

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

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ 17 ” грудня 2018 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: Оптимізація розвитку електричної мережі напругою 110 кВ

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕС-71мп
(шифр групи)

Мякушин Роман Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові)

Науковий керівник доцент, к.т.н. Баженов В. А.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

Консультант проект підстанції доцент, к.т.н. Казанський С. В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Консультант релейний захист ст. викладач Хлистов В. М.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Консультант охорона праці професор, д.т.н. Третьякова Л. Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Консультант стартап-проект ст. викладач Бахмачук С. В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Рецензент доцент, к.т.н. Ренішук П. П.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент Мякушин Роман Миколайович
(підпис)

Київ – 2018 року

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

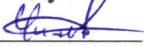
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

 _____
(підпис) (ініціали, прізвище)

«07» листопада 2018р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Мякушину Роману Миколайовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Оптимізація розвитку електричної мережі напругою 110 кВ».

науковий керівник дисертації доцент, к.т.н. Баженов Володимир Андрійович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «7» листопада 2018 р. №4107-С.

2. Строк подання студентом дисертації «12» грудня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: електроенергетична система.

4. Предмет дослідження: розподіл потужності для зони промислової та приватної забудови.

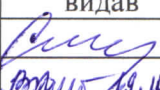
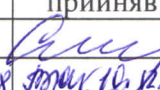
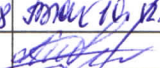
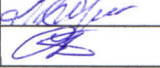
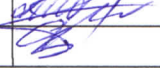
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Провести аналіз літератури за вибраною темою. 2. Розрахувати замкнену електричну мережу напругою 110 кВ. 3. Спроекувати підстанцію 110/35/10 в одному з пунктів мережі. 4. Розробити стартап-проект. 5. Розрахувати розподіл потужності для зони промислової та приватної забудови. 6. Обрати та розрахувати релейний захист трансформатора. 7. Описати охорону праці та техніку безпеки в надзвичайних ситуаціях при монтажу трансформатора ТДТН-25000/110.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Побудова функції та апроксимація функції оптимальних витрат методом найменших квадратів 2. Метод впорядкованого виключення гілок. 3. Розрахунок режимів роботи РЕМ. 4. Підстанція 110/35/10. Головна схема

електричних з'єднань. 5. План підстанції 110/35/10. 6. План підстанції 110/35/10. Розрізи. 7. Диференційний захист трансформатора ТДН-10000. Схема підключення терміналу МІСОМ Р642. 8. Розподіл потужності для зони промислової та приватної забудови в с. Личанка, Київської області

7. Орієнтовний перелік публікацій 1. Мякушин Р. М., Передерій В.В. Критерій оптимальності розвитку електроенергетичних систем // Міжнародна наукова конференція «Образование и наука без границ» – 2018. 2. Мякушин Р. М., Передерій В.В. Математичні методи оптимізації розвитку електричних мереж // Міжнародна наукова конференція «Образование и наука без границ» – 2018..

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Проект підстанції	доцент, к.т.н. Казанський С. В.		
Релейний захист	ст. викладач Хлистов В. М.	 19.10.18	 19.10.18
Охорона праці	професор, д.т.н. Третьякова Л. Д.		
Стартап-проект	ст. викладач Бахмачук С. В.		

9. Дата видачі завдання « 7 » листопада 2018 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури по вибраній темі	7.11.2018 – 8.11.2018	
2	Розрахунок замкненої електричної мережі 110 кВ	9.11.2018 – 16.11.2018	
3	Проектування підстанції 110/35/10 в 3-у пункті мережі	17.11.2018 – 24.11.2018	
4	Розроблення стартап-проекту	25.11.2018 – 28.11.2018	
5	Розрахунок розподілу потужності для зони промислової та приватної забудови в с. Личанка, Київської області	29.11.2018 – 01.12.2018	
6	Вибір та розрахунок релейного захисту трансформатора	02.12.2018 – 04.12.2018	
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час монтажу трансформатора ТДН-25000/110	05.12.2018 – 06.12.2018	
8	Оформлення отриманих результатів	07.12.2018 – 08.12.2018	
9	Оформлення технічних креслень	08.12.2018 – 09.12.2018	

Студент

(підпис)

Р. М. Мякушин

(ініціали, прізвище)

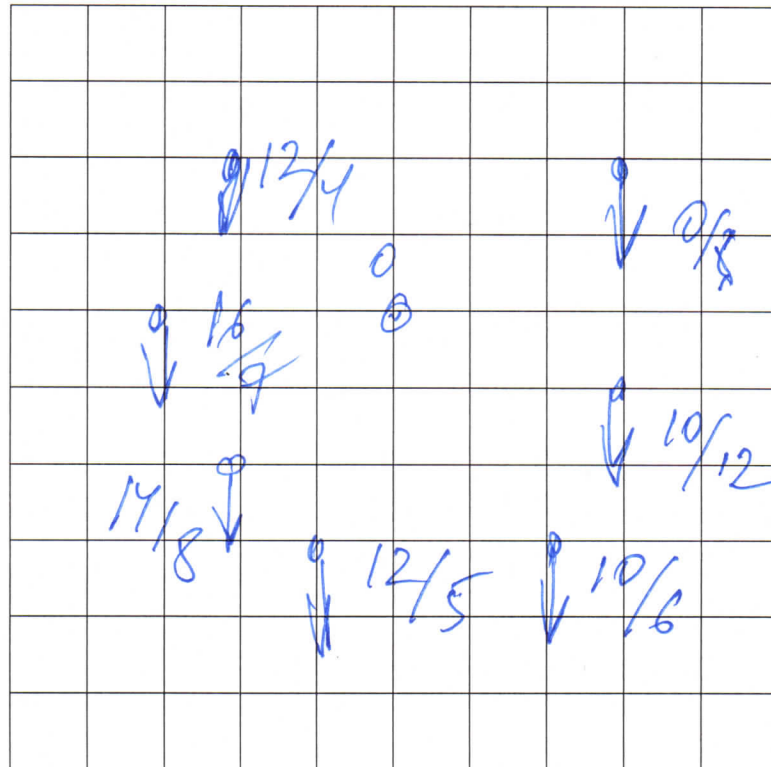
Науковий керівник дисертації

(підпис)

В. А. Баженов

(ініціали, прізвище)

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "спеціаліст")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 110.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,85$, $\cos \varphi_{нн} = 0,81$, $T_{max} = 4500$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = 0,8$ (%). р-н I – II.
- $M_{гран} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

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

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 177 сторінках формату А4, яка включає в себе 50 рисунків, 79 таблиць, 19 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В дисертації розглянуто питання оптимізації розвитку електричної мережі напругою 110 кВ та проект будівництва цієї мережі. Проведено розрахунок режиму напруги, потокорозподілів по ділянках мережі та втрат потужності в режимі максимальних навантажень, післяаварійного режиму та режиму мінімальних навантажень. Виконано проект трансформаторної підстанції з визначенням основної апаратури. Проведено розробку стартап-проекту для порівняння отриманої мережі 110 кВ з іншими можливими конфігураціями схеми. Виконано вибір та розрахунок релейного захисту трансформатора ТДН-10000/110. Виконано вибір заходів охорони праці при монтажу трансформатора. Виконано проект розподілу потужності.

Актуальність теми. Проектування електроенергетичних систем вимагає комплексного підходу до вибору і оптимізації схем електричних мереж та техніко-економічного обґрунтування рішень, що визначають склад, структуру, зовнішні і внутрішні зв'язки, динаміку розвитку, параметри і надійність роботи системи в цілому і її окремих елементів. Потреба в новому будівництві в енергетиці вимагає чималих обсягів інвестицій, для залучення яких необхідно обґрунтувати як їхню ефективність, так і можливості своєчасного повернення вкладених коштів. При розгляді питань будівництва нової мережі важливим фактором є вибір її схеми, так як від цього залежать витрати на втрати електричної енергії. Врахування цього фактору є доцільним, так як найменші капіталовкладення для схеми мережі не завжди є технічно і економічно ефективним.

Метою магістерської дисертації є визначення оптимальної конфігурації електричної мережі напругою 110 кВ.

Для досягнення цієї мети необхідно вирішити наступні задачі:

- а) виконати вибір оптимальної конфігурації мережі;
- б) обрати трансформатори в пунктах навантаження;
- в) виконати розрахунок режимів роботи мережі;
- г) розрахувати стартап-проект порівняння отриманої мережі.

Об'єкт дослідження: електрична мережа напругою 110 кВ.

Предмет дослідження: оптимізація розвитку електричної мережі.

Методи дослідження. В основу роботи покладено вибір оптимальної мережі напругою 110 кВ. Обробка результатів дослідження виконувалася з використанням сучасного прикладного програмного забезпечення: Microsoft Word, Microsoft Excel та Mathcad.

Наукова новизна результатів полягає у розгляданні методів вибору оптимальної конфігурації мережі, що дозволяє обрати найвигідніший варіант електричної мережі.

Публікації за тематикою досліджень:

а) Мякушин Р. М., Передерій В.В. Критерій оптимальності розвитку електроенергетичних систем // Міжнародна наукова конференція «Образование и наука без границ» – 2018;

б) Баженов В.А., Сулейманов В.М., Янковська О.М., Мякушин Р.М. Загальний підхід до вирішення задачі багатокритеріальної оцінки режимів роботи електричних систем // Статті та тези доповідей за матеріалами Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів. Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики. – Київ: ФЕА КПП ім. Ігоря Сікорського– 2018.

ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ, УПОРЯДКОВАНЕ ВИКЛЮЧЕННЯ ГІЛОК, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, НАПРУГА, ПОТУЖНІСТЬ, ТРАНСФОРМАТОР.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 177 pages of A4 format, which includes 50 drawings, 79 tables, 19 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of A1 technical drawings.

In the dissertation the questions of optimization of development of electric network with voltage of 110 kV and the project of construction of this network are considered. The calculation of the voltage regime, flow distribution in the network sections and power losses in the mode of maximum loads, post-emergency mode and mode of minimum loads. The project of the transformer substation with the definition of the basic equipment is executed. The development of a startup project for comparison of the received 110 kV network with other possible configurations of the scheme was carried out. The choice and calculation of the relay protection of the transformer TTN-10000/110 has been made. The choice of measures of labor protection at installation of a transformer is executed. The project of power distribution is executed.

Actuality of theme. Designing of electric power systems requires an integrated approach to the selection and optimization of the schemes of electric networks and the feasibility of decisions that determine the composition, structure, external and internal connections, the dynamics of development, parameters and reliability of the system as a whole and its individual elements. The need for new construction in the energy sector requires a considerable amount of investment, for the involvement of which it is necessary to substantiate both their efficiency and the possibility of timely return of investment. When considering the construction of a new network, an important factor is the choice of its scheme, since it depends on the cost of the loss of electrical energy. Considering this factor is advisable, since the smallest investment for network schemes is not always technically and cost-effective.

The purpose of the master's dissertation is to determine the optimal configuration of the electric network with a voltage of 110 kV.

To achieve this goal, the following tasks need to be addressed:

- a) select the optimal configuration of the network;
- b) select transformers at load points;
- c) perform calculation of network operating modes;
- d) calculate the startup project of the comparison of the received network.

Object of research: electric network with voltage of 110 kV.

Subject of research: optimization of electric network development.

Research methods. The basis of the work is the choice of optimal network voltage 110 kV. The research results were processed using modern software applications: Microsoft Word, Microsoft Excel, and Mathcad.

The scientific novelty of the results is to consider the methods of choosing the optimal network configuration, which allows you to choose the most advantageous version of the electrical network.

Publications on research topics:

a) Myakushin R.M, Perederii VV The criterion of optimality of development of electric power systems // International scientific conference "Education and science without borders" - 2018;

b) Bazhenov V.A., Suleymanov V.M., Yankovska O.M., Myakushin R.M. General approach to solving the problem of multicriteria assessment of operating modes of electric systems // Articles and theses of reports on the materials of the International scientific and technical conference of young scientists, postgraduates and students. Modern problems of electric power engineering and automation. – Kyiv, FEA, Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute – 2018.

FUNCTION OF OPTIMAL COST, ORDERLY EXCLUSION OF BRANCHES,
POWER LINE, VOLTAGE, POWER, TRANSFORMER.

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	11
ВСТУП.....	12
1 РОЗРАХУНОК ЗАМКНЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 КВ....	13
1.1 Загальні положення.....	13
1.2 Побудова функції оптимальних приведених витрат.....	15
1.3 Апроксимація функції сумарних приведених витрат методом найменших квадратів.....	16
1.4 Метод упорядкованого виключення гілок.....	19
1.5 Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів на підстанціях.....	36
1.6 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкнутій мережі за довжинами ділянок.....	37
1.7 Визначення перерізів проводів для ділянок мережі.....	41
1.8 Розрахунок параметрів схеми заміщення електричної мережі.....	56
1.9 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі.....	61
1.10 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях.....	64
1.11 Електричний розрахунок режиму роботи мережі у післяаварійному режимі.....	76
1.12 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях.....	83
Висновок до розділу.....	91
2 ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ.....	93
2.1 Загальні дані.....	93
2.2 Розрахунок схем заміщення.....	93
2.3 Трифазні струми короткого замикання.....	100

2.4 Однофазні струми короткого замикання.....	104
2.5 Двофазні струми короткого замикання.....	104
2.6 Електрообладнання ПС. Вибір і перевірка.....	106
Висновок до розділу.....	118
3 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	119
3.1 Опис ідеї проекту.....	119
3.2 Технологічний аудит.....	120
3.3 Фінансово-економічний аналіз.....	124
3.4 Визначення обсягу інвестицій.....	124
3.5 Визначення основних фінансово-економічних показників.....	126
3.6 Оцінка ризиків проекту.....	129
3.7 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	130
Висновок до розділу.....	131
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДН-10000/110.....	133
4.1 Загальні положення.....	133
4.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора ТДН-10000/110.....	134
4.3 Розрахунок та вибір уставок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора ТДН-10000/110.....	138
4.4 Інші захисти трансформатора та пристроїв автоматики.....	139
Висновок до розділу.....	140
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПРИ МОНТАЖУ ТРАНСФОРМАТОРА ТДТН-25000/110.....	141
Вступ.....	141
5.1 Технічні характеристики і вибір місця розміщення.....	141
5.2 Дослідження та аналіз умов праці та шкідливих чинників.....	142
5.3 Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки для монтажу трансформатора.....	143
5.4 Розрахунок захисного заземлювального пристрою трансформатора.....	144
5.5 Вибір заходів і засобів безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	146

Висновок до розділу.....	147
6 РОЗПОДІЛ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ЗОНИ ПРОМИСЛОВОЇ ТА ПРИВАТНОЇ ЗАБУДОВИ.....	149
Вступ.....	149
6.1 Будівництво ПЛІ-0,4 кВ.....	149
6.2 Будівельні рішення по ТП-1803.....	160
6.3 Організація системи обліку електроенергії.....	162
6.4 Визначення класу наслідків об'єкта будівництва.....	163
6.5 Визначення тривалості будівництва.....	164
6.6 Специфікація виробів і матеріалів.....	165
Висновок до розділу.....	172
ВИСНОВКИ.....	174
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	175
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	177

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

КЗ – коротке замикання

ЛЕП – лінія електропередач

ПЛ – повітряна лінія

РЕМ – районна електрична мережа

ВН – висока напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

ВСТУП

Об'єктом дослідження у приведеній дисертації є електроенергетична система, до складу якої входять одна електростанція з розподільними пристроями (джерело живлення) та сім вузлів навантаження.

Мета дисертації – обрати оптимальну конфігурацію електричної мережі напругою 110 кВ, провести розрахунок основних режимів: максимальних навантажень, післяаварійного та мінімальних навантажень, зробити аналіз режимів електричної мережі, розробити стартап-проект будівництва електричної мережі, обрати та розрахувати релейний захист двообмоткового трансформатора, визначити заходи охорони праці при монтажу триобмоткового трансформатора.

Дослідження, проведені в дисертації, базуються на використанні різних електротехнічних методів (законів Ома та Кірхгофа) та основ теорії електричних мереж.

Проект необхідно виконати з урахуванням вимог діючих державних стандартів, відповідної технічної документації та норм.

1 РОЗРАХУНОК ЗАМКНЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 КВ

1.1 Загальні положення

З самого початку виникнення енергоустановок постало витання оптимізації режимів роботи енергосистем, що включає в себе виробництво, передавання та розподіл електричної енергії. І чим швидше і більше розвивалися та розширялися енергосистем, тим більш нагальною ставала потреба в оптимізації режимів. Для вирішення цього питання було розроблено методи оптимізації режимів енергосистем та їх програмну та алгоритмічну реалізацію. Слід зауважити, що методи оптимізації розвиваються і нині.

Існує дуже багато показників для визначення оптимального варіанту, так званих критеріїв оптимальності. У деяких випадках їх неможливо характеризувати суто кількісними значеннями. В цьому разі для вибору оптимального варіанта користуються загальними якісними показниками або рекомендаціями спеціалістів.

Для обґрунтування рішень з розвитку електроенергетичних систем для порівняння економічної ефективності капіталовкладень використовують приведені витрати. Вони порівнюють витрати на виробництво та капіталовкладення.[1]

В енергосистемі будівництво реальних об'єктів відбувається протягом декількох років або поетапно. Через це необхідно вирішувати динамічну задачу визначення ефективності капіталовкладень. В цьому випадку необхідно використовувати функцію сумарних дисконтованих витрат, що має вигляд:

$$Z = \sum_{i=1}^T (K_t + I_t - L_t) \cdot (1 + E)^t.$$

Для побудови функції оптимальних витрат використовується метод економічних інтервалів, при використанні його, дисконтовані витрати i -ої вітки

мережі при будь-якому значенні потужності P по елементу повинні задовольняти умову.

Щоб побудувати функцію оптимальних витрат, використовують метод економічних інтервалів. Сутність метода полягає в тому, що при будь-якому значенні потужності, приведені витрати i -ої ділянки мережі визначаються таким чином:

$$Z_i(P_i) = \min\{Z_{i1}(P_{i1}), Z_{i2}(P_{i2}), \dots, Z_{iV}(P_{iV})\},$$

Витрати на будівництво ЛЕП мають вигляд:

$$Z_V = l \cdot Z_{V0},$$

де l - довжина лінії

Приведені витрати на побудову і експлуатацію одиниці довжини лінії можна записати у вигляді: [2]

$$Z_{V0} = \frac{p_a \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2 \cdot r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot E},$$

Розрахуємо число годин максимальних витрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ год}$$

Функція дисконтованих витрат може мати вигляд::

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2,$$

де $a_{V0} = \frac{p_a \cdot K_{V0}}{E} + K_{V0}$, $b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot E}$ - коефіцієнти парабол.

Отже, можна зробити висновок, що функція оптимальних витрат буде являти собою нижню частину сімейства парабол, побудованих для кожного перерізу.

1.2 Побудова функції оптимальних приведених витрат

Для будівництва електричної мережі напругою 110 кВ будемо використовувати 3 основні перерізи: 70 мм², 120 мм², 240 мм². Погонні активні опори становлять:

$$r_{V0(70)} = 0,422 \text{ Ом/км};$$

$$r_{V0(120)} = 0,244 \text{ Ом/км};$$

$$r_{V0(240)} = 0,122 \text{ Ом/км}.$$

Базові показники вартості ПЛ 110 кВ:

$$K_{V0(70)} = 315 \text{ тис. грн./км};$$

$$K_{V0(120)} = 345 \text{ тис. грн./км};$$

$$K_{V0(240)} = 400 \text{ тис. грн./км}.$$

Так як зазначені вартості розраховані по курсу 5 гривень за 1 долар США, виникає необхідність перерахувати їх. Для перерахунку візьмемо вартість 1 долара США – 28,17 гривень.

$$k = \frac{28,17}{5} = 5,634.$$

Отримали нові значення показників вартості ПЛ 110 кВ:

$$K'_{V0(70)} = K_{V0(70)} \cdot k = 315 \cdot 5,634 = 1774,71 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}}$$

$$K'_{V0(120)} = K_{V0(120)} \cdot k = 345 \cdot 5,634 = 1943,73 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}}$$

$$K'_{V0(240)} = K_{V0(240)} \cdot k = 400 \cdot 5,634 = 2253,6 \text{ тис.} \frac{\text{грн}}{\text{км}}$$

Визначаємо коефіцієнти парабол для обраних перерізів для побудови функції дисконтованих витрат.

