заходи по забезпеченню умов праці. В економічній частині проекту були визначенні показники рентабельності, а також строк окупності.

Література

1. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
2. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
3. Справочник по проектированию электрических систем / под ред. С.С. Рокотяна и Н.М. Шапира. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для ВУЗов. – М.: Энергоиздат, 1989.
5. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
6. Головатюк М.О., Остапчук Ж.І., Собчук Н.В. Розподільні електричні мережі. Лабораторний практикум. – Вінниця: ВНТУ, 2009, – 54 с.
7. Регулювання напруги в електричних системах. Режим доступу до файла: http://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lekcii-z-kursu-elektrichni-sistemi-i-merezhi_11.html.
8. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.: ил.
9. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1984. – 256 с.: ил.
10. Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надежности систем электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981 – 224 с., ил.
11. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов. по спец. «Электроснабжение». – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1991. – 496 с.: ил.

12. Шабад М.В. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей – Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – Л.: Энергия, 1972. – 506 с.: ил.

13. Методичні вказівки для виконання розділу “Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко – В .: ВНТУ, 2003.- 46 с.

14. Кобилянський О.В. Охорона праці під час виконання спеціальних видів робіт в електроустановках Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2003. – 110 с.

15. Остапчук Ж.І., Кулик В.І., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. – Вінниця: ВНТУ, 2008, – 247 с.