Для марки проводу АС-70/11:

$$a_{V0(70)} = \frac{0,01 \cdot p_a \cdot K'_{V0(70)} \cdot 10^3}{E} + K'_{V0(70)} \cdot 10^3 = \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1774,71 \cdot 10^3}{0,1} + 1774,71 \cdot 10^3 = 1,988 \cdot 10^6 \frac{\text{грн}}{\text{км}};$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 169 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 1701,146 \frac{\text{коп}}{\text{кВт}^2}.$$

Для марки проводу АСК-120/19:

$$\begin{aligned} a_{V0(120)} &= \frac{0,01 \cdot p_a \cdot K'_{V0(120)} \cdot 10^3}{E} + K'_{V0(120)} \cdot 10^3 \\ &= \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 1943,73 \cdot 10^3}{0,1} + 1943,73 \cdot 10^3 = 2,177 \cdot 10^6 \frac{\text{грн}}{\text{км}}; \end{aligned}$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 169 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 983,601 \frac{\text{коп}}{\text{кВт}^2}.$$

Для марки проводу АСК-240/39:

$$\begin{aligned} a_{V0(240)} &= \frac{0,01 \cdot p_a \cdot K'_{V0(240)} \cdot 10^3}{E} + K'_{V0(240)} \cdot 10^3 = \\ &= \frac{0,01 \cdot 1,2 \cdot 2253,6 \cdot 10^3}{0,1} + 2253,6 \cdot 10^3 = 2,524 \cdot 10^6 \frac{\text{грн}}{\text{км}}; \end{aligned}$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau \cdot 10}{U_H^2 \cdot E} = \frac{0,122 \cdot 169 \cdot 2886 \cdot 10}{110^2 \cdot 0,1} = 491,801 \frac{\text{коп}}{\text{кВт}^2}.$$

Отже, отримали такі функції:

$$3_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 1,988 \cdot 10^6 + 1701,146 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 2,177 \cdot 10^6 + 983,601 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 2,524 \cdot 10^6 + 491,801 \cdot P^2.$$

За отриманими функціями побудуємо їх графіки (рис. 1.1). Границі економічних інтервалів потужності доцільності застосування відповідних перерізів відмічені пунктиром.

1.3 Апроксимація функції сумарних приведених витрат методом найменших квадратів

Для апроксимування функції дисконтованих витрат визначимо координати точок перетину функції та точки, що належать функціям (рис. 1.2).

Складаємо систему рівнянь виду:

$$\begin{cases} a_0 S_0 + a_1 S_1 = T_0; \\ a_0 S_1 + a_1 S_2 = T_1, \end{cases}$$

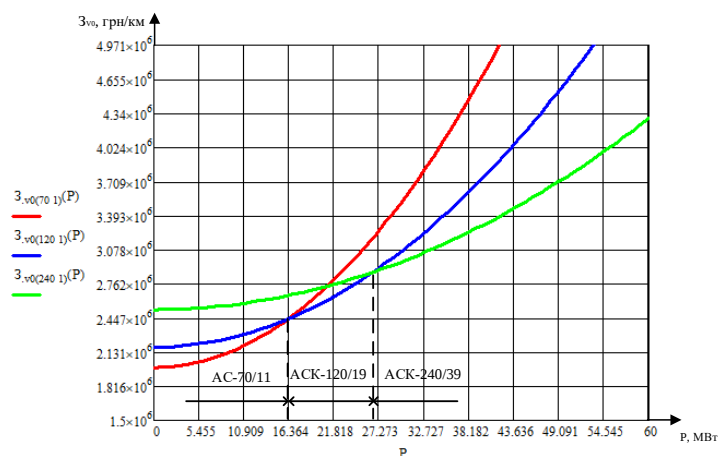


Рисунок 1.1 – Сімейство сумарних дисконтованих витрат на спорудження і експлуатацію лінії 110 кВ

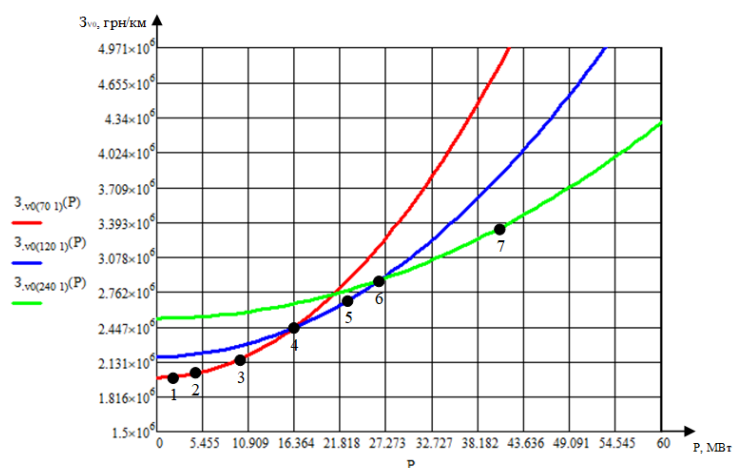


Рисунок 1.2 – Сімейство сумарних дисконтованих витрат на експлуатацію і спорудження лінії 110 кВ

Таблиця 1.1 – Координати точок

Номер п/п	X_i	Y_i
1	2	3
1	2	$1,994 \times 10^6$
2	5	$2,03 \times 10^6$
3	10	$2,158 \times 10^6$

Кінець таблиці 1.1

1	2	3
4	16,242	$2,436 \times 10^6$
5	22	$2,653 \times 10^6$
6	26,565	$2,871 \times 10^6$
7	40	$3,311 \times 10^6$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 =$$

$$= 2 + 5 + 10 + 16,242 + 22 + 26,565 + 40 = 121,807;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 =$$

$$= 2^2 + 5^2 + 10^2 + 16,242^2 + 22^2 + 26,565^2 + 40^2 = 3183;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 = 1,994 \cdot 10^6 + 2,03 \cdot 10^6 +$$

$$+ 2,158 \cdot 10^6 + 2,436 \cdot 10^6 + 2,653 \cdot 10^6 + 2,871 \cdot 10^6 + 3,311 \cdot 10^6 =$$

$$= 1,745 \cdot 10^7;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i = y_1 \cdot x_1 + y_2 \cdot x_2 + y_3 \cdot x_3 + y_4 \cdot x_4 + y_5 \cdot x_5 + y_6 \cdot x_6 + y_7 \cdot x_7 =$$

$$= 2 \cdot 1,994 \cdot 10^6 + 5 \cdot 2,03 \cdot 10^6 + 10 \cdot 2,158 \cdot 10^6 + 16,242 \cdot 2,436 \cdot 10^6 +$$

$$+ 22 \cdot 2,653 \cdot 10^6 + 26,565 \cdot 2,871 \cdot 10^6 + 40 \cdot 3,311 \cdot 10^6 = 3,424 \cdot 10^8;$$

Отже, система буде мати наступний вигляд:

$$\begin{cases} a_0 \cdot 7 + a_1 \cdot 121,807 = 1,745 \cdot 10^7; \\ a_0 \cdot 121,807 + a_1 \cdot 3,183 = 3,424 \cdot 10^8, \end{cases}$$

Розв'язавши систему, отримали такі значення коефіцієнтів прямої:

$$a_0 = 1,861 \cdot 10^6, \quad a_1 = 36,36 \cdot 10^3$$

Отже апроксимована функція буде мати вигляд (рис. 1.3):

$$z(P) = 1,861 \cdot 10^6 + 36,36 \cdot 10^3 \cdot P$$

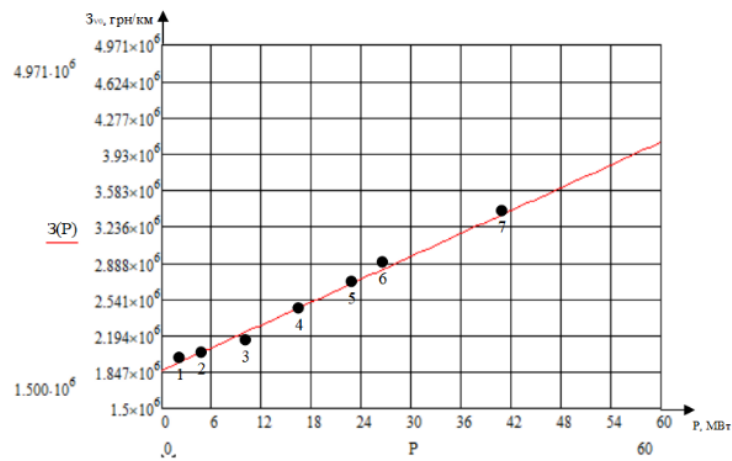


Рисунок 1.3 – Апроксимована функція сумарних дисконтованих витрат

1.4 Метод упорядкованого виключення гілок

За отриманим завданням була створена надлишкова схема мережі, яка має вигляд зображений на рис. 1.4.

З вихідних даних, а саме значення активних потужностей на сторонах НН та СН та $\cos \varphi_{сн} = 0,85$, $\cos \varphi_{нн} = 0,81$ визначаємо повні потужності пунктів, МВА.

Визначимо значення кутів $\varphi_{сн}$ та $\varphi_{нн}$:

$$\varphi_{сн} = \arccos(0,85) = 31,788^\circ;$$

$$\varphi_{нн} = \arccos(0,81) = 35,907^\circ.$$

Розглянемо 1 пункт та 7.

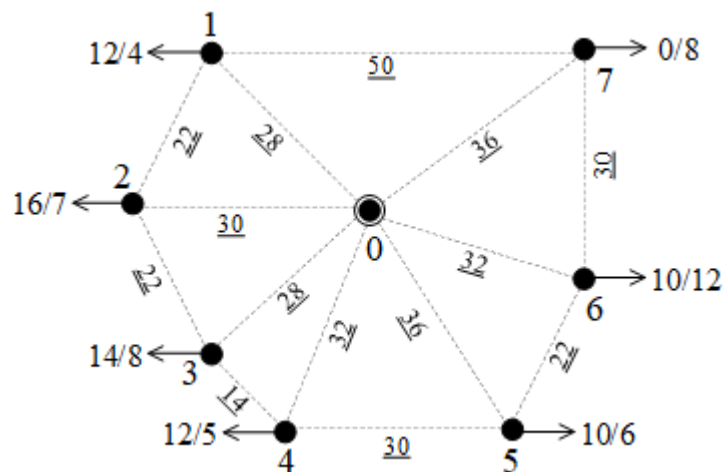


Рисунок 1.4 – Надлишкова схема електричної мережі за завданням

Реактивні потужності пунктів:

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \tan(\varphi_{CH}) = -12 \cdot \tan(31,788^\circ) = -7,437 \text{ МВАр};$$

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \tan(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \tan(35,904^\circ) = -2,896 \text{ МВАр};$$

$$Q_{7CH} = -P_{7CH} \cdot \tan(\varphi_{CH}) = -0 \cdot \tan(31,788^\circ) = 0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{7HH} = -P_{7HH} \cdot \tan(\varphi_{HH}) = -8 \cdot \tan(35,904^\circ) = -5,792 \text{ МВАр};$$

Повні потужності пунктів:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= P_{1CH} + P_{1HH} + j \cdot (Q_{1CH} + Q_{1HH}) = 12 + 4 + j \cdot (-7,437 - 2,896) = \\ &= 16 - j10,333 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_7 &= P_{7CH} + P_{7HH} + j \cdot (Q_{7CH} + Q_{7HH}) = 0 + 8 + j \cdot (0 - 5,792) = \\ &= 8 - j5,792 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Модуль повної потужності:

$$|\dot{S}_1| = \sqrt{P_1^2 + P_1^2} = \sqrt{16^2 + (-10,333)^2} = 19,046 \text{ МВА};$$

$$|\dot{S}_7| = \sqrt{P_7^2 + P_7^2} = \sqrt{8^2 + (-5,792)^2} = 9,877 \text{ МВА}.$$

Повні потужності решти пунктів визначаються аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 1.2 та на рис. 1.5.

Таблиця. 1.2 – Результат розрахунків повних потужностей пунктів навантаження

№ пункту	P_{CH} , МВт	P_{HH} , МВт	Q_{CH} , МВАр	Q_{HH} , МВАр	$\dot{S}$, МВА	$ \dot{S} $, МВА
1	12	4	-7,437	-2,896	$16 - j10,333$	19,046
2	16	7	-9,896	-5,068	$23 - j14,984$	27,45
3	14	8	-8,676	-5,792	$22 - j14,468$	26,331
4	12	5	-7,437	-3,62	$17 - j11,057$	20,279
5	10	6	-6,197	-4,344	$16 - j10,541$	19,16
6	10	12	-6,197	-8,688	$22 - j14,885$	26,563
7	0	8	0	-5,792	$8 - j5,792$	9,877

Питомі приведені витрати на 1 км споруджуваної лінії визначаються за виразом:

$$3(S) = 1,861 \cdot 10^6 + 36,36 \cdot 10^3 \cdot |\dot{S}_i|$$

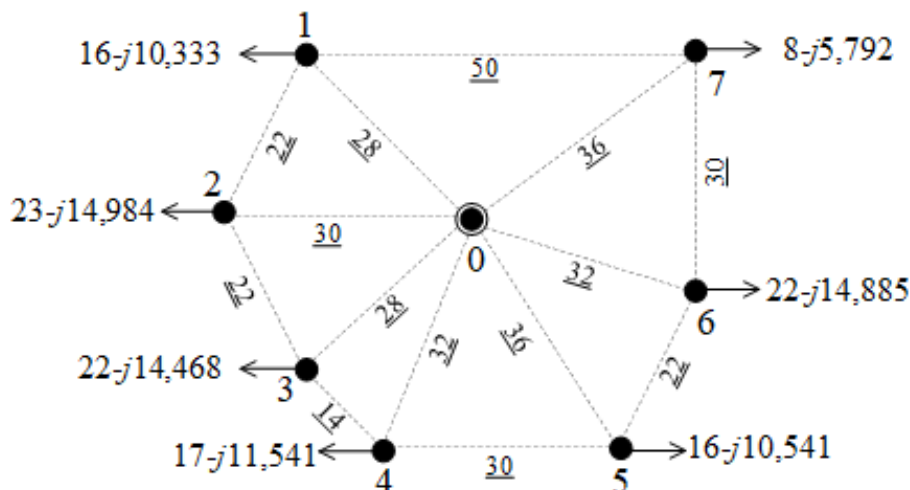


Рисунок 1.5 – Вихідна схема мережі

Для визначення дисконтованих витрат для вихідної схеми мережі, визначимо потокорозподіл по довжинам. Для розрахунку використовуємо метод контурних потужностей. Вихідна мережа та напрямки контурів зображені на рис. 1.6.[3]

Отже маємо мережу з сімома контурами. I контур: 0-1-2-0 з перемичкою 1-2; II контур: 0-2-3-0 з перемичкою 2-3; III контур: 0-3-4-0 з перемичкою 3-4; IV контур: 0-4-5-0 з перемичкою 4-5; V контур: 0-5-6-0 з перемичкою 5-6; VI контур: 0-6-7-0 з перемичкою 6-7; VII контур: 0-1-7-0 з перемичкою 1-7.

Для розрахунку потокорозподілу в розімкненій мережі, умовно видалимо перемички. Отримаємо схему зображену на рис. 1.7.

$$\dot{S}_{p0-1} = \dot{S}_1 = 16 - j10,333 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-2} = \dot{S}_2 = 23 - j14,984 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-3} = \dot{S}_3 = 22 - j14,468 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-4} = \dot{S}_4 = 17 - j11,057 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-5} = \dot{S}_5 = 16 - j10,541 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-6} = \dot{S}_6 = 22 - j14,885 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-7} = \dot{S}_7 = 8 - j5,792 \text{ МВА};$$

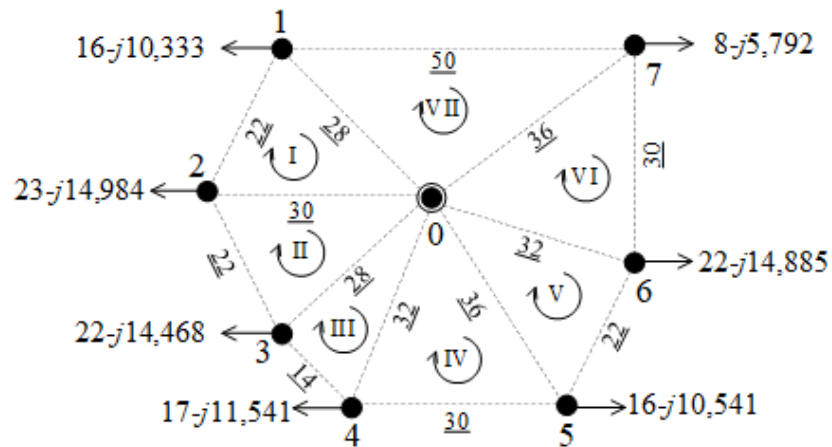


Рисунок 1.6 – Контури вихідної схеми

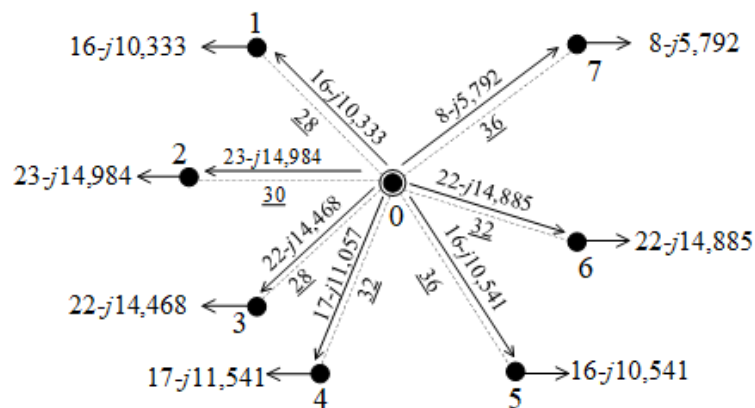


Рисунок 1.7 – Потокорозподіл в умовно-розімкненій мережі

Для кожного контуру складаємо рівняння та вносимо їх до системи контурних рівнянь. Приймаємо, що напрямок потужності на перемичках співпадає з напрямком потужності контуру до якого вона належить

$$\left\{ \begin{array}{l} -\dot{S}_{p0-1} \cdot l_{0-1} + \dot{S}_{p0-2} \cdot l_{0-2} = -\dot{S}_{kI} \cdot (l_{0-1} + l_{0-2} + l_{1-2}) + \dot{S}_{kII} \cdot l_{0-2} + \dot{S}_{kVII} \cdot l_{0-2}; \\ -\dot{S}_{p0-2} \cdot l_{0-2} + \dot{S}_{p0-3} \cdot l_{0-3} = -\dot{S}_{kII} \cdot (l_{0-2} + l_{0-3} + l_{2-3}) + \dot{S}_{kI} \cdot l_{0-2} + \dot{S}_{kIII} \cdot l_{0-3}; \\ -\dot{S}_{p0-3} \cdot l_{0-3} + \dot{S}_{p0-4} \cdot l_{0-4} = -\dot{S}_{kIII} \cdot (l_{0-3} + l_{0-4} + l_{3-4}) + \dot{S}_{kII} \cdot l_{0-3} + \dot{S}_{kIV} \cdot l_{0-4}; \\ -\dot{S}_{p0-4} \cdot l_{0-4} + \dot{S}_{p0-5} \cdot l_{0-5} = -\dot{S}_{kIV} \cdot (l_{0-4} + l_{0-5} + l_{4-5}) + \dot{S}_{kIII} \cdot l_{0-4} + \dot{S}_{kV} \cdot l_{0-5}; \\ -\dot{S}_{p0-5} \cdot l_{0-5} + \dot{S}_{p0-6} \cdot l_{0-6} = -\dot{S}_{kV} \cdot (l_{0-5} + l_{0-6} + l_{5-6}) + \dot{S}_{kIV} \cdot l_{0-5} + \dot{S}_{kVI} \cdot l_{0-6}; \\ -\dot{S}_{p0-6} \cdot l_{0-6} + \dot{S}_{p0-7} \cdot l_{0-7} = -\dot{S}_{kVI} \cdot (l_{0-6} + l_{0-7} + l_{6-7}) + \dot{S}_{kV} \cdot l_{0-6} + \dot{S}_{kVII} \cdot l_{0-7}; \\ -\dot{S}_{p0-7} \cdot l_{0-7} + \dot{S}_{p0-1} \cdot l_{0-1} = -\dot{S}_{kVII} \cdot (l_{0-7} + l_{0-1} + l_{1-7}) + \dot{S}_{kVI} \cdot l_{0-7} + \dot{S}_{kI} \cdot l_{0-1}. \\ \\ \left\{ \begin{array}{l} -(16 - j10,333) \cdot 28 + (23 - j14,984) \cdot 30 = -\dot{S}_{kI} \cdot (28 + 30 + 22) + \dot{S}_{kII} \cdot 30 + \\ \quad + \dot{S}_{kVII} \cdot 28; \\ -(23 - j14,984) \cdot 30 + (22 - j14,468) \cdot 28 - \dot{S}_{kII} \cdot (30 + 28 + 22) + \dot{S}_{kI} \cdot 30 + \\ \quad + \dot{S}_{kIII} \cdot 28; \\ -(22 - j14,468) \cdot 28 + (17 - j11,057) \cdot 32 = -\dot{S}_{kIII} \cdot (28 + 32 + 14) + \dot{S}_{kII} \cdot 28 + \\ \quad + \dot{S}_{kIV} \cdot 32; \\ -(17 - j11,057) \cdot 32 + (16 - j10,541) \cdot 36 = -\dot{S}_{kIV} \cdot (32 + 36 + 30) + \dot{S}_{kIII} \cdot 32 + \\ \quad + \dot{S}_{kV} \cdot 36; \\ -(16 - j10,541) \cdot 36 + (22 - j14,885) \cdot 32 = -\dot{S}_{kV} \cdot (36 + 32 + 22) + \dot{S}_{kIV} \cdot 36 + \\ \quad + \dot{S}_{kVI} \cdot 32; \\ -(22 - j14,885) \cdot 32 + (8 - j5,792) \cdot 36 = -\dot{S}_{kVI} \cdot (32 + 36 + 30) + \dot{S}_{kV} \cdot 32 + \\ \quad - \dot{S}_{kVI} \cdot (32 + 36 + 30) + \dot{S}_{kV} \cdot 32 + \dot{S}_{kVII} \cdot 36; \\ -(8 - j5,792) \cdot 36 + (16 - j10,333) \cdot 28 = -\dot{S}_{kVII} \cdot (36 + 28 + 50) + \dot{S}_{kVI} \cdot 36 \\ \quad + \dot{S}_{kI} \cdot 28. \end{array} \right. \end{array} \right.$$

При розв'язанні цієї системи рівнянь отримали наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{kI} = -3,387 + j2,184 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{kII} = -0,013 + j0,053 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{kIII} = 0,95 - j0,604 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{kIV} = -0,043 + j0,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{kV} = -0,072 + j0,259 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{kVI} = 3,847 - j2,478 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{kVII} = -1,021 + j0,463 \text{ МВА}.$$

Знайдемо потоки потужності по ділянках з урахуванням контурних потужностей:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{p0-1} - \dot{S}_{kI} + \dot{S}_{kVII} = (16 - j10,333) - (-3,387 + j2,184) + (-1,021 + j0,463) = 18,366 - j12,054 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_{p0-2} - \dot{S}_{kII} + \dot{S}_{kI} = (23 - j14,984) - (-0,013 + j0,053) + (-3,387 + j2,184) = 19,626 - j12,852 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-3} = \dot{S}_{p0-3} - \dot{S}_{kIII} + \dot{S}_{kII} = (22 - j14,468) - (0,95 - j0,604) + (-0,013 + j0,053) = 21,038 - j13,812 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-4} = \dot{S}_{p0-4} - \dot{S}_{kIV} + \dot{S}_{kIII} = (17 - j11,057) - (-0,043 + j0,16) + (0,95 - j0,604) = 17,992 - j11,821 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-4} = \dot{S}_{p0-4} - \dot{S}_{kIV} + \dot{S}_{kIII} = (17 - j11,057) - (-0,043 + j0,16) + (0,95 - j0,604) = 17,992 - j11,821 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_{p0-5} - \dot{S}_{kV} + \dot{S}_{kIV} = (16 - j10,541) - (-0,072 + j0,259) + (-0,043 + j0,16) = 16,029 - j10,64 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-6} = \dot{S}_{p0-6} - \dot{S}_{kVI} + \dot{S}_{kV} = (22 - j14,885) - (3,847 - j2,478) + (-0,072 + j0,259) = 18,082 - j12,148 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{0-7} = \dot{S}_{p0-7} - \dot{S}_{kVII} + \dot{S}_{kVI} = (8 - j5,792) - (-1,021 + j0,463) + (3,847 - j2,478) = 12,867 - j8,733 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{1-2} = -\dot{S}_{kI} = 3,387 - j2,184 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{2-3} = -\dot{S}_{kII} = 0,013 - j0,053 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{3-4} = -\dot{S}_{kIII} = -0,95 + j0,604 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{4-5} = -\dot{S}_{kIV} = 0,043 - j0,16 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{5-6} = -\dot{S}_{kV} = 0,072 - j0,259 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{6-7} = -\dot{S}_{kVI} = 3,847 - j2,478 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{1-7} = -\dot{S}_{kVII} = 1,021 - j0,463 \text{ MBA}.$$

Результуючий потіокорозподіл зображений на рис. 1.8.

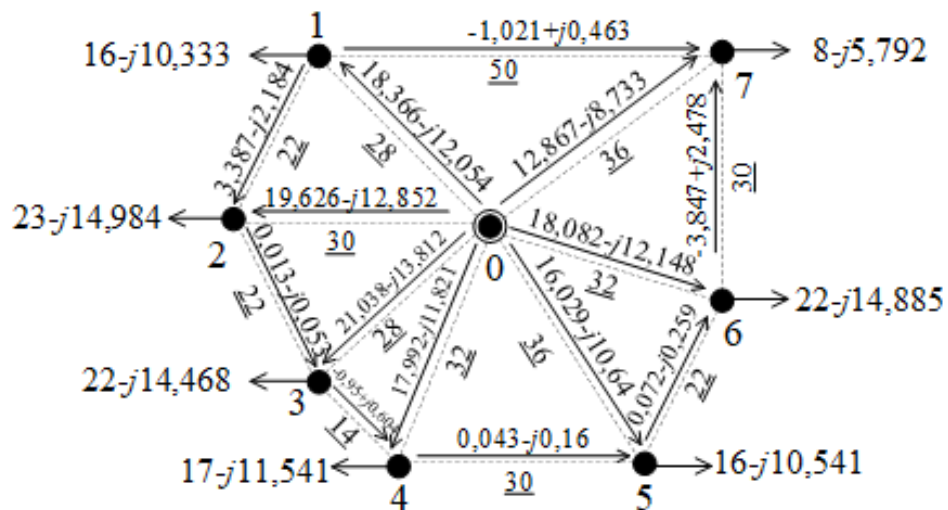


Рисунок 1.8 – Результуючий потіокорозподіл

Перевірка другого закону Кірхгофа:

Для першого контуру:

$$-\dot{S}_{0-1} \cdot l_{0-1} + \dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} - \dot{S}_{1-2} \cdot l_{1-2} = -(18,366 - j12,054) \cdot 28 + (19,626 - j12,852) \cdot 30 - (3,387 - j2,184) \cdot 22 = 0 \text{ МВА};$$

б) Для другого контуру:

$$-\dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} + \dot{S}_{0-3} \cdot l_{0-3} - \dot{S}_{2-3} \cdot l_{2-3} = -(19,626 - j12,852) \cdot 30 + (21,038 - j13,812) \cdot 28 - (0,013 - j0,053) \cdot 22 = 0 \text{ МВА};$$

в) Для третього контуру:

$$-\dot{S}_{0-3} \cdot l_{0-3} + \dot{S}_{0-4} \cdot l_{0-4} - \dot{S}_{3-4} \cdot l_{3-4} = -(21,038 - j13,812) \cdot 28 + (17,992 - j11,821) \cdot 32 - (-0,95 + j0,604) \cdot 14 = 0 \text{ МВА};$$

г) Для четвертого контуру:

$$-\dot{S}_{0-4} \cdot l_{0-4} + \dot{S}_{0-5} \cdot l_{0-5} - \dot{S}_{4-5} \cdot l_{4-5} = -(17,992 - j11,821) \cdot 32 + (16,029 - j10,64) \cdot 36 - (0,043 - j0,16) \cdot 30 = 0 \text{ МВА};$$

д) Для п'ятого контуру:

$$-\dot{S}_{0-5} \cdot l_{0-5} + \dot{S}_{0-6} \cdot l_{0-6} - \dot{S}_{5-6} \cdot l_{5-6} = -(16,029 - j10,64) \cdot 36 + (18,082 - j12,148) \cdot 32 - (0,072 - j0,259) \cdot 22 = 0 \text{ МВА};$$

е) Для шостого контуру:

$$-\dot{S}_{0-6} \cdot l_{0-6} + \dot{S}_{0-7} \cdot l_{0-7} - \dot{S}_{6-7} \cdot l_{6-7} = -(18,082 - j12,148) \cdot 32 + (12,867 - j8,733) \cdot 36 - (-3,847 + j2,478) \cdot 30 = 0 \text{ МВА};$$

є) для сьомого контуру:

$$\dot{S}_{0-1} \cdot l_{0-1} - \dot{S}_{0-7} \cdot l_{0-7} - \dot{S}_{1-7} \cdot l_{1-7} = (18,366 - j12,054) \cdot 28 - (12,867 - j8,733) \cdot 36 + (-1,024 + j0,463) \cdot 50 = 0 \text{ МВА.}$$

Знаючи потокорозподіл можемо визначити модуль повної потужності:

$$|\dot{S}_{0-1}| = \sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2} = \sqrt{18,366^2 + (-12,054)^2} = 21,969 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{0-2}| = \sqrt{P_{0-2}^2 + Q_{0-2}^2} = \sqrt{19,626^2 + (-12,852)^2} = 23,46 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{0-3}| = \sqrt{P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2} = \sqrt{21,038^2 + (-13,812)^2} = 25,166 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{0-4}| = \sqrt{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2} = \sqrt{17,992^2 + (-11,821)^2} = 21,528 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{0-5}| = \sqrt{P_{0-5}^2 + Q_{0-5}^2} = \sqrt{16,029^2 + (-10,64)^2} = 19,239 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{0-6}| = \sqrt{P_{0-6}^2 + Q_{0-6}^2} = \sqrt{18,082^2 + (-12,148)^2} = 21,784 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{0-7}| = \sqrt{P_{0-7}^2 + Q_{0-7}^2} = \sqrt{12,867^2 + (-8,73)^2} = 15,551 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{1-2}| = \sqrt{P_{1-2}^2 + Q_{1-2}^2} = \sqrt{3,387^2 + (-2,184)^2} = 4,03 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{1-7}| = \sqrt{P_{1-7}^2 + Q_{1-7}^2} = \sqrt{(-1,021)^2 + (0,463)^2} = 1,121 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{2-3}| = \sqrt{P_{2-3}^2 + Q_{2-3}^2} = \sqrt{0,013^2 + (-0,053)^2} = 0,054 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{3-4}| = \sqrt{P_{3-4}^2 + Q_{3-4}^2} = \sqrt{(-0,95)^2 + (0,604)^2} = 1,126 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{4-5}| = \sqrt{P_{4-5}^2 + Q_{4-5}^2} = \sqrt{0,043^2 + (-0,16)^2} = 0,165 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{5-6}| = \sqrt{P_{5-6}^2 + Q_{5-6}^2} = \sqrt{0,072^2 + (-0,259)^2} = 0,268 \text{ МВА;}$$

$$|\dot{S}_{6-7}| = \sqrt{P_{6-7}^2 + Q_{4-5}^2} = \sqrt{(-3,847)^2 + (2,478)^2} = 4,576 \text{ МВА.}$$

Знаючи модулі повної потужності розраховуємо приведені витрати:

$$\begin{aligned}
Z_{0-1} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{0-1}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 21,969 = 2,66 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{0-2} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{0-2}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 23,46 = 2,714 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{0-3} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{0-3}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 25,166 = 2,776 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{0-4} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{0-4}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 21,528 = 2,644 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{0-5} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{0-5}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 19,239 = 2,561 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{0-6} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{0-6}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 21,784 = 2,653 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{0-7} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{0-7}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 15,551 = 2,426 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{1-2} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{1-2}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 4,03 = 2,008 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{1-7} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{1-7}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 1,121 = 1,902 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{2-3} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{2-3}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 0,054 = 1,863 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{3-4} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{3-4}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 1,126 = 1,902 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{4-5} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{4-5}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 0,165 = 1,867 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{5-6} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{5-6}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 0,268 = 1,871 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_{6-7} &= 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot |\dot{S}_{6-7}| = 1,861 \cdot 10^6 + 3,636 \cdot 10^4 \cdot 4,576 = 2,027 \cdot 10^6 \text{ грн}; \\
Z_0 &= Z_{0-1} + Z_{0-2} + Z_{0-3} + Z_{0-4} + Z_{0-5} + Z_{0-6} + Z_{0-7} + Z_{1-2} + Z_{1-7} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-5} + Z_{5-6} + Z_{6-7} = \\
&= 2,66 \cdot 10^6 + 2,714 \cdot 10^6 + 2,776 \cdot 10^6 + 2,644 \cdot 10^6 + 2,561 \cdot 10^6 + 2,653 \cdot 10^6 + 2,426 \cdot 10^6 + \\
&+ 2,008 \cdot 10^6 + 1,902 \cdot 10^6 + 1,863 \cdot 10^6 + 1,902 \cdot 10^6 + 1,867 \cdot 10^6 + 1,871 \cdot 10^6 + 2,027 \cdot 10^6 = \\
&= 3,187 \cdot 10^7 \text{ грн}.
\end{aligned}$$

Отже, знаючи сумарні приведені витрати для надлишкової схеми мережі, можемо визначати першу гілку, що необхідно відключити. Результати розрахунку наведені в табл. 1.3. Отримана схема для подальшого розрахунку наведена на рис. 1.9.

Таблиця 1.3 – Приведені витрати для кожного з варіантів мережі на першому кроці

Гілка, що відключають	$Z(i)$, грн	$Z_0 - Z(i)$, грн
1	2	3
0-1	$3,076 \cdot 10^7$	$1,113 \cdot 10^6$

Кінець таблиці 1.3

1	2	3
0-2	$3,12 \cdot 10^7$	$6,715 \cdot 10^5$
0-3	$3,139 \cdot 10^7$	$4,841 \cdot 10^5$
0-4	$3,114 \cdot 10^7$	$7,322 \cdot 10^5$
0-5	$3,095 \cdot 10^7$	$9,222 \cdot 10^5$
0-6	$3,102 \cdot 10^7$	$8,508 \cdot 10^5$
0-7	$3,034 \cdot 10^7$	$1,532 \cdot 10^6$
1-2	$2,995 \cdot 10^7$	$1,924 \cdot 10^6$
1-7	$2,998 \cdot 10^7$	$1,894 \cdot 10^6$
2-3	$3,001 \cdot 10^7$	$1,864 \cdot 10^6$
3-4	$3,016 \cdot 10^7$	$1,715 \cdot 10^6$
4-5	$3 \cdot 10^7$	$1,869 \cdot 10^6$
5-6	$3 \cdot 10^7$	$1,873 \cdot 10^6$
6-7	$3,003 \cdot 10^7$	$1,842 \cdot 10^6$

Отже перший крок дав результат в якому найбільше зменшення дисконтованих витрат викликає відключення гілки 1-2. Тепер, на наступному кроці в якості вихідної мережі приймаємо мережу без ділянки 1-2.

Наступним кроком приймаємо в якості Z_0 витрати варіанта схеми отриманої на першому кроці $Z_0 = Z(1-2) = 2,995 \cdot 10^7$ грн. Аналогічно до першого кроку послідовно відключаємо кожну гілку мережі, розраховуємо поточний розподіл та знаходимо приведені витрати кожного варіанту (табл. 1.4). Отримана схема для подальшого розрахунку наведена на рис. 1.10.

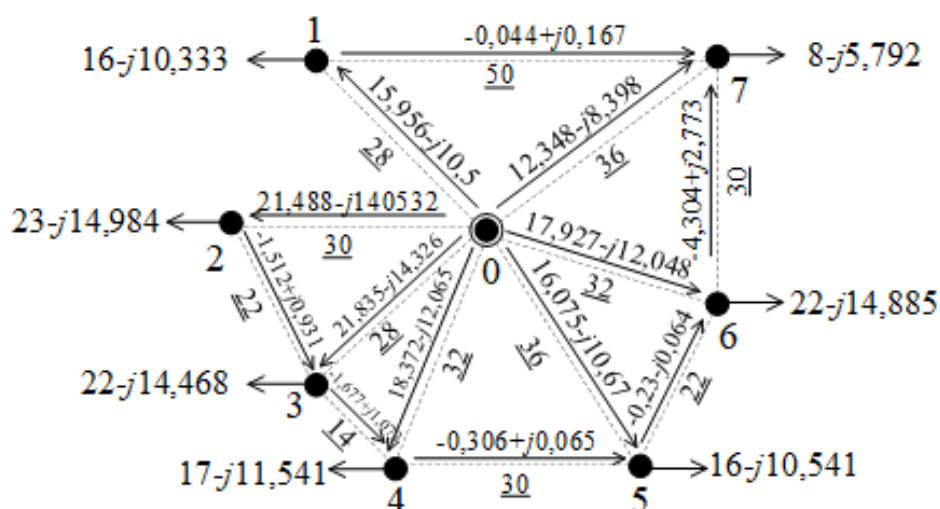


Рисунок 1.9 – Схема після першого кроку

Таблиця 1.4 – Приведені витрати для кожного з варіантів мережі на другому кроці

Гілка, що відключають	$3(i)$, грн	$3_0 - 3(i)$, грн
0-1	$2,881 \cdot 10^7$	$1,14 \cdot 10^6$
0-2	$2,972 \cdot 10^7$	$2,264 \cdot 10^5$
0-3	$2,928 \cdot 10^7$	$6,646 \cdot 10^5$
0-4	$2,899 \cdot 10^7$	$9,576 \cdot 10^5$
0-5	$2,89 \cdot 10^7$	$1,046 \cdot 10^6$
0-6	$2,905 \cdot 10^7$	$8,952 \cdot 10^5$
0-7	$2,838 \cdot 10^7$	$1,565 \cdot 10^6$
1-7	$2,809 \cdot 10^7$	$1,855 \cdot 10^6$
2-3	$2,798 \cdot 10^7$	$1,967 \cdot 10^6$
3-4	$2,799 \cdot 10^7$	$1,956 \cdot 10^6$
4-5	$2,811 \cdot 10^7$	$1,839 \cdot 10^6$
5-6	$2,808 \cdot 10^7$	$1,867 \cdot 10^6$

Отже, як бачимо на другому кроці, найбільше зменшення витрат викликає відключення гілки 2-3. Для подальших розрахунків як вихідну мережі приймаємо мережі без ділянки 2-3.

Прийmemo в якості 3_0 витрати варіанта схеми отриманої на другому кроці $3_0 = 3(2-3) = 2,798 \cdot 10^7$ грн. Аналогічним чином, як і на першому кроці, почергово відключаємо кожну ділянку мережі, розраховуємо потокорозподіл та знаходимо приведені витрати кожного варіанту (табл. 1.5). Отримана схема для подальшого розрахунку наведена на рис. 1.11.

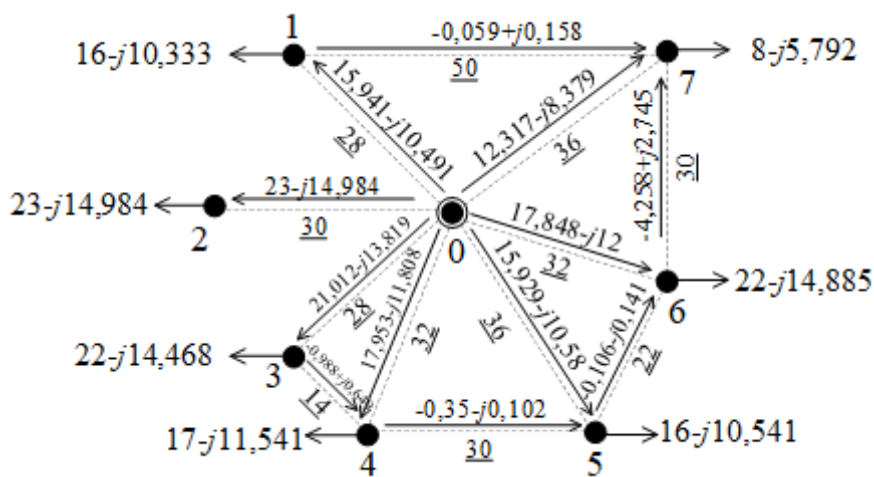


Рисунок 1.10 – Схема після другого кроку

Таблиця 1.5 – Приведені витрати для кожного з варіантів мережі на третьому кроці

Гілка, що відключають	$3(i)$, грн	$3_0 - 3(i)$, грн
1	2	3
0-1	$2,688 \cdot 10^7$	$1,098 \cdot 10^6$
0-3	$2,763 \cdot 10^7$	$3,56 \cdot 10^5$
0-4	$2,705 \cdot 10^7$	$9,437 \cdot 10^5$
0-5	$2,704 \cdot 10^7$	$9,443 \cdot 10^5$
0-6	$2,718 \cdot 10^7$	$8,017 \cdot 10^5$

Кінець таблиці 1.5

1	2	3
0-7	$2,646 \cdot 10^7$	$1,523 \cdot 10^6$
1-7	$2,612 \cdot 10^7$	$1,866 \cdot 10^6$
3-4	$2,609 \cdot 10^7$	$1,889 \cdot 10^6$
4-5	$2,612 \cdot 10^7$	$1,866 \cdot 10^6$
5-6	$2,611 \cdot 10^7$	$1,869 \cdot 10^6$
6-7	$2,608 \cdot 10^7$	$1,905 \cdot 10^6$

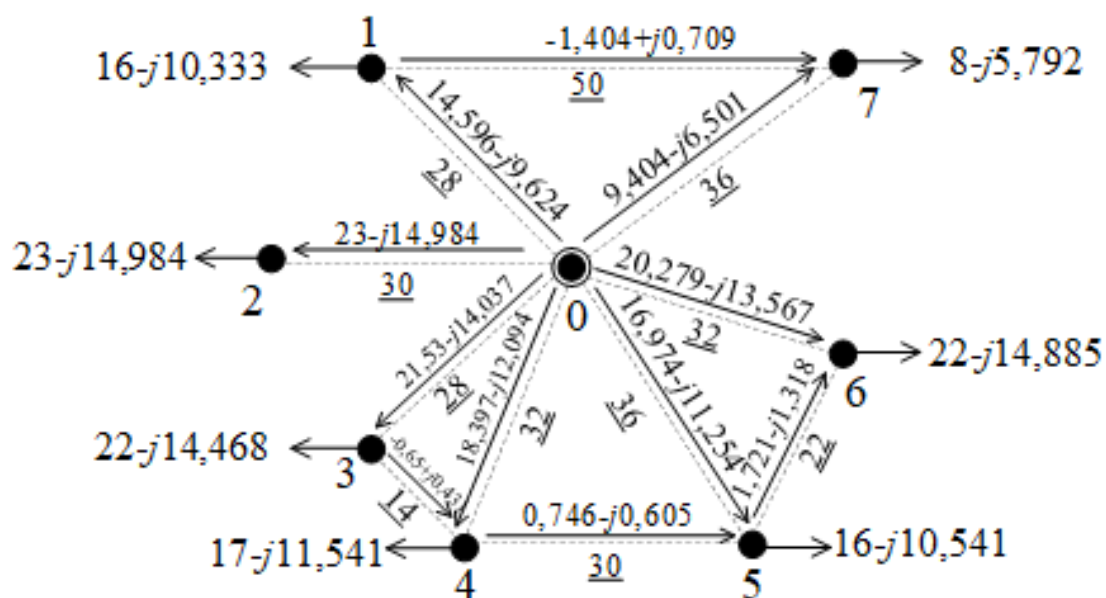


Рисунок 1.11 – Схема після третього кроку

Отже, як бачимо на третьому кроці, найбільше зменшення витрат викликає відключення гілки 6-7. Звідси приймаємо на наступному кроці в якості вихідної мережі приймаємо мережу без ділянки 6-7.

Наступним кроком приймаємо в якості Z_0 витрати варіанта схеми отриманої на третьому кроці $Z_0 = Z(6-7) = 2,608 \cdot 10^7$ грн. Аналогічно послідовно відключаємо кожну гілку мережі, розраховуємо потікорозподіл та знаходимо приведені витрати кожного

варіанту (табл. 1.6). Отримана схема для подальшого розрахунку наведена на рис.1.12.

Таблиця 1.6 – Приведені витрати для кожного з варіантів мережі на четвертому кроці

Гілка, що відключають	$3(i)$, грн	$3_0 - 3(i)$, грн
1	2	3
0-1	$2,485 \cdot 10^7$	$1,226 \cdot 10^6$
0-3	$2,542 \cdot 10^7$	$6,61 \cdot 10^5$
0-4	$2,488 \cdot 10^7$	$1,2 \cdot 10^6$
0-5	$2,491 \cdot 10^7$	$1,166 \cdot 10^5$
0-6	$2,559 \cdot 10^7$	$4,873 \cdot 10^5$
0-7	$2,452 \cdot 10^7$	$1,559 \cdot 10^6$
1-7	$2,416 \cdot 10^7$	$1,918 \cdot 10^6$
3-4	$2,42 \cdot 10^7$	$1,874 \cdot 10^6$
4-5	$2,418 \cdot 10^7$	$1,895 \cdot 10^6$
5-6	$2,412 \cdot 10^7$	$1,959 \cdot 10^6$

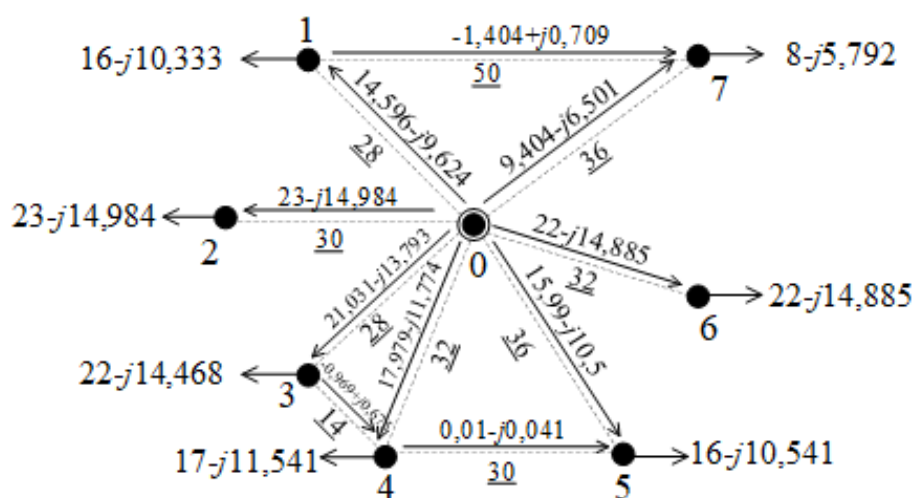


Рисунок 1.12 – Схема після четвертого кроку

Наступним кроком приймаємо в якості Z_0 витрати варіанта схеми отриманої на четвертому кроці $Z_0 = 3(5-6) = 2,412 \cdot 10^7$ грн. Аналогічно послідовно відключаємо кожну гілку мережі, розраховуємо поточкорозподіл та знаходимо приведені витрати кожного варіанту (табл. 1.7). Отримана схема для подальшого розрахунку наведена на рис. 1.13.

Таблиця 1.7 – Приведені витрати для кожного з варіантів мережі на п'ятому кроці

Гілка, що відключають	$Z(i)$, грн	$Z_0 - Z(i)$, грн
0-1	$2,226 \cdot 10^7$	$1,861 \cdot 10^6$
0-3	$2,347 \cdot 10^7$	$6,506 \cdot 10^5$
0-4	$2,295 \cdot 10^7$	$1,168 \cdot 10^6$
0-5	$2,317 \cdot 10^7$	$9,509 \cdot 10^5$
0-7	$2,256 \cdot 10^7$	$1,559 \cdot 10^6$
1-7	$2,22 \cdot 10^7$	$1,918 \cdot 10^6$
3-4	$2,223 \cdot 10^7$	$1,89 \cdot 10^6$
4-5	$2,226 \cdot 10^7$	$1,862 \cdot 10^6$

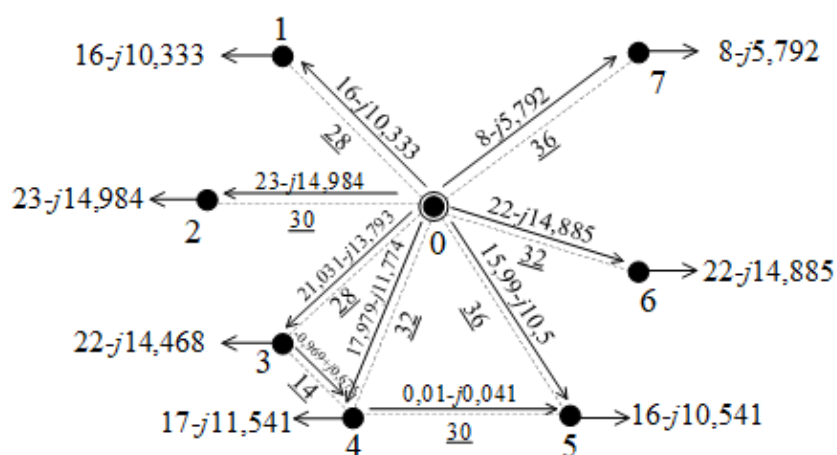


Рисунок 1.13 – Схема після п'ятого кроку

Отже, як бачимо на п'ятому кроці, найбільше зменшення витрат викликає відключення гілки 1-7. Звідси на наступному кроці в якості вихідної мережі приймаємо мережу без ділянки 1-7.

Наступним кроком приймаємо в якості Z_0 витрати варіанта схеми отриманої на п'ятому кроці $Z_0 = Z(1-7) = 2,22 \cdot 10^7$ грн. Аналогічно послідовно відключаємо кожну гілку мережі, розраховуємо поточкорозподіл та знаходимо приведені витрати кожного варіанту (табл. 1.8). Отримана схема для подальшого розрахунку наведена на рис. 1.14.

Отже, як бачимо на шостому кроці, найбільше зменшення витрат викликає відключення гілки 3-4. Звідси на наступному кроці в якості вихідної мережі приймаємо мережу без ділянки 3-4.

Таблиця 1.8 – Приведені витрати для кожного з варіантів мережі на шостому кроці

Гілка, що відключають	$Z(i)$, грн	$Z_0 - Z(i)$, грн
0-3	$2,155 \cdot 10^7$	$6,506 \cdot 10^5$
0-4	$2,103 \cdot 10^7$	$1,168 \cdot 10^6$
0-5	$2,125 \cdot 10^7$	$9,509 \cdot 10^5$
3-4	$2,031 \cdot 10^7$	$1,89 \cdot 10^6$
4-5	$2,039 \cdot 10^7$	$1,81 \cdot 10^6$

Наступним кроком приймаємо в якості Z_0 витрати варіанта схеми отриманої на шостому кроці $Z_0 = Z(3-4) = 2,031 \cdot 10^7$ грн. Аналогічно послідовно відключаємо кожну гілку мережі, розраховуємо поточкорозподіл та знаходимо приведені витрати кожного варіанту (табл. 1.9). Отримана схема для подальшого розрахунку наведена на рис. 1.15.

Так як подальше відключення ділянок призведе до порушення зв'язності схеми, то розрахунок є завершеним.

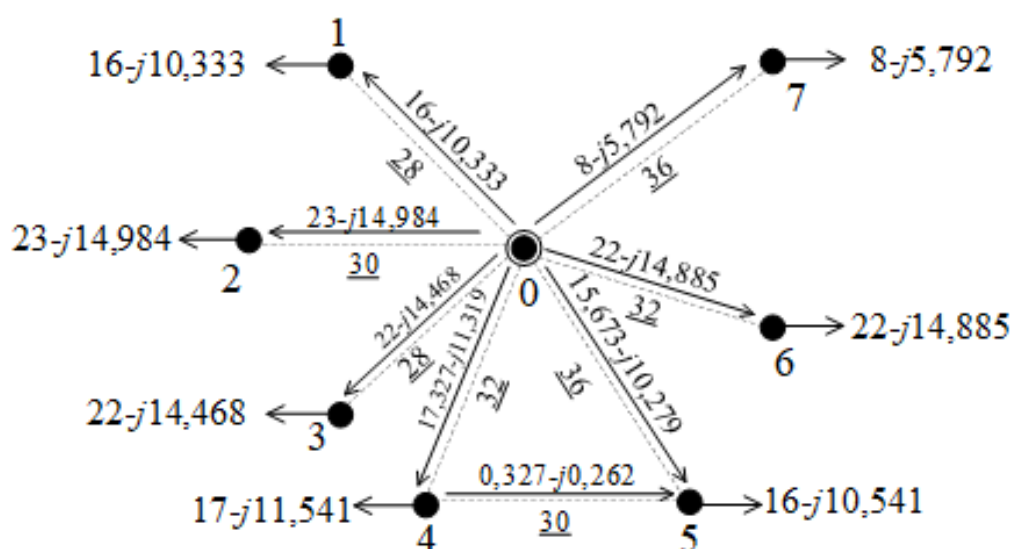


Рисунок 1.14 – Схема після шостого кроку

Таблиця 1.9 – Приведені витрати для кожного з варіантів мережі на сьомому кроці

Гілка, що відключають	$3(i)$, грн	$3_0 - 3(i)$, грн
0-4	$1,917 \cdot 10^7$	$1,139 \cdot 10^6$
0-5	$1,913 \cdot 10^7$	$1,18 \cdot 10^6$
4-5	$1,843 \cdot 10^7$	$1,876 \cdot 10^6$

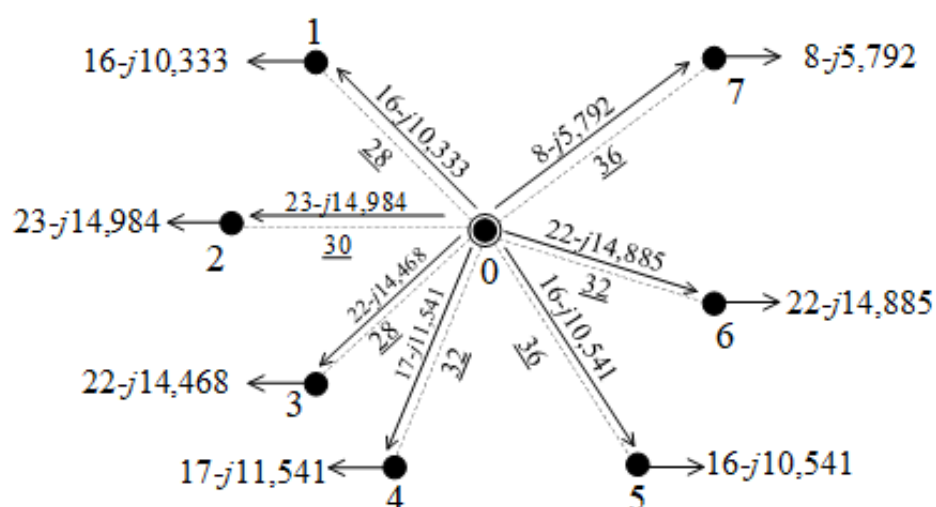


Рисунок 1.15 – Схема після сьомого кроку

1.5 Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів на підстанціях

Коли обирають кількість, тип та потужності трансформаторів на підстанціях приймають те, що до пунктів навантаження підключені споживачі I-ої та II-ої категорії. Тому було прийнято встановити на кожній підстанції по два трансформатора. Так як, згідно з ПУЕ, перевантаження трансформатора можливе лише на 40% та тривалістю не більше 6 годин в післяаварійному режимі, то потужність трансформаторів обирають так, щоб при відключенні одного з них, інший повинен передавати задану потужність без порушення вимог з перевантаження.

Таким чином, отримали:

$$1,4 \cdot S_T = S_{max} \text{ або } S_T = 0,7 \cdot S_{max},$$

де S_T - розрахункова потужність трансформатора, МВА;

S_{max} - модуль заданих потужностей споживачів.

Отриману з формулою потужність необхідно округлити до найближчого більшого значення стандартної номінальної потужності силових трансформаторів.

Згідно завданням для нашої мережі для шести пунктів (п.1, 2, 3, 4, 5, 6) необхідно встановити триобмоткові силові трансформатори, а для одного пункту (п. 7) двообмотковий силовий трансформатор.

Модулі заданих потужностей споживання всіх пунктів були визначені раніше.

Розрахункова потужність трансформатора у 1 та 7 пункті визначаються таким чином:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot |S_1| = 0,7 \cdot 19,046 = 13,333 \text{ МВА};$$

$$S_{T7} = 0,7 \cdot |S_7| = 0,7 \cdot 9,877 = 6,914 \text{ МВА}.$$

Отже, для першого пункту обираємо до встановлюємо 2хТДТН-16000/110, а для сьомого – 2хТДН-10000/110.

Аналогічно визначимо тип трансформаторів і у інших пунктах. Результати вибору наведені в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Результати вибору трансформаторів

№ пункту	$ \dot{S} $, МВА	S_T , МВА	Кількість та тип силових трансформаторів
1	2	3	4
1	19,046	13,333	2хТДТН-16000/110
2	27,45	19,215	2хТДТН-25000/110
3	26,331	18,432	2хТДТН-25000/110
4	20,279	14,196	2хТДТН-16000/110
5	19,16	13,412	2хТДТН-16000/110
6	26,563	18,594	2хТДТН-25000/110
7	9,877	6,914	2хТДН-10000/110

1.6 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкнутій мережі за довжинами ділянок

Умовно припускають, що проектувана замкнена мережа є електрично однорідною.

Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання мережу отриману при розрахунках методом поетапного виключення гілок необхідно замкнути. Таким чином отримали мережу зображену на рис. 1.16.

Отже маємо мережу з трьома контурами. I контур: 0-2-3-0 з перемичкою 2-3; II контур: 0-3-4-0 з перемичкою 3-4; III контур: 0-5-6-0 з перемичкою 5-6, IV контур: 0-6-7-0 з перемичкою 6-7.

Умовно видаляємо перемички зі схеми та визначаємо потокорозподіл в умовно-розімкненій мережі. Отримаємо схему зображену на рис. 1.17.

$$\dot{S}_{p0-1} = \dot{S}_1 = 16 - j10,333 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-2} = \dot{S}_2 = 23 - j14,984 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-3} = \dot{S}_3 = 22 - j14,468 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-4} = \dot{S}_4 = 17 - j11,057 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-5} = \dot{S}_5 = 16 - j10,541 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-6} = \dot{S}_6 = 22 - j14,885 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-7} = \dot{S}_7 = 8 - j5,792 \text{ МВА};$$

Складаємо систему контурних рівнянь.

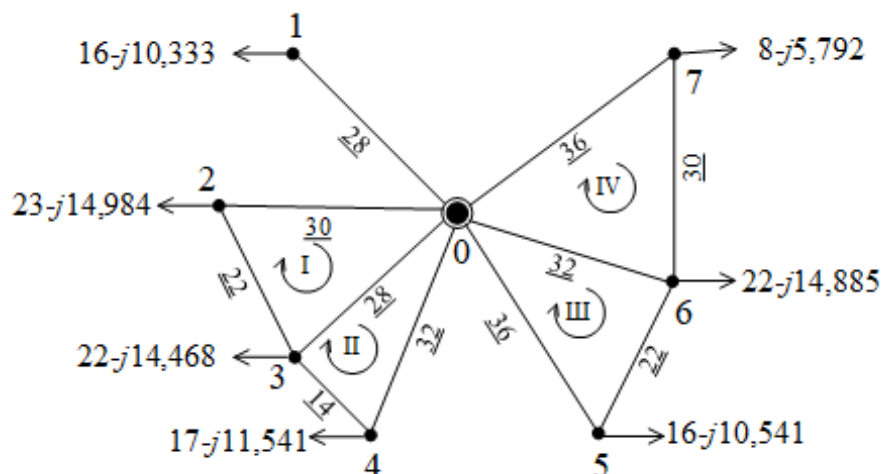


Рисунок 1.16 – Вихідна схема мережі

$$\begin{cases} -\dot{S}_{p0-2} \cdot l_{0-2} + \dot{S}_{p0-3} \cdot l_{0-3} = -\dot{S}_{кI} \cdot (l_{0-2} + l_{0-3} + l_{2-3}) + \dot{S}_{кII} \cdot l_{0-3}; \\ -\dot{S}_{p0-3} \cdot l_{0-3} + \dot{S}_{p0-4} \cdot l_{0-4} = -\dot{S}_{кII} \cdot (l_{0-3} + l_{0-4} + l_{3-4}) + \dot{S}_{кI} \cdot l_{0-3}; \\ -\dot{S}_{p0-5} \cdot l_{0-5} + \dot{S}_{p0-6} \cdot l_{0-6} = -\dot{S}_{кIII} \cdot (l_{0-5} + l_{0-6} + l_{5-6}) + \dot{S}_{кIV} \cdot l_{0-6}; \\ -\dot{S}_{p0-6} \cdot l_{0-6} + \dot{S}_{p0-7} \cdot l_{0-7} = -\dot{S}_{кIV} \cdot (l_{0-6} + l_{0-7} + l_{6-7}) + \dot{S}_{кIII} \cdot l_{0-6}; \end{cases}$$

$$\begin{cases} -(23 - j14,984) \cdot 30 + (22 - j14,468) \cdot 28 = -\dot{S}_{кI} \cdot (30 + 28 + 22) + \dot{S}_{кII} \cdot 30; \\ -(22 - j14,468) \cdot 28 + (17 - j11,057) \cdot 32 = -\dot{S}_{кII} \cdot (28 + 32 + 14) + \dot{S}_{кI} \cdot 28; \\ -(16 - j10,541) \cdot 36 + (22 - j14,885) \cdot 32 = -\dot{S}_{кIII} \cdot (36 + 32 + 22) + \dot{S}_{кIV} \cdot 32 + \\ -(22 - j14,885) \cdot 32 + (8 - j5,792) \cdot 36 = -\dot{S}_{кIV} \cdot (32 + 36 + 30) + \dot{S}_{кIII} \cdot 32 + \end{cases}$$

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

$$\dot{S}_{кI} = 1,459 - j0,919 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{кII} = 1,525 - j1,041 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{кIII} = 0,099 + j0,118 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{кIV} = 4,277 - j2,694 \text{ МВА}.$$

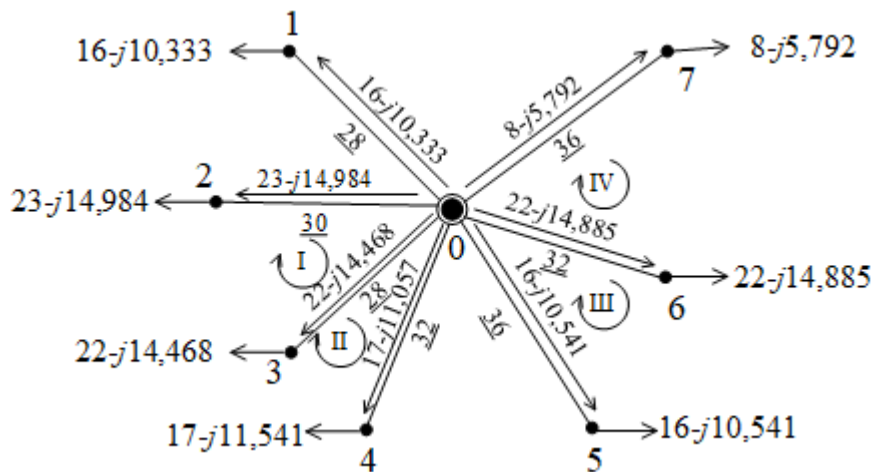


Рисунок 1.17 – Потокорозподіл в умовно-розімкненій мережі

Потоки потужності по ділянках з урахуванням контурних потужностей визначаємо наступним чином:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{p0-1} = (16 - j10,333) \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-2} &= \dot{S}_{p0-2} - \dot{S}_{kI} = (23 - j14,984) - (1,459 - j0,919) = \\ &= 21,541 - j14,064 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-3} &= \dot{S}_{p0-3} + \dot{S}_{kI} - \dot{S}_{kII} = (22 - j14,468) + (1,459 - j0,919) - \\ &- (1,525 - j1,041) = 21,934 - j14,347 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{p0-4} + \dot{S}_{kII} = (17 - j11,057) + (1,525 - j1,041) = \\ &= 18,525 - j12,098 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-5} &= \dot{S}_{p0-5} - \dot{S}_{kIII} = (16 - j10,541) - (0,099 + j0,118) = \\ &= 15,901 - j10,659 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_{p0-6} + \dot{S}_{kIII} - \dot{S}_{kIV} = (22 - j14,885) + (0,099 + j0,118) - \\ &- (4,277 - j2,694) = 17,821 - j12,073 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-7} &= \dot{S}_{p0-7} + \dot{S}_{kIV} = (8 - j5,792) + (4,277 - j2,694) = \\ &= 12,277 - j8,486 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{2-3} = -\dot{S}_{kI} = -1,459 + j0,919 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{3-4} = -\dot{S}_{kII} = -1,525 + j1,041 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{5-6} = -\dot{S}_{kIII} = -0,099 - j0,118 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{6-7} = -\dot{S}_{к IV} = -4,277 + j2,694 \text{ МВА.}$$

Результуючий потіокорозподіл зображений на рис. 1.18.

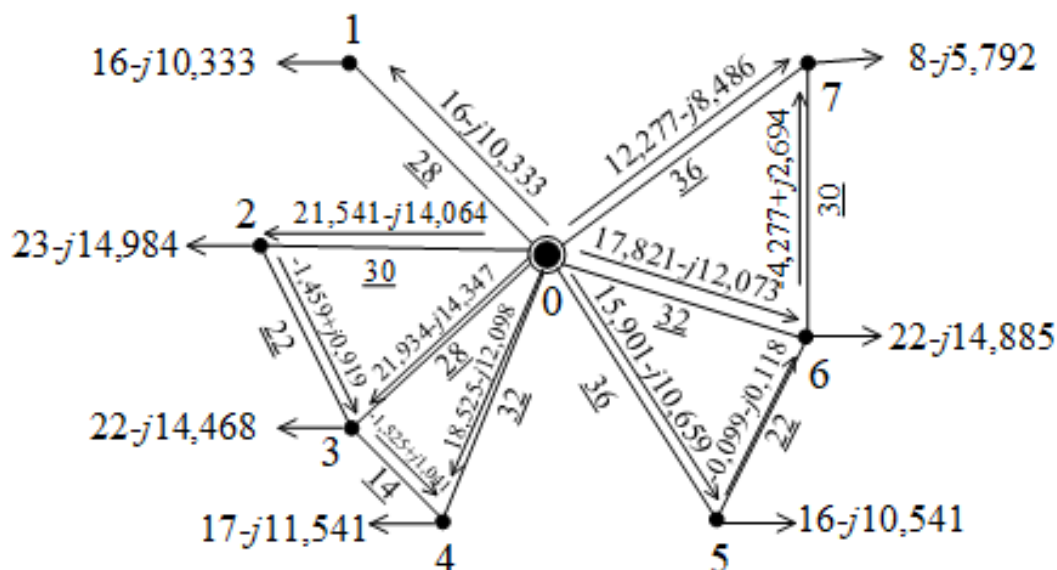


Рисунок 1.18 – Результуючий потіокорозподіл

Перевірка другого закону Кірхгофа:

Для першого контуру:

$$-\dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} + \dot{S}_{0-3} \cdot l_{0-3} - \dot{S}_{2-3} \cdot l_{2-3} = -(21,541 - j14,064) \cdot 30 + (21,934 - j14,347) \cdot 28 - (-1,459 + j0,919) \cdot 22 = 0 \text{ МВА.}$$

Для другого контуру:

$$-\dot{S}_{0-3} \cdot l_{0-3} + \dot{S}_{0-4} \cdot l_{0-4} - \dot{S}_{3-4} \cdot l_{3-4} = -(21,934 - j14,347) \cdot 28 + (18,525 - j12,098) \cdot 32 - (-1,525 + j1,041) \cdot 14 = 0 \text{ МВА.}$$

Для третього контуру:

$$-\dot{S}_{0-5} \cdot l_{0-5} + \dot{S}_{0-6} \cdot l_{0-6} - \dot{S}_{5-6} \cdot l_{5-6} = -(15,901 - j10,659) \cdot 36 + (17,821 - j12,073) \cdot 32 - (-0,099 - j0,118) \cdot 22 = 0 \text{ МВА.}$$

Для четвертого контуру:

$$-\dot{S}_{0-6} \cdot l_{0-6} + \dot{S}_{0-7} \cdot l_{0-7} - \dot{S}_{6-7} \cdot l_{6-7} = -(17,821 - j12,073) \cdot 32 + (12,277 - j8,486) \cdot 36 - (-4,277 + j2,694) \cdot 30 = 0 \text{ МВА.}$$

1.7 Визначення перерізів проводів для ділянок мережі

Визначення перерізів проводів для ділянок мережі виконуємо з графіку апроксимованої функції (рис. 1.19) сімейства парабол для трьох перерізів 70 мм², 120 мм², 240 мм².

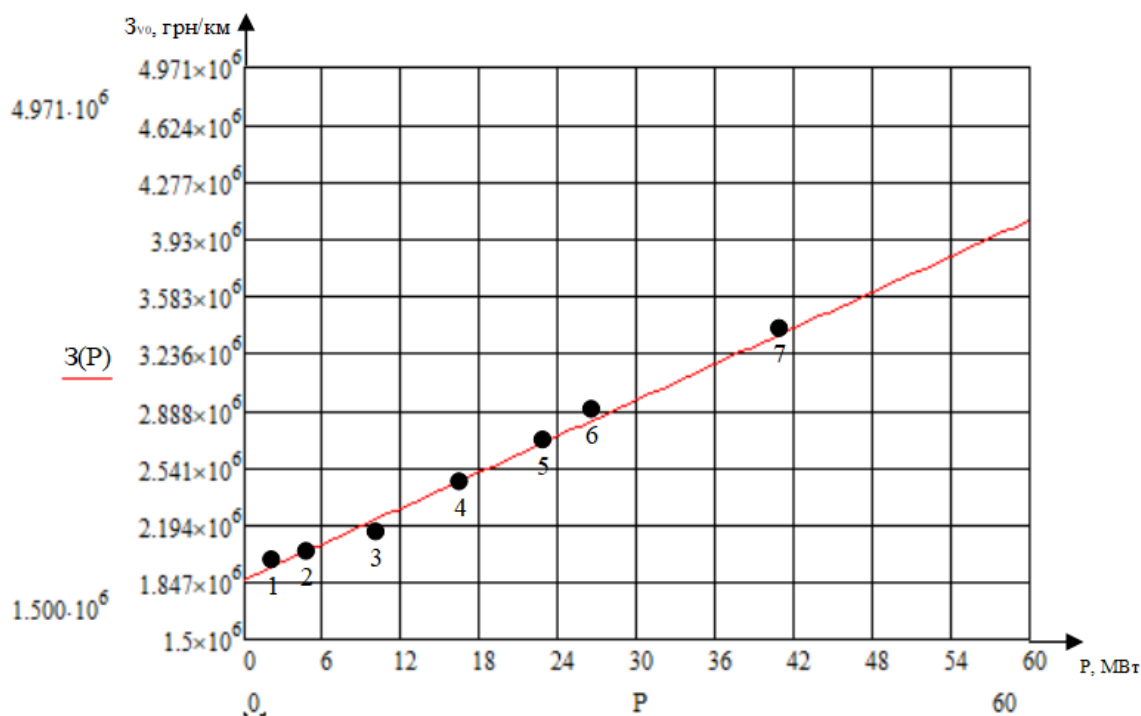


Рисунок 1.19 – Апроксимована функція сумарних дисконтованих витрат

Вибір перерізу проводу для кожної ділянки мережі наведені у табл. 1.11.

Розрахуємо значення струмів на ділянках мережі. Значення струму на ділянці 0-1:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{16^2 + (-10,333)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 99,968 \text{ А.}$$

Таблиця 1.11 – Вибір перерізів проводів для ділянок мережі

Ділянка	Активна потужність, МВт	Переріз проводу, мм ²
1	2	3
0-1	16	70

Кінець таблиці 1.11

1	2	3
0-2	21,541	120
0-3	21,934	120
0-4	18,525	120
0-5	15,901	70
0-6	17,821	120
0-7	12,277	70
2-3	1,459	70
3-4	1,525	70
5-6	0,099	70
6-7	4,277	70

Струми на інших ділянках визначаємо аналогічним чином. Результати розрахунків наведені в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Значення струмів на ділянках у режимі максимальних навантажень

Ділянка	Переріз проводу, мм ²	Значення струму на ділянці, А	Гранично допустимий струм, А
1	2	3	4
0-1	70	99,968	265
0-2	120	135,027	390
0-3	120	137,027	390
0-4	120	116,128	390
0-5	70	100,478	265
0-6	120	112,981	390
0-7	70	78,334	265
2-3	70	9,05	265

Кінець таблиці 1.12

1	2	3	4
3-4	70	9,691	265
6-7	70	26,532	265
5-6	70	0,807	265

Отже, струми на ділянках знаходяться в допустимих межах.

На даному етапі необхідно зробити перевірку на відповідність технічним умовам першої групи післяаварійних режимів роботи, яка полягає в дотриманні умови допустимості відхилень напруги на входах силових трансформаторів понижуючих підстанцій і не перевищення міжфазної робочої напруги.

Наведемо паспортні дані трансформаторів обраних раніше (табл. 1.13).

Таблиця 1.13 – Паспортні дані силових трансформаторів

Тип трансформатора	Кількість обмоток	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-16000/110	3	15	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
ТДТН-25000/110	3	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДН-10000/110	2	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,7

Трансформатори ТДТН-16000/110 розташовані у 1,4,5 пунктах, ТДТН-25000/110 у 2,3,6 пунктах, ТДН-10000/110 розташований у 7 пункті.

Розрахуємо регульовальний діапазон пункту 1 та 7.

Розрахуємо фіктивні значення напруги к.з. для обмоток силових трансформаторів розташованих у пункті 1:

$$U_{кв1} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} \% + U_{к(в-н)1} \% - U_{к(с-н)1} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{KC1} \% = 0,5 \cdot (U_{K(B-C)1} \% + U_{K(C-H)1} \% - U_{K(B-H)1} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0\%;$$

$$U_{KH1} \% = 0,5 \cdot (U_{K(B-H)1} \% + U_{K(C-H)1} \% - U_{K(B-C)1} \%) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформатора пункту 1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1} \%}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{16}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,333}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 7,984 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{CH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KC1} \%}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7,437}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,0003 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1} \%}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{4}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-2,896}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,301 \text{ кВ}.$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформатора пункту 7:

$$\Delta U_{T7} = \frac{U_{TB7}}{n \cdot S_{H7}} \cdot \left(P_{max7} \cdot \frac{\Delta P_{K37} \cdot 10^{-3}}{S_{H7}} - Q_{max7} \cdot \frac{U_{K37} \%}{100} \right) =$$

$$= \frac{115}{1 \cdot 10} \cdot \left(8 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - (-5,792) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 6,994 \text{ кВ}.$$

Регульовальний діапазон для силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1:

$$U_{min1} = \frac{U_{HДЖ} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) +$$

$$+ 7,984 + 1,301 = 101,472 \text{ кВ};$$

$$U_{max1} = \frac{U_{HДЖ} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) +$$

$$+ 7,984 + 1,301 = 136,643 \text{ кВ}.$$

А для пункту 7:

$$U_{min7} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв7}}{U_{тн7}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{т7} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 6,994 = 99,181 \text{ кВ};$$

$$U_{max7} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв7}}{U_{тн7}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{т7} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 6,994 = 134,353 \text{ кВ}.$$

Регулювальні діапазони трансформаторів в інших пунктах визначаються аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 1.14.

Для розрахунку наближених значень активного та реактивного опорів ділянок мережі приймаємо усереднене значення погонного реактивного опору $x_0 = 0,4 \text{ Ом}$.

Таблиця 1.14 – Результати розрахунків регулювальних діапазонів трансформаторів

Номер пункту	Тип трансформатора	Обмотка	ΔU_{mi} , кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	2	3	4	5	6
1	ТДТН-16000/110	ВН	7,984	101,472	136,643
		СН	0,0003		
		НН	1,301		
2	ТДТН-25000/110	ВН	7,41	101,171	136,342
		СН	0,0002		
		НН	1,574		
3	ТДТН-25000/110	ВН	7,155	101,14	136,312
		СН	0,00018		
		НН	1,798		
4	ТДТН-16000/110	ВН	8,544	102,357	137,528
		СН	0,00027		
		НН	1,626		

Кінець таблиці 1.14

1	2	3	4	5	6
5	ТДТН-16000/110	ВН	8,145	102,284	137,455
		СН	0,00023		
		НН	1,952		
6	ТДТН-25000/110	ВН	7,361	102,246	137,417
		СН	0,00013		
		НН	2,698		
7	ТДН-10000/110	ВН	6,994	99,181	134,353

Розрахуємо наближені значення опорів для ділянки 0-5, яка виконана проводом перерізом 70 мм²:

$$r'_{0-5} = \frac{r'_{0-5} \cdot l_{0-5}}{k_{0-5} \cdot n_{0-5}} = \frac{0,422 \cdot 36}{1 \cdot 1} = 15,192 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-5} = \frac{x'_{0-5} \cdot l_{0-5}}{k_{0-5} \cdot n_{0-5}} = \frac{0,4 \cdot 36}{1 \cdot 1} = 14,4 \text{ Ом}.$$

Для інших ділянок опори розраховуються аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 1.15.

Розрахуємо рівні напруги на шинах ВН підстанцій з урахування отриманого поточкорозподілу:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (16 \cdot 11,816 - (-10,333) \cdot 11,2)} = 112,318 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r'_{0-2} - Q_{0-2} \cdot x'_{0-2})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21,541 \cdot 7,32 - (-14,064) \cdot 12)} = 112,125 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-3} \cdot r'_{0-3} - Q_{0-3} \cdot x'_{0-3})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21,934 \cdot 6,832 - (-14,347) \cdot 11,2)} = 112,267 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (18,525 \cdot 7,808 - (-12,098) \cdot 12,8)} = 112,366 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-5} \cdot r'_{0-5} - Q_{0-5} \cdot x'_{0-5})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (15,901 \cdot 15,192 - (-10,659) \cdot 14,4)} = 111,512 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-6} \cdot r'_{0-6} - Q_{0-6} \cdot x'_{0-6})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (17,821 \cdot 7,808 - (-12,073) \cdot 12,8)} = 112,56 \text{ кВ};$$

$$U_7 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-7} \cdot r'_{0-7} - Q_{0-7} \cdot x'_{0-7})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (12,277 \cdot 15,192 - (-8,486) \cdot 14,4)} = 112,283 \text{ кВ}.$$

Таблиця 1.15 – Наближений опір ЛЕП

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводу, мм ²	Погонне значення опору, Ом/км		Опір ЛЕП (наближений), Ом	
			r'_{0-i-j}	x'_{0-i-j}	r_{i-j}	x_{i-j}
0-1	28	70	0,422	0,4	11,816	11,2
0-2	30	120	0,244	0,4	7,32	12
0-3	28	120	0,244	0,4	6,832	11,2
0-4	32	120	0,244	0,4	7,808	12,8
0-5	36	70	0,422	0,4	15,192	14,4
0-6	32	120	0,244	0,4	7,808	12,8
0-7	36	70	0,422	0,4	15,192	14,4
2-3	22	70	0,422	0,4	9,284	8,8
3-4	14	70	0,422	0,4	5,908	5,6
5-6	22	70	0,422	0,4	9,284	8,8
6-7	30	70	0,422	0,4	12,66	12

Найбільша міжфазна напруга для мережі напругою 110 кВ складає 126 кВ. З розрахунків видно, розраховані за L-схемою напруги в пунктах для режиму максимальних навантажень менше гранично допустимий рівень.

В табл. 1.16 наведено результат перевірки на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи.

Таблиця 1.16 – Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи

Пункт	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб }},$ кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min},$ кВ	$U_{\max},$ кВ		
1	101,472	136,643	126	112,318
2	101,171	136,342		112,125
3	101,14	136,312		112,267
4	102,357	137,528		112,366
5	102,284	137,455		111,512
6	102,246	137,417		112,56
7	99,181	134,353		112,283

Отже, всі технічні обмеження для першої групи післяаварійних режимів виконуються повністю.

Тепер необхідно виконати перевірку для другої групи післяаварійних режимів.

Для перевірки дотримання цих умов відключимо найбільш завантажену гілку, так як це найбільш важкий післяаварійний режим роботи мережі. Аналіз результатів розрахунку L-схеми показує, що найбільш завантаженою є ділянка 0-3, яка несе струмове навантаження у 137,027 А (див. табл. 1.12). Визначимо потекорозподіл в мережі при відключеній ділянці 0-3 (рис. 1.20).

Маємо 3 контури: I контур: 0-2-3-4-0, з перемичкою 3-4; II контур: 0-5-6-0, з перемичкою 5-6, III контур: 0-6-7-0, з перемичкою 6-7.

Умовно видалимо перемички зі схеми та визначимо поточкорозподіл в умовно-розімкненій мережі. Отримаємо схему зображену на рис. 1.21.

$$\dot{S}_{p0-1} = \dot{S}_1 = 16 - j10,333 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p2-3} = \dot{S}_3 = 22 - j14,468 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-2} = \dot{S}_2 + \dot{S}_{p2-3} = 23 - j14,984 + 22 - j14,468 = 45 - j29,452 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-4} = \dot{S}_4 = 17 - j11,057 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-5} = \dot{S}_5 = 16 - j10,541 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-6} = \dot{S}_6 = 22 - j14,885 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p0-7} = \dot{S}_7 = 8 - j5,792 \text{ МВА}.$$

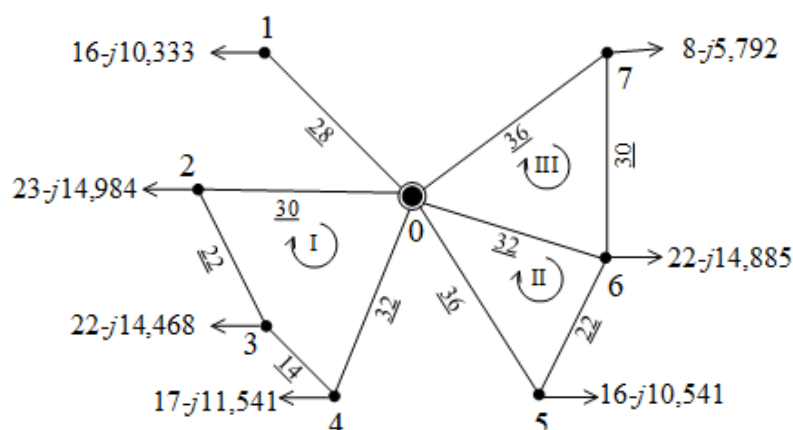


Рисунок 1.20 – Вихідна мережа для перевірки технічних умов другої групи післяаварійних режимів роботи

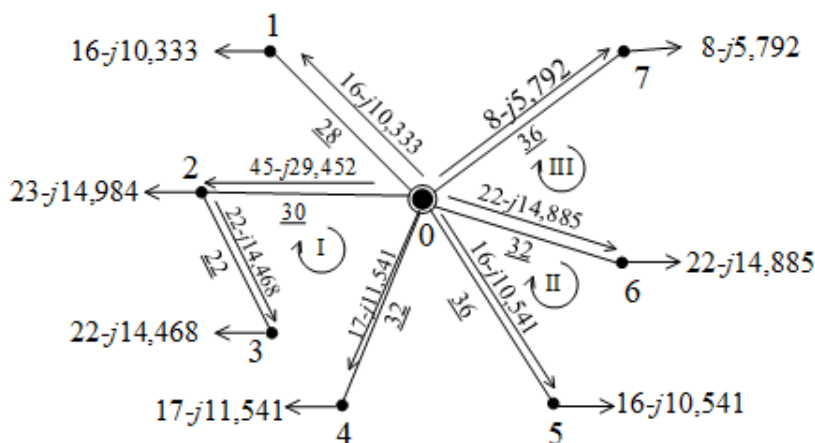


Рисунок 1.21 – Поточкорозподіл в умовно-розімкненій мережі

Маємо три замкнені контури. За напрямок перемичок приймаємо напрямок контуру до якого належить перемичка.

$$\begin{cases} -\dot{S}_{p0-2} \cdot l_{0-2} + \dot{S}_{p0-4} \cdot l_{0-4} - \dot{S}_{p2-3} \cdot l_{2-3} = -\dot{S}_{кI} \cdot (l_{0-2} + l_{0-4} + l_{2-3} + l_{3-4}); \\ -\dot{S}_{p0-5} \cdot l_{0-5} + \dot{S}_{p0-6} \cdot l_{0-6} = -\dot{S}_{кII} \cdot (l_{0-5} + l_{0-6} + l_{5-6}) + \dot{S}_{кIII} \cdot l_{0-6}; \\ -\dot{S}_{p0-6} \cdot l_{0-6} + \dot{S}_{p0-7} \cdot l_{0-7} = -\dot{S}_{кIII} \cdot (l_{0-6} + l_{0-7} + l_{6-7}) + \dot{S}_{кII} \cdot l_{0-6}; \end{cases}$$

$$\begin{cases} -(45 - j29,452) \cdot 30 + (17 - j11,057) \cdot 32 - (22 - j14,468) \cdot 22 = \\ = -\dot{S}_{кI} \cdot (30 + 22 + 214); \\ -(16 - j10,541) \cdot 36 + (22 - j14,885) \cdot 32 = -\dot{S}_{кII} \cdot (36 + 32 + 22) + \dot{S}_{кIII} \cdot 32 \\ -(22 - j14,885) \cdot 32 + (8 - j5,792) \cdot 36 = -\dot{S}_{кIII} \cdot (32 + 36 + 30) + \dot{S}_{кII} \cdot 32 \end{cases}$$

Розв'язавши цю систему рівнянь отримали такі значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{кI} = 13,163 - j8,654 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{кII} = 0,099 - j0,118 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{кIII} = 4,277 - j2,649 \text{ МВА}.$$

Знайдемо потоки потужності по ділянках з урахуванням контурних потужностей:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{p0-1} = (16 - j10,333) \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-2} &= \dot{S}_{p0-2} - \dot{S}_{кI} = (45 - j29,452) - (13,163 - j8,654) = \\ &= 31,837 - j19,71 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{p0-4} + \dot{S}_{кII} = (17 - j11,057) + (13,163 - j8,654) = \\ &= 30,163 - j19,098 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-5} &= \dot{S}_{p0-5} - \dot{S}_{кIII} = (16 - j10,541) - (0,099 + j0,118) = \\ &= 15,901 - j10,659 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_{p0-6} + \dot{S}_{кIII} - \dot{S}_{кIV} = (22 - j14,885) + (0,099 + j0,118) - \\ &- (4,277 - j2,694) = 17,821 - j12,073 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{0-7} = \dot{S}_{p0-7} + \dot{S}_{кIV} = (8 - j5,792) + (4,277 - j2,694) =$$

$$= 12,277 - j8,486 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{p_{2-3}} - \dot{S}_{kI} = (22 - 14,885) - (-1,459 + j0,919) =$$

$$= 12,277 - j5,815 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = -\dot{S}_{kI} = -13,163 + j8,654 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-6} = -\dot{S}_{kII} = -0,099 - j0,118 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-7} = -\dot{S}_{kIII} = -4,277 + j2,694 \text{ МВА}.$$

Результуючий потікорозподіл зображений на рис. 1.22.

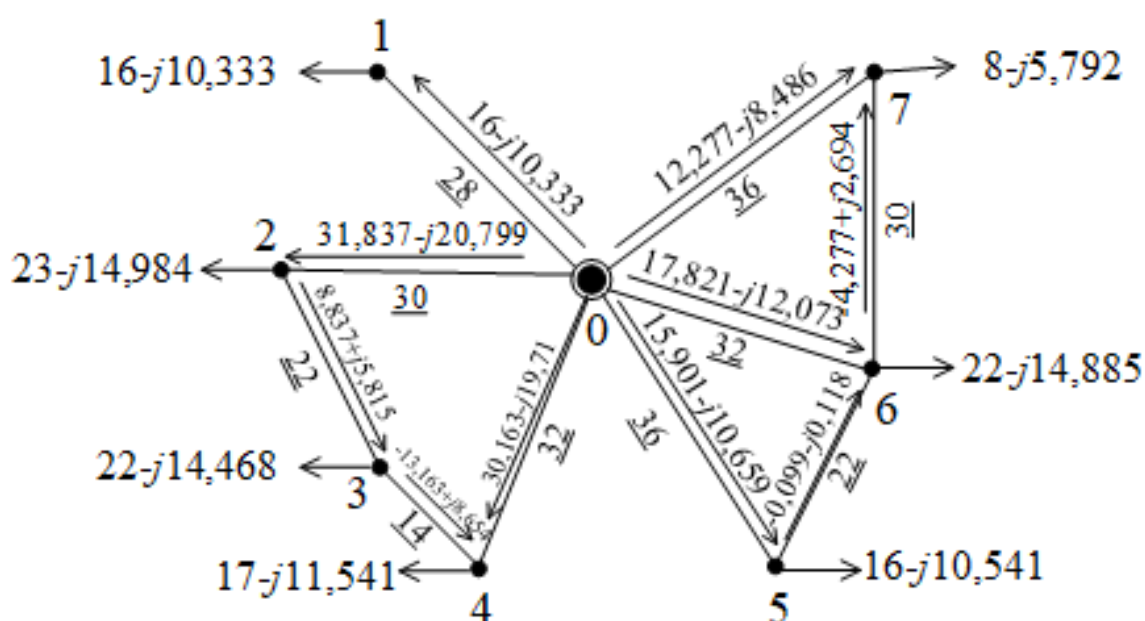


Рисунок 1.22 – Потікорозподіл у післяаварійному режимі роботи

Розрахуємо струми на ділянках електричної мережі у післяаварійному режимі роботи розраховуються аналогічним чином, як і для нормального режиму. Результат розрахунку наведені в табл. 1.17.

З даних табл. 1.17 витікає, що для всіх ділянок мережі у післяаварійному режимі струмове навантаження менше тривало допустимого.

Здійснимо перевірку допустимості відхилень напруги на вході понижуючої трансформаторної підстанції. З цією метою виконаємо розрахунок регульовального діапазону силових трансформаторів підстанцій схеми та розрахуємо наближені значення напруги на їх шинах ВН.

Таблиця 1.17 – Струмові навантаження ділянок електричної мережі для післяаварійного режиму роботи

Ділянка	Переріз проводу, мм ²	Значення струму на ділянці, А	Гранично допустимий струм, А
1	2	3	4
0-1	70	99,968	265
0-2	120	199,597	390
0-4	120	189,12	390
0-5	70	100,478	265
0-6	120	112,981	390
0-7	70	78,334	265
2-3	70	55,521	265
3-4	70	82,682	265
5-6	70	0,807	265
6-7	70	26,532	265

Розрахуємо регульовальний діапазон пункту 1 та 7.

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформатора пункту 1:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_{\text{TB1}} &= \frac{P_{\text{max1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{K31}} \cdot U_{\text{TB1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H1}}^2} - \frac{Q_{\text{max1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB1}} \cdot U_{\text{KB1}} \%}{100 \cdot S_{\text{H1}}} = \\
 &= \frac{16}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,333}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 3,992, \text{ кВ}; \\
 \Delta U_{\text{TC1}} &= \frac{P_{\text{CH1}}}{2} \cdot \frac{\Delta P_{\text{K31}} \cdot U_{\text{TB1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H1}}^2} - \frac{Q_{\text{CH1}}}{2} \cdot \frac{U_{\text{TB1}} \cdot U_{\text{KC1}} \%}{100 \cdot S_{\text{H1}}} = \\
 &= \frac{12}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7,437}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,000135 \text{ кВ}; \\
 \Delta U_{\text{TH1}} &= \frac{P_{\text{HH1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{K31}} \cdot U_{\text{TB1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H1}}^2} - \frac{Q_{\text{HH1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB1}} \cdot U_{\text{KH1}} \%}{100 \cdot S_{\text{H1}}} = \\
 &= \frac{4}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-2,896}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 0,651 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформатора пункту 7:

$$\Delta U_{T7} = \frac{U_{TB7}}{n \cdot S_{H7}} \cdot \left(P_{max7} \cdot \frac{\Delta P_{K37} \cdot 10^{-3}}{S_{H7}} - Q_{max7} \cdot \frac{U_{K37} \%}{100} \right) =$$

$$= \frac{115}{2 \cdot 10} \cdot \left(8 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - (-5,792) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 3,497 \text{ кВ.}$$

Регулювальний діапазон для силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1:

$$U_{min1} = \frac{U_{HDЖ} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) +$$

$$+ 3,992 + 0,51 = 196,83 \text{ кВ;}$$

$$U_{max1} = \frac{U_{HDЖ} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) +$$

$$+ 3,992 + 0,51 = 132,001 \text{ кВ.}$$

А для пункту 7:

$$U_{min7} = \frac{U_{HDЖ} \cdot U_{TB7}}{U_{TH7}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{T7} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 3,497 =$$

$$= 95,684 \text{ кВ;}$$

$$U_{max7} = \frac{U_{HDЖ} \cdot U_{TB7}}{U_{TH7}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{T7} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 3,497 =$$

$$= 130,855 \text{ кВ.}$$

Для решти пунктів регулювальні діапазони визначаються аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів трансформаторів у післяаварійному режимі роботи

Номер пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$\Delta U_{m i}$, кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	2	3	4	5	6
1	ТДТН-16000/110	ВН	3,992	96,83	132,001
		СН	0,000135		
		НН	0,651		

Кінець таблиці 1.18

1	2	3	4	5	6
2	ТДТН-25000/110	ВН	3,705	96,679	131,85
		СН	0,000103		
		НН	0,787		
3	ТДТН-25000/110	ВН	3,577	96,664	131,835
		СН	0,00009		
		НН	0,899		
4	ТДТН-16000/110	ВН	4,272	97,272	132,443
		СН	0,000135		
		НН	0,813		
5	ТДТН-16000/110	ВН	4,073	97,235	132,407
		СН	0,000112		
		НН	0,976		
6	ТДТН-25000/110	ВН	3,681	97,217	132,388
		СН	0,000064		
		НН	1,349		
7	ТДН-10000/110	ВН	3,497	95,684	130,855

Розрахуємо рівні напруги на шинах ВН підстанцій:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (16 \cdot 11,816 - (-10,333) \cdot 11,2)} = 112,318 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r'_{0-2} - Q_{0-2} \cdot x'_{0-2})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (31,837 \cdot 7,32 - (-20,799) \cdot 12)} = 110,724 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-3} \cdot r'_{0-3} - Q_{0-3} \cdot x'_{0-3})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (8,837 \cdot 6,832 - (-5,815) \cdot 11,2)} = 109,514 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned}
U_4 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (30,163 \cdot 7,808 - (-19,71) \cdot 12,8)} = 110,677 \text{ кВ}; \\
U_5 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-5} \cdot r'_{0-5} - Q_{0-5} \cdot x'_{0-5})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (15,901 \cdot 15,192 - (-10,659) \cdot 14,4)} = 111,512 \text{ кВ}; \\
U_6 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-6} \cdot r'_{0-6} - Q_{0-6} \cdot x'_{0-6})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (17,821 \cdot 7,808 - (-12,073) \cdot 12,8)} = 112,56 \text{ кВ}; \\
U_7 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-7} \cdot r'_{0-7} - Q_{0-7} \cdot x'_{0-7})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (12,277 \cdot 15,192 - (-8,486) \cdot 14,4)} = 112,283 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи наведені у табл. 1.19.

Отже, обрані раніше перерізи проводів приймаємо до подальшого розрахунку, так як вони повністю відповідають вимогам технічних обмежень для першої та другої групи післяаварійних режимів роботи

Таблиця 1.19 – Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи

Пункт	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб }},$ кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min},$ кВ	$U_{\max},$ кВ		
1	2	3	4	5
1	96,83	132,001	126	112,318
2	96,679	131,85		110,724
3	96,664	131,835		109,514
4	97,272	132,443		110,677

Кінець таблиці 1.19

1	2	3	4	5
5	97,235	132,407		111,512
6	97,217	132,388		112,56
7	95,684	130,855		112,283

1.8 Розрахунок параметрів схеми заміщення електричної мережі

Було визначено, що для спорудження ПЛ проектованої електричної мережі необхідно використовувати сталевалюмінієві проводи перерізом 70 мм² та 120 мм².

Значення погонного активного опору для перерізів, що використовуються:

$$r_{070} = 0,422 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0120} = 0,244 \text{ Ом/км}.$$

Значення погонного реактивного опору:

$$\begin{aligned} x_{070} &= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = \\ &= 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{0120} &= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = \\ &= 0,424 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \end{aligned}$$

Значенням погонної активної провідності можна знехтувати, так як втрати потужності на корону для мережі напругою 110 кВ незначні.

Значення погонної реактивної провідності:

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

$$b_{0120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,4}\right)} = 2,695 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Розрахуємо значення опорів для ділянки 0-1, яка виконана проводом перерізом 70 мм²:

$$r_{0-1} = \frac{r_{0-1} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,422 \cdot 28}{1 \cdot 1} = 11,816 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = \frac{x_{0-1} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,443 \cdot 28}{1 \cdot 1} = 12,397 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо значення реактивної провідності для ділянки 0-1:

$$b_{0-1} = k_{0-1} \cdot n_{0-1} \cdot b_{0-70} \cdot 28 = 1 \cdot 1 \cdot 2,576 \cdot 10^{-6} \cdot 28 = 72,115 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повний опір для ділянки 0-1:

$$\underline{Z}_{0-1} = r_{0-1} + jx_{0-1} = 11,816 + j12,397 \text{ Ом}.$$

Повна провідність ділянки 0-1:

$$\underline{Y}_{0-1} = g_{0-1} + jb_{0-1} = 0 + j59,237 \cdot 10^{-6} = j59,237 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Аналогічним чином визначаються повні опори та провідності на інших ділянках. Результати розрахунку наведені в табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

Ділянка	Переріз, мм ²	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См		
		r	x	$\underline{Z}$	g	b	$\underline{Y}$
1	2	3	4	5	6	7	8
0-1	70	11,816	12,397	11,816 + j12,397	0	$j72,115 \cdot 10^{-6}$	$j72,115 \cdot 10^{-6}$
0-2	120	7,32	12,714	7,32 + j12,714	0	$j80,854 \cdot 10^{-6}$	$j80,854 \cdot 10^{-6}$
0-3	120	6,832	11,867	6,832 + j11,867	0	$j75,464 \cdot 10^{-6}$	$j75,464 \cdot 10^{-6}$
0-4	120	7,808	13,562	7,808 + j13,562	0	$j86,244 \cdot 10^{-6}$	$j86,244 \cdot 10^{-6}$
0-5	70	15,192	15,939	15,192 + j15,939	0	$j92,719 \cdot 10^{-6}$	$j92,719 \cdot 10^{-6}$
0-6	120	7,808	13,562	7,808 + j13,562	0	$j86,244 \cdot 10^{-6}$	$j86,244 \cdot 10^{-6}$
0-7	70	15,192	15,939	15,192 + j15,939	0	$j92,719 \cdot 10^{-6}$	$j92,719 \cdot 10^{-6}$
2-3	70	9,284	9,74	9,284 + j9,74	0	$j56,661 \cdot 10^{-6}$	$j56,661 \cdot 10^{-6}$
3-4	70	5,908	6,198	5,908 + j6,198	0	$j36,06 \cdot 10^{-6}$	$j36,06 \cdot 10^{-6}$

Кінець таблиці 1.20

1	2	3	4	5	6	7	8
5-6	70	9,284	9,74	$9,284 + j9,74$	0	$j56,66 \cdot 10^{-6}$	$j56,66 \cdot 10^{-6}$
6-7	70	12,66	13,282	$12,66 + j13,282$	0	$j77,27 \cdot 10^{-6}$	$j77,27 \cdot 10^{-6}$

Наведемо розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів в пунктах 1 та 7.

Активний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції 1 пункту:

$$r_{B1} = r_{C1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{OB1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000^2} = 2,583 \text{ Ом.}$$

Активний опір обмоток силового двообмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 7:

$$r_{T7} = \frac{\Delta P_{K37} \cdot U_{OB7}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H7}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3,967 \text{ Ом.}$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції 1 пункту:

$$r_{6B1} = r_{6C1} = r_{6H1} = \frac{r_{B1}}{n} = \frac{r_{C1}}{n} = \frac{r_{H1}}{n} = \frac{2,583}{2} = 1,292 \text{ Ом.}$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції 7 пункту:

$$r_{6T7} = \frac{r_{T7}}{n} = \frac{3,967}{2} = 1,984 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції 1 пункту:

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \% \cdot U_{OB}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{16000} = 88,855 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \% \cdot U_{OB}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \% \cdot U_{OB}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{16000} = 51,66 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток силового двохобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції 7 пункту:

$$x_{т7} = \frac{10 \cdot U_{к7}\% \cdot U_{об7}^2}{S_{н7}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{10000} = 138,863 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції 1 пункту:

$$x_{бв1} = \frac{x_{тв1}}{n} = \frac{88,855}{2} = 44,428 \text{ Ом;}$$

$$x_{бс1} = \frac{x_{тс1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{бн1} = \frac{x_{тн1}}{n} = \frac{51,66}{2} = 25,83 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції 7 пункту:

$$x_{бт1} = \frac{138,863}{2} = 69,431.$$

Активна провідність силових трансформаторів блоків, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 7:

$$g_{т1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{об1}^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,739 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{т7} = \frac{\Delta P_{xx7} \cdot 10^{-3}}{U_{об7}^2} = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,059 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Індуктивна реактивна провідність силових трансформаторів, встановлених на підстанціях 1 та 7 пунктів:

$$b_{т1} = -\frac{I_{xx1}\% \cdot S_{н1} \cdot 10^{-5}}{U_{об1}^2} = -\frac{1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -12,098 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{т7} = -\frac{I_{xx7}\% \cdot S_{н7} \cdot 10^{-5}}{U_{об7}^2} = -\frac{0,7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -5,293 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Активна та реактивна провідність блоків силових трансформаторів, встановлених на підстанціях 1 і 7 пунктів:

$$g_{бт1} = n \cdot g_{т1} = 2 \cdot 1,739 \cdot 10^{-6} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$g_{бт7} = n \cdot g_{т7} = 2 \cdot (-12,098 \cdot 10^{-6}) = -24,197 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$g_{6T7} = n \cdot g_{T7} = 2 \cdot 1,059 \cdot 10^{-6} = 2,117 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{6T7} = n \cdot g_{T7} = 2 \cdot (-5,293 \cdot 10^{-6}) = -1,059 \cdot 10^{-5}.$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів $\underline{Y}_{6T}$, См, встановлених на підстанціях 1 і 7 пунктів складе:

$$\underline{Y}_{6T1} = g_{6T1} + jb_{6T1} = (3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{6T7} = g_{6T7} + jb_{6T7} = (2,117 - j10,586) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{6T1} = g_{6T1} + jb_{T1} = (3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{6T7} = g_{6T7} + jb_{T7} = (2,117 - j10,586) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Параметри схем заміщення блоків трансформаторів решти підстанцій електричної мережі розраховують аналогічним чином. Результати розрахунку наведені в табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків силових трансформаторів електричної мережі

№ п/с	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність блоку трансформаторів, См
	r_{6T}	r_{6B}	r_{6C}	r_{6H}	X_{6T}	X_{6B}	X_{6C}	X_{6H}	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	-	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6}$
2	-	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,85	$(4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6}$
3	-	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,85	$(4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6}$
4	-	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6}$
5	-	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6}$
6	-	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,85	$(4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6}$
7	1,984	-	-	-	69,431	-	-	-	$(2,117 - j10,586) \cdot 10^{-6}$

1.9 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Необхідно розрахувати приведені навантаження пунктів. Для розрахунку необхідно визначити величини активних та реактивних втрат потужності у повздовжніх опорах блоків трансформаторів, розрахувати коефіцієнти завантаження обмоток блоку трансформаторів.

Для блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в 1 пункті, коефіцієнти завантаження обмоток складуть:

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{BH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{P_{BH1}^2 + Q_{BH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{16^2 + (-10,333)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} =$$

$$= 0,595;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{S_{CH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{12^2 + (-7,437)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} =$$

$$= 0,441;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{S_{HH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{4^2 + (-2,896)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} =$$

$$= 0,154.$$

Для блоку двохобмоткових силових трансформаторів, встановленого в 7 пункті, коефіцієнт завантаження обмоток складе:

$$\beta_7 = \frac{S_{max7} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H7}} = \frac{\sqrt{P_{max7}^2 + Q_{max7}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H7}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-5,792)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} =$$

$$= 0,494.$$

Коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми визначають аналогічним чином. Результати розрахунків наведені в табл. 1.22.

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в 1 пункті:

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \frac{2 \cdot 100}{1} \cdot (0,595^2 + 0,441^2 + 0,154^2)$$

$$= 57,272 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ1} = n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} \% + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1} \% + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1} \%) =$$

$$= 2 \cdot 16000 \cdot (0,595^2 \cdot 10,75 + 0,441^2 \cdot 0 + 0,154^2 \cdot 6,25) = -1266,3 \text{ кВАр.}$$

Величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку двохобмоткових силових трансформаторів, встановленого в 7 пункті:

$$\Delta P_{TZ7} = n \cdot \beta_7^2 \cdot \Delta P_{K37} = 2 \cdot 0,494^2 \cdot 60 = 29,264 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ7} = -n \cdot S_{H7} \cdot \beta_7^2 \cdot U_{K7} \% \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 10000 \cdot 0,494^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -512,117 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{TZ7} = n \cdot \beta_7^2 \cdot \Delta P_{K37} = 2 \cdot 0,494^2 \cdot 60 = 29,264 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ7} = -n \cdot S_{H7} \cdot \beta_7^2 \cdot U_{K7} \% \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 10000 \cdot 0,494^2 \cdot 10,5 \times$$

$$\times 10^{-2} = -512,117 \text{ кВАр.}$$

Таблиця 1.22 – Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

Пункт	Потік потужності i -ою обмоткою						Коефіцієнт завантаження		
	P_i , МВт			Q_i , МВАр			обмотки β_i		
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	16	12	4	-10,333	-7,437	-2,896	0,595	0,441	0,154
2	23	16	7	-14,984	-9,916	-5,068	0,549	0,376	0,173
3	22	14	8	-14,468	-8,676	-5,792	0,527	0,329	0,198
4	17	12	5	-11,057	-7,437	-3,62	0,634	0,441	0,193
5	16	10	6	-10,541	-6,197	-4,344	0,599	0,368	0,231
6	22	10	12	-14,885	-6,197	-8,688	0,531	0,235	0,296
7	8	-	8	-5,792	-	-5,792	0,494	-	0,494

Розрахуємо значення приведених навантажень 1 та 7 пунктів:

$$\dot{S}_{np1} = \dot{S}_{зад1} + \Delta \dot{S}_{TZ1} \cdot 10^{-3} = \dot{S}_{max1} + (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) \cdot 10^{-3} = 16 - j10,333 +$$

$$+ (57,272 - j1266,305) \cdot 10^{-3} = 16,057 - j11,599 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{np7} = \dot{S}_{зад7} + \Delta \dot{S}_{TZ7} \cdot 10^{-3} = \dot{S}_{max6} + (\Delta P_{TZ6} + j\Delta Q_{TZ6}) \cdot 10^{-3} = 8 - j5,792 +$$

$$+ (29,264 - j512,117) \cdot 10^{-3} = 8,029 - j6,304 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{пр}1} &= \dot{S}_{\text{max}1} + (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) \cdot 10^{-3} = 16 - j10,333 + \\ &+ (57,272 - j1266,3) \cdot 10^{-3} = 16,057 - j11,599 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\text{пр}7} &= \dot{S}_{\text{max}7} + (\Delta P_{TZ7} + j\Delta Q_{TZ7}) \cdot 10^{-3} = 8 - j5,792 + \\ &+ (29,264 - j512,117) \cdot 10^{-3} = 8,029 - j6,304 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Значення приведених навантажень інших пунктів розраховують аналогічним чином. Результати розрахунків наведені в табл. 1.23.

Значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі:

$$\begin{aligned}\underline{Y}_1 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1}) + \underline{Y}_{\text{бт}1} = 0,5 \cdot (j72,115) \cdot 10^{-6} + (3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6} = \\ &= (3,478 + j11,861) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_2 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{2-3}) + \underline{Y}_{\text{бт}2} = 0,5 \cdot (j80,854 + j56,66) \cdot 10^{-6} + \\ &+ (4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6} = (4,688 + j42,293) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_3 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-3} + \underline{Y}_{2-3} + \underline{Y}_{3-4}) + \underline{Y}_{\text{бт}3} = \\ &= 0,5 \cdot (j75,464 + j56,66 + j36,057) \cdot 10^{-6} + (4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6} = \\ &= (4,688 + j57,626) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_4 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-4} + \underline{Y}_{3-4}) + \underline{Y}_{\text{бт}4} = 0,5 \cdot (j86,244 + j36,057) \cdot 10^{-6} + \\ &+ (3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6} = (3,478 + j36,954) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_5 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-5} + \underline{Y}_{5-6}) + \underline{Y}_{\text{бт}5} = 0,5 \cdot (j86,244 + j56,661) \cdot 10^{-6} + \\ &+ (3,478 - j24,197) \cdot 10^{-6} = (3,478 + j50,493) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_6 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-6} + \underline{Y}_{5-6} + \underline{Y}_{6-7}) + \underline{Y}_{\text{бт}6} = \\ &= 0,5 \cdot (j86,244 + j56,661 + j77,266) \cdot 10^{-6} + (4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6} = \\ &= (4,688 + j83,621) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_7 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-7} + \underline{Y}_{6-7}) + \underline{Y}_{\text{бт}7} = 0,5 \cdot (j92,719 + j77,266) \cdot 10^{-6} + \\ &+ (2,117 - j10,586) \cdot 10^{-6} = (2,117 + j74,406) \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.\end{aligned}$$

Еквівалентна провідність БП складе:

$$\begin{aligned}\underline{Y}_{\text{БП}} &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{0-3} + \underline{Y}_{0-4} + \underline{Y}_{0-5} + \underline{Y}_{0-6} + \underline{Y}_{0-7}) = 0,5 \cdot (j72,115 + j80,854 + j75,464 + \\ &+ j86,244 + j92,719 + j86,244 + j92,719) \cdot 10^{-6} = j293,179 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.\end{aligned}$$

Таблиця 1.23 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми

Пункт	Задана потужність, $\dot{S}_{\max}$, МВА	Втрати потужності в опорах блоку трансформаторів		Приведена потужність пункту, $\dot{S}_{np}$, МВА
		ΔP_{TZ} , кВт	ΔQ_{TZ} , кВАр	
1	$16 - j10,333$	57,272	-1266,305	$16,057 - j11,599$
2	$23 - j14,984$	66,221	-1720,88	$23,066 - j16,705$
3	$22 - j14,468$	59,481	-1622,352	$22,059 - j16,091$
4	$17 - j11,057$	63,346	-1455,979	$17,063 - j12,513$
5	$16 - j10,541$	54,726	-1340,463	$16,055 - j11,882$
6	$22 - j14,885$	59,554	-1813,276	$22,06 - j16,699$
7	$8 - j5,792$	29,264	-512,117	$8,029 - j6,304$

1.10 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Розрахуємо основний поточкорозподіл потужностей у схемі електричної мережі. Розрахунок проведемо методом Зейделя. Для початку розрахуємо взаємні провідності ділянок мережі.

$$\underline{y}_{0-1} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-1}} = \frac{1}{11,816 + j12,397} = 0,04 - j0,042 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-2} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-2}} = \frac{1}{7,32 + j12,714} = 0,034 - j0,059 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-3} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-3}} = \frac{1}{6,832 + j11,867} = 0,036 - j0,063 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-4} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-4}} = \frac{1}{7,808 + j13,562} = 0,032 - j0,055 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-5} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-5}} = \frac{1}{15,192 + j15,939} = 0,031 - j0,033 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-6} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-6}} = \frac{1}{7,808 + j13,562} = 0,032 - j0,055 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-7} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-7}} = \frac{1}{15,192 + j15,939} = 0,031 - j0,033 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{2-3} = \frac{1}{\underline{Z}_{2-3}} = \frac{1}{9,284 + j9,74} = 0,051 - j0,054 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{3-4} = \frac{1}{\underline{Z}_{3-4}} = \frac{1}{5,908 + j6,198} = 0,081 - j0,085 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{5-6} = \frac{1}{\underline{Z}_{5-6}} = \frac{1}{9,284 + j9,74} = 0,051 - j0,054 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{6-7} = \frac{1}{\underline{Z}_{6-7}} = \frac{1}{12,66 + j13,282} = 0,038 - j0,039 \text{ См}.$$

Розрахуємо власні провідності:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{0-1}) = -(0,004 - j0,042) = -0,004 + j0,042 \text{ См};$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{22} &= -(\underline{y}_{0-2} + \underline{y}_{2-3}) = -(0,034 - j0,059 + 0,051 - j0,054) = \\ &= -0,085 + j0,113 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{33} &= -(\underline{y}_{0-3} + \underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,036 - j0,063 + 0,051 - j0,054 + \\ &+ 0,081 - j0,085) = -0,168 + j0,202 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{44} &= -(\underline{y}_{0-4} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,032 - j0,055 + 0,081 - j0,085) = \\ &= -0,112 + j0,14 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{55} &= -(\underline{y}_{0-5} + \underline{y}_{5-6}) = -(0,031 - j0,033 + 0,051 - j0,054) = \\ &= -0,083 + j0,087 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{66} &= -(\underline{y}_{0-6} + \underline{y}_{5-6} + \underline{y}_{6-7}) = -(0,032 - j0,055 + 0,051 - j0,054 + \\ &+ 0,038 - j0,039) = -0,121 + j0,149 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{77} &= -(\underline{y}_{0-7} + \underline{y}_{6-7}) = -(0,031 - j0,033 + 0,038 - j0,039) = \\ &= -0,069 + j0,072 \text{ См}. \end{aligned}$$

Вихідна схема мережі має вигляд зображений на рис. 1.23.

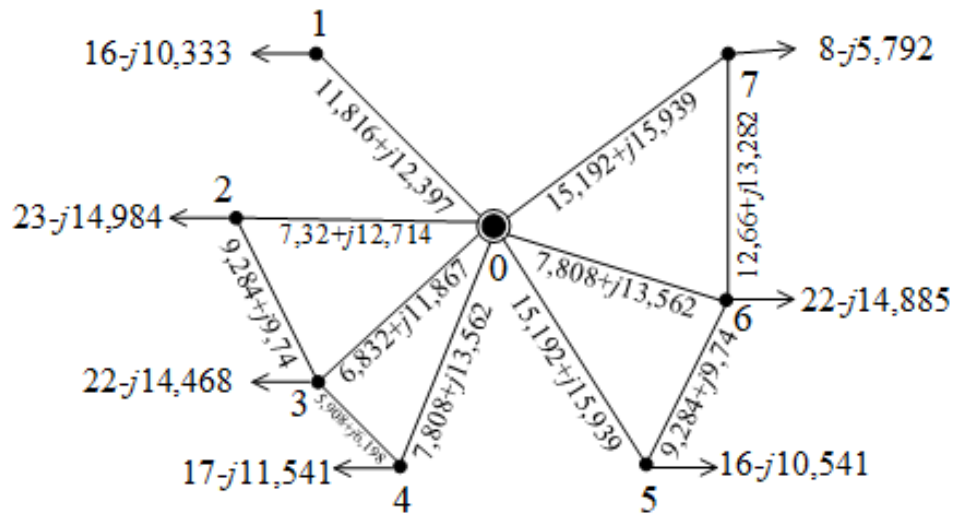


Рисунок 1.23 – Вихідна схема мережі в режимі максимальних навантажень

Задамося початковими наближеннями рівнів напруги у пунктах:

$$\dot{U}_1^{(0)} = \dot{U}_2^{(0)} = \dot{U}_3^{(0)} = \dot{U}_4^{(0)} = \dot{U}_5^{(0)} = \dot{U}_6^{(0)} = \dot{U}_7^{(0)} = U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$$

1 ітерація

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= \frac{1}{\underline{y}_{11}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{np1} + \underline{Y}_1 \cdot (\dot{U}_1^{(0)})^2}{\bar{U}_1^{(0)}} - \underline{y}_{0-1} \cdot \dot{U}_0 \right) = \frac{1}{-0,004 + j0,042} \times \\ &\times \left(\frac{16,057 - j11,599 + (3,478 + j11,86) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} - (0,04 - j0,042) \cdot 115 \right) = \\ &= 111,98 - j0,584 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1)} &= \frac{1}{\underline{y}_{22}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{np2} + \underline{Y}_2 \cdot (\dot{U}_2^{(0)})^2}{\bar{U}_2^{(0)}} - \underline{y}_{0-2} \cdot \dot{U}_0 - \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3^{(0)} \right) = \\ &= \frac{1}{-0,085 + j0,113} \cdot \left(\frac{23,066 - j16,7055 + (4,688 + j42,29) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} - \right. \\ &\left. - (0,034 - j0,059) \cdot 115 - (0,051 - j0,054) \cdot 110 \right) = 110,664 - j0,858 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(1)} &= \frac{1}{\underline{y}_{33}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{np3} + \underline{Y}_3 \cdot (\dot{U}_3^{(0)})^2}{\bar{U}_3^{(0)}} - \underline{y}_{0-3} \cdot \dot{U}_0 - \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3^{(0)} - \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4^{(0)} \right) = \frac{1}{-0,094 + j0,099} \times \\ &\times \left(\frac{22,059 - j16,091 + (4,688 + j57,63) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} - (0,036 - j0,063) \cdot 115 - \right. \end{aligned}$$

$$-(0,051 - j0,054) \cdot 110 - (0,081 - j0,085) \cdot 110 = 110,674 - j0,5716 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = \frac{1}{\underline{y}_{44}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{np4} + \underline{Y}_4 \cdot (\dot{U}_4^{(0)})^2}{\bar{U}_4^{(0)}} - \underline{y}_{0-4} \cdot \dot{U}_0 - \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_3^{(1)} \right) = \frac{1}{-0,112 + j0,14} \times$$

$$\times \left(\frac{17,063 - j12,513 + (3,478 + j36,95) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2}{110} - (0,032 - j0,055) \cdot 115 - \right.$$

$$\left. - (0,081 - j0,085) \cdot (110,674 - j0,716) \right) = 111,216 - j0,994 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = \frac{1}{\underline{y}_{55}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{np5} + \underline{Y}_5 \cdot \dot{U}_5^{(0)}}{\bar{U}_5^{(0)}} - \underline{y}_{0-5} \cdot \dot{U}_0 - \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_6^{(0)} \right) = \frac{1}{-0,083 + j0,087} \times$$

$$\times \left(\frac{16,055 - j11,882 + (3,478 + j50,49) \cdot 10^{-6} \cdot 110}{110} - (0,031 - j0,033) \cdot 115 - \right.$$

$$\left. - (0,051 - j0,054) \cdot 110 \right) = 110,434 - j0,294 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_6^{(1)} = \frac{1}{\underline{y}_{66}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{np6} + \underline{Y}_6 \cdot \dot{U}_6^{(0)}}{\bar{U}_6^{(0)}} - \underline{y}_{0-6} \cdot \dot{U}_0 - \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_5^{(1)} - \underline{y}_{6-7} \cdot \dot{U}_7^{(0)} \right) = \frac{1}{-0,121 + j0,149} \times$$

$$\times \left(\frac{22,06 - j16,699 + (4,688 + j83,62) \cdot 10^{-6} \cdot 110}{110} - (0,032 - j0,055) \cdot 115 - \right.$$

$$\left. - (0,051 - j0,054) \cdot (110,434 - j0,294) - (0,038 - j0,039) \cdot 110 \right) =$$

$$= 110,584 - j0,712 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_7^{(1)} = \frac{1}{\underline{y}_{77}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{np7} + \underline{Y}_7 \cdot \dot{U}_7^{(0)}}{\bar{U}_7^{(0)}} - \underline{y}_{0-7} \cdot \dot{U}_0 - \underline{y}_{6-7} \cdot \dot{U}_6^{(1)} \right) = \frac{1}{-0,069 + j0,072} \times$$

$$\times \left(\frac{8,029 - j6,304 + (2,117 + j74,41) \cdot 10^{-6} \cdot 110}{110} - (0,031 - j0,033) \cdot 115 - \right.$$

$$\left. - (0,038 - j0,039) \cdot (110,584 - j0,712) \right) = 111,73 - j0,579 \text{ кВ}.$$

За перевірку збіжності ітераційного процесу приймемо модулі небалансів потужностей пунктів. На 1 ітерації модулі небалансів потужностей пунктів складе:

$$\delta \dot{S}_1^{(1)} = \left| \dot{S}_{np1} + \underline{Y}_1 \cdot (\dot{U}_1^{(1)})^2 - (\underline{y}_{0-1} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{11} \cdot \dot{U}_1^{(1)}) \cdot \bar{U}_1^{(1)} \right| = |16,057 - j11,599 +$$

$$+ (3,478 + j11,86) \cdot 10^{-6} \cdot (111,98 - j0,584)^2 - ((0,04 - j0,042) \cdot 115 + (-0,04 + j0,042) \times$$

$$\times (111,98 - j0,584)) \cdot (111,98 + j0,584)| = 0,371 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}
\delta \dot{S}_2^{(1)} &= \left| \dot{S}_{np2} + \underline{Y}_2 \cdot \left(\dot{U}_2^{(1)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-2} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{22} \cdot \dot{U}_2^{(1)} \right) \cdot \bar{U}_2^{(1)} \right| = \\
&= \left| 23,066 - j16,705 + (4,688 + j42,29) \cdot 10^{-6} \cdot (110,664 - j0,858)^2 - ((0,034 - j0,059) \cdot 115 + \right. \\
&\quad + (0,051 - j0,054) \cdot (110,674 - j0,716) + (-0,085 + j0,113) \cdot (110,664 - j0,858)) \times \\
&\quad \left. \times (110,664 + j0,858) \right| = 7,992 \text{ MBA}; \\
\delta \dot{S}_3^{(1)} &= \left| \dot{S}_{np3} + \underline{Y}_3 \cdot \left(\dot{U}_3^{(1)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-3} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4^{(1)} + \underline{y}_{33} \cdot \dot{U}_3^{(1)} \right) \cdot \bar{U}_3^{(1)} \right| = \left| 22,059 - j16,091 + \right. \\
&\quad + (4,688 + j57,633) \cdot 10^{-6} \cdot (110,674 - j0,716)^2 - ((0,036 - j0,063) \cdot 115 + \\
&\quad + (0,051 - j0,054) \cdot (110,664 - j0,858) + (0,081 - j0,085) \cdot (111,216 - j0,994) + \\
&\quad + (-0,168 + j0,202) \cdot (110,674 - j0,716)) \cdot (110,674 + j0,716) \left| = 20,263 \text{ MBA}; \right. \\
\delta \dot{S}_4^{(1)} &= \left| \dot{S}_{np4} + \underline{Y}_4 \cdot \left(\dot{U}_4^{(1)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-4} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{44} \cdot \dot{U}_4^{(1)} \right) \cdot \bar{U}_4^{(1)} \right| = \\
&= \left| 17,063 - j12,513 + (3,478 + j36,95) \cdot 10^{-6} \cdot (111,216 - j0,994)^2 - ((0,032 - j0,055) \cdot 115 + \right. \\
&\quad + (0,081 - j0,085) \cdot (110,674 - j0,716) + (-0,112 + j0,14) \cdot (110,216 - j0,994)) \times \\
&\quad \left. \times (110,216 + j0,994) \right| = 0,299 \text{ MBA}; \\
\delta \dot{S}_5^{(1)} &= \left| \dot{S}_{np5} + \underline{Y}_5 \cdot \left(\dot{U}_5^{(1)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-5} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_6^{(1)} + \underline{y}_{55} \cdot \dot{U}_5^{(1)} \right) \cdot \bar{U}_5^{(1)} \right| = \left| 16,055 - j11,882 + \right. \\
&\quad + (3,478 + j50,49) \cdot 10^{-6} \cdot (110,434 - j0,294)^2 - ((0,031 - j0,033) \cdot 115 + \\
&\quad + (0,051 - j0,054) \cdot (110,584 - j0,712) + (-0,083 + j0,087) \cdot (110,434 - j0,294)) \times \\
&\quad \left. \times (110,434 + j0,294) \right| = 7,545 \text{ MBA}; \\
\delta \dot{S}_6^{(1)} &= \left| \dot{S}_{np6} + \underline{Y}_6 \cdot \left(\dot{U}_6^{(1)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-6} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_5^{(1)} + \underline{y}_{6-7} \cdot \dot{U}_7^{(1)} + \underline{y}_{66} \cdot \dot{U}_6^{(1)} \right) \cdot \bar{U}_6^{(1)} \right| = \left| 22,06 - j16,699 + \right. \\
&\quad + (4,688 + j8,362) \cdot 10^{-6} \cdot (110,584 - j0,712)^2 - ((0,032 - j0,055) \cdot 115 + \\
&\quad + (0,051 - j0,054) \cdot (110,434 - j0,294) + (0,038 - j0,039) \cdot (111,73 - j0,579) + \\
&\quad + (-0,121 + j0,149) \cdot (110,584 - j0,712)) \cdot (110,584 + j0,712) \left| = 11,036 \text{ MBA}; \right. \\
\delta \dot{S}_7^{(1)} &= \left| \dot{S}_{np7} + \underline{Y}_7 \cdot \left(\dot{U}_7^{(1)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-7} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{6-7} \cdot \dot{U}_6^{(1)} + \underline{y}_{77} \cdot \dot{U}_7^{(1)} \right) \cdot \bar{U}_7^{(1)} \right| = \left| 8,029 - j6,304 + \right. \\
&\quad + (2,117 + j74,44) \cdot 10^{-6} \cdot (111,73 - j0,579)^2 - ((0,031 - j0,033) \cdot 115 + \\
&\quad + (0,038 - j0,039) \cdot (110,584 - j0,712) + (-0,069 + j0,072) \cdot (111,73 - j0,579)) \times \\
&\quad \left. \times (111,73 + j0,579) \right| = 0,161 \text{ MBA}.
\end{aligned}$$

Отже, як бачимо, на першій ітерації найбільше значення модулю небалансу потужностей 20,263, більше заданої точності 0,01. Необхідно продовжити ітераційний процес. Подальший ітераційний розрахунок наведено в табл. 1.24.

Таблиця 1.24 – Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень

№ ітер .	$\dot{U}_1^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_2^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_3^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_4^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_5^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_6^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_7^{(i)}$, кВ	$\max \Delta S_i$, МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	111,98 – –j0,584	110,664 – –j0,858	110,674 – –j0,716	111,216 – –j0,994	110,434 – –j0,294	110,584 – –j0,712	111,73 – –j0,579	20,263
2	112,03 – –j0,559	111,065 – –j1,175	111,365 – –j1,196	111,699 – –j1,255	110,802 – –j0,731	110,248 – –j0,985	112,106 – –j0,723	7,212
3	112,032 – –j0,559	111,46 – –j1,377	111,708 – –j1,342	111,933 – –j1,328	111,218 – –j0,895	111,531 – –j1,064	112,264 – –j0,765	3,253
4	112,032 – –j0,559	111,653 – –j1,428	111,871 – –j1,377	112,043 – –j1,34	111,399 – –j0,94	111,651 – –j1,082	112,33 – –j0,774	1,483
5	112,032 – –j0,559	111,743 – –j1,435	111,948 – –j1,379	112,094 – –j1,337	111,476 – –j0,951	111,702 – –j1,085	112,358 – –j0,776	0,679
6	112,032 – –j0,559	111,784 – –j1,431	111,982 – –j1,374	112,116 – –j1,332	111,508 – –j0,952	111,723 – –j1,084	112,37 – –j0,775	0,311
7	112,032 – –j0,559	111,803 – –j1,426	111,997 – –j1,369	112,126 – –j1,328	111,522 – –j0,952	111,732 – –j1,083	112,375 – –j0,775	0,142
8	112,032 – –j0,559	111,811 – –j1,423	112,004 – –j1,366	112,13 – –j1,326	111,527 – –j0,951	111,736 – –j1,082	112,377 – –j0,774	0,064
9	112,032 – –j0,559	111,814 – –j1,421	112,007 – –j1,364	112,132 – –j1,324	111,53 – –j0,951	111,737 – –j1,082	112,378 – –j0,774	0,029
10	112,032 – –j0,559	111,816 – –j1,42	112,008 – –j1,363	112,133 – –j1,324	111,531 – –j0,95	111,738 – –j1,082	112,378 – –j0,774	0,013
11	112,032 – –j0,559	111,816 – –j1,419	112,008 – –j1,363	112,133 – –j1,323	111,531 – –j0,95	111,738 – –j1,082	112,379 – –j0,774	0,006

На 11 ітерації значення модулів небалансу потужностей:

$$\begin{aligned}
 \delta \dot{S}_1^{(11)} &= \left| \dot{S}_{np1} + \underline{Y}_1 \cdot \left(\dot{U}_1^{(11)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-1} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{11} \cdot \dot{U}_1^{(11)} \right) \cdot \bar{U}_1^{(11)} \right| = |16,057 - j11,599 + \\
 &+ (3,478 + j11,86) \cdot 10^{-6} \cdot (112,032 - j0,559)^2 - ((0,04 - j0,042) \cdot 115 + (-0,04 + j0,042) \times \\
 &\times (112,032 - j0,559)) \cdot (112,032 + j0,559)| = 1,443 \cdot 10^{-13} \text{ MBA}; \\
 \delta \dot{S}_2^{(11)} &= \left| \dot{S}_{np2} + \underline{Y}_2 \cdot \left(\dot{U}_2^{(11)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-2} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3^{(11)} + \underline{y}_{22} \cdot \dot{U}_2^{(11)} \right) \cdot \bar{U}_2^{(11)} \right| = \\
 &= |23,066 - j16,705 + (4,688 + j42,29) \cdot 10^{-6} \cdot (111,816 - j1,419)^2 - ((0,034 - j0,059) \cdot 115 + \\
 &+ (0,051 - j0,054) \cdot (112,008 - j1,363) + (-0,085 + j0,113) \cdot (111,816 - j1,419)) \times \\
 &\times (111,816 + j1,419)| = 5,513 \cdot 10^{-3} \text{ MBA}; \\
 \delta \dot{S}_3^{(11)} &= \left| \dot{S}_{np3} + \underline{Y}_3 \cdot \left(\dot{U}_3^{(11)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-3} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_2^{(11)} + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4^{(11)} + \underline{y}_{33} \cdot \dot{U}_3^{(11)} \right) \cdot \bar{U}_3^{(11)} \right| = |22,059 - j16,091 + \\
 &+ (4,688 + j57,633) \cdot 10^{-6} \cdot (112,008 - j1,363)^2 - ((0,036 - j0,063) \cdot 115 + \\
 &+ (0,051 - j0,054) \cdot (111,816 - j1,419) + (0,081 - j0,085) \cdot (112,133 - j1,323) + \\
 &+ (-0,168 + j0,202) \cdot (112,008 - j1,363)) \cdot (112,008 + j1,363)| = 5,643 \cdot 10^{-3} \text{ MBA}; \\
 \delta \dot{S}_4^{(11)} &= \left| \dot{S}_{np4} + \underline{Y}_4 \cdot \left(\dot{U}_4^{(11)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-4} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_3^{(11)} + \underline{y}_{44} \cdot \dot{U}_4^{(11)} \right) \cdot \bar{U}_4^{(11)} \right| = \\
 &= |17,063 - j12,513 + (3,478 + j36,95) \cdot 10^{-6} \cdot (112,133 - j1,323)^2 - ((0,032 - j0,055) \cdot 115 + \\
 &+ (0,081 - j0,085) \cdot (112,008 - j1,363) + (-0,112 + j0,14) \cdot (112,133 - j1,323)) \times \\
 &\times (112,133 + j1,323)| = 8,031 \cdot 10^{-5} \text{ MBA}; \\
 \delta \dot{S}_5^{(11)} &= \left| \dot{S}_{np5} + \underline{Y}_5 \cdot \left(\dot{U}_5^{(11)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-5} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_6^{(11)} + \underline{y}_{55} \cdot \dot{U}_5^{(11)} \right) \cdot \bar{U}_5^{(11)} \right| = |16,055 - j11,882 + \\
 &+ (3,478 + j50,49) \cdot 10^{-6} \cdot (111,531 - j0,95)^2 - ((0,031 - j0,033) \cdot 115 + \\
 &+ (0,051 - j0,054) \cdot (111,738 - j1,082) + (-0,083 + j0,087) \cdot (111,531 - j0,95)) \times \\
 &\times (111,531 + j0,95)| = 2,32 \cdot 10^{-3} \text{ MBA}; \\
 \delta \dot{S}_6^{(11)} &= \left| \dot{S}_{np6} + \underline{Y}_6 \cdot \left(\dot{U}_6^{(11)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-6} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_5^{(11)} + \underline{y}_{6-7} \cdot \dot{U}_7^{(11)} + \underline{y}_{66} \cdot \dot{U}_6^{(11)} \right) \cdot \bar{U}_6^{(11)} \right| = |22,06 - j16,699 + \\
 &+ (4,688 + j8,362) \cdot 10^{-6} \cdot (111,738 - j1,082)^2 - ((0,032 - j0,055) \cdot 115 + \\
 &+ (0,051 - j0,054) \cdot (111,531 - j0,95) + (0,038 - j0,039) \cdot (112,379 - j0,774) + \\
 &+ (-0,121 + j0,149) \cdot (111,738 - j1,082)) \cdot (111,738 + j1,082)| = 9,763 \cdot 10^{-4} \text{ MBA};
 \end{aligned}$$

$$\delta \dot{S}_7^{(11)} = \left| \dot{S}_{np7} + \underline{Y}_7 \cdot \left(\dot{U}_7^{(11)} \right)^2 - \left(\underline{y}_{0-7} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{6-7} \cdot \dot{U}_6^{(11)} + \underline{y}_{77} \cdot \dot{U}_7^{(11)} \right) \cdot \bar{U}_7^{(11)} \right| = |8,029 - j6,304 +$$

$$+ (2,117 + j74,44) \cdot 10^{-6} \cdot (112,379 - j0,774)^2 - ((0,031 - j0,033) \cdot 115 +$$

$$+ (0,038 - j0,039) \cdot (111,738 - j1,082) + (-0,069 + j0,072) \cdot (112,379 - j0,774)) \times$$

$$\times (112,379 + j0,774) = 1,301 \cdot 10^{-5} \text{ МВА.}$$

Отже, як бачимо, на 11 ітерації найбільше значення модулів небалансу потужностей 0,006 менше заданої точності 0,01. Отже, ітераційний розрахунок вважаємо завершеним.

Отримали такі значення напруги в режимі максимальних навантажень:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= 112,032 - j0,559 \text{ кВ}; & |\dot{U}_1| &= 112,033 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_2 &= 111,816 - j1,419 \text{ кВ}; & |\dot{U}_2| &= 111,825 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_3 &= 112,008 - j1,363 \text{ кВ}; & |\dot{U}_3| &= 112,017 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_4 &= 112,133 - j1,323 \text{ кВ}; & |\dot{U}_4| &= 112,141 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_5 &= 111,531 - j0,95 \text{ кВ}; & |\dot{U}_5| &= 111,0535 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_6 &= 111,738 - j1,082 \text{ кВ}; & |\dot{U}_6| &= 111,743 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_7 &= 112,379 - j0,774 \text{ кВ}; & |\dot{U}_7| &= 112,381 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Перевірка рівнів напруги на попадання в діапазон регулювання трансформаторів в табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Результати перевірки рівнів напруги на попадання в діапазон регулювання трансформаторів

Пункт	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\text{max роб}}$, кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ		
1	2	3	4	5
1	101,472	136,643	126	112,033
2	101,171	136,342		111,825
3	101,14	136,312		112,017

Кінець таблиці 1.25

1	2	3	4	5
4	102,357	137,528		112,141
5	102,284	137,455		111,535
6	102,246	137,417		111,743
7	99,181	134,353		112,381

Знайдемо значення струмів на ділянках:

$$\dot{I}_{0-1} = \frac{U_0 - \dot{U}_1}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-1}} = \frac{115 - (112,032 - j0,559)}{\sqrt{3} \cdot (11,816 + j12,397)} = 82,679 - j59,421 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{0-1}| = 101,817 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-2} = \frac{U_0 - \dot{U}_2}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-2}} = \frac{115 - (111,816 - j1,419)}{\sqrt{3} \cdot (7,32 + j12,714)} = 110,918 - j80,721 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{0-2}| = 137,182 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-3} = \frac{U_0 - \dot{U}_3}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-3}} = \frac{115 - (112,008 - j1,363)}{\sqrt{3} \cdot (6,832 + j11,867)} = 112,745 - j80,648 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{0-3}| = 138,62 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-4} = \frac{U_0 - \dot{U}_4}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-4}} = \frac{115 - (112,133 - j1,323)}{\sqrt{3} \cdot (7,808 + j13,562)} = 95,083 - j67,308 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{0-4}| = 116,495 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-5} = \frac{U_0 - \dot{U}_5}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-5}} = \frac{115 - (111,531 - j0,95)}{\sqrt{3} \cdot (15,192 + j15,939)} = 80,792 - j48,652 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{0-5}| = 94,31 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-6} = \frac{U_0 - \dot{U}_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-6}} = \frac{115 - (111,738 - j1,082)}{\sqrt{3} \cdot (7,808 + j13,562)} = 94,629 - j84,39 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{0-6}| = 126,793 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-7} = \frac{U_0 - \dot{U}_7}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-7}} = \frac{115 - (112,379 - j0,774)}{\sqrt{3} \cdot (15,192 + j15,939)} = 62,111 - j35,755 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{0-7}| = 71,667 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{2-3} = \frac{\dot{U}_2 - \dot{U}_3}{\sqrt{3} \cdot Z_{2-3}} = \frac{(111,816 - j1,419) - (112,008 - j1,363)}{\sqrt{3} \cdot (9,284 + j9,74)} = -7,434 - j4,304 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{2-3}| = 8,59 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{3-4} = \frac{\dot{U}_3 - \dot{U}_4}{\sqrt{3} \cdot Z_{3-4}} = \frac{(112,008 - j1,363) - (112,133 - j1,323)}{\sqrt{3} \cdot (5,908 + j6,198)} = -7,747 + j4,243 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{3-4}| = 8,833 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{5-6} = \frac{\dot{U}_5 - \dot{U}_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{5-6}} = \frac{(111,531 - j0,95) - (111,738 - j1,082)}{\sqrt{3} \cdot (9,284 + j9,74)} = -2,049 + j10,315 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{5-6}| = 10,516 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{6-7} = \frac{\dot{U}_6 - \dot{U}_7}{\sqrt{3} \cdot Z_{6-7}} = \frac{(111,738 - j1,082) - (112,379 - j0,774)}{\sqrt{3} \cdot (12,66 + j13,282)} = -20,915 + j7,912 \text{ A}; \quad |\dot{I}_{6-7}| = 22,361 \text{ A}.$$

Перевіримо струми на ділянках мережі. Результати перевірки наведені в табл. 1.26.

Таблиця 1.26 – Перевірка струмів ділянок в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Переріз проводу, мм ²	Значення струму на ділянці, А	Гранично допустимий струм, А
0-1	70	101,817	265
0-2	120	137,182	390
0-3	120	138,62	390
0-4	120	116,495	390
0-5	70	94,31	265
0-6	120	126,793	390
0-7	70	71,667	265
2-3	70	8,59	265
3-4	70	8,833	265
5-6	70	10,516	265
6-7	70	22,361	265

Розрахуємо потоки потужності на початку та в кінці кожної ділянки:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{n0-1} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-1} \cdot \bar{U}_0 = \sqrt{3} \cdot (82,679 - j59,421) \cdot 115 = 16,468 - j11,836 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\kappa 0-1} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-1} \cdot \bar{U}_1 = \sqrt{3} \cdot (82,679 - j59,421) \cdot (112,032 + j0,559) = 16,101 - j11,45 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{n0-2} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-2} \cdot \bar{U}_0 = \sqrt{3} \cdot (110,918 - j80,721) \cdot 115 = 22,09 - j16,078 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\kappa 0-2} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-2} \cdot \bar{U}_2 = \sqrt{3} \cdot (110,918 - j80,721) \cdot (111,816 + j1,419) = 21,68 - j15,361 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{n0-3} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-3} \cdot \bar{U}_0 = \sqrt{3} \cdot (112,745 - j80,648) \cdot 115 = 22,457 - j16,064 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\kappa 0-3} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-3} \cdot \bar{U}_3 = \sqrt{3} \cdot (112,745 - j80,648) \cdot (112,008 + j1,363) = 22,063 - j15,38 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{n0-4} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-4} \cdot \bar{U}_0 = \sqrt{3} \cdot (95,083 - j67,308) \cdot 115 = 18,939 - j13,407 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\kappa 0-4} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-4} \cdot \bar{U}_4 = \sqrt{3} \cdot (95,083 - j67,308) \cdot (112,133 + j1,323) = 18,621 - j12,855 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{n0-5} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-5} \cdot \bar{U}_0 = \sqrt{3} \cdot (80,792 - j48,652) \cdot 115 = 16,093 - j9,6911 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\kappa 0-5} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-5} \cdot \bar{U}_5 = \sqrt{3} \cdot (80,792 - j48,652) \cdot (111,531 + j0,95) = 15,687 - j9,265 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{n0-6} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-6} \cdot \bar{U}_0 = \sqrt{3} \cdot (94,629 - j84,39) \cdot 115 = 18,849 - j16,809 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{\kappa 0-6} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-6} \cdot \bar{U}_6 = \sqrt{3} \cdot (94,629 - j84,39) \cdot (111,738 + j1,082) = 18,472 - j16,155 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{n 0-7} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-7} \cdot \bar{U}_0 = \sqrt{3} \cdot (62,111 - j35,755) \cdot 115 = 12,372 - j7,122 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{\kappa 0-7} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{0-7} \cdot \bar{U}_7 = \sqrt{3} \cdot (62,111 - j35,755) \cdot (112,379 + j0,774) = 12,138 - j6,876 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{n 2-3} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{2-3} \cdot \bar{U}_2 = \sqrt{3} \cdot (-7,434 + j4,304) \cdot (111,816 + j1,419) = -1,45 + j0,815 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{\kappa 2-3} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{2-3} \cdot \bar{U}_3 = \sqrt{3} \cdot (-7,434 + j4,304) \cdot (112,008 + j1,363) = -1,452 + j0,817 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{n 3-4} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{3-4} \cdot \bar{U}_3 = \sqrt{3} \cdot (-7,747 + j4,243) \cdot (112,008 + j1,363) = -1,513 + j0,805 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{\kappa 3-4} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{3-4} \cdot \bar{U}_4 = \sqrt{3} \cdot (-7,747 + j4,243) \cdot (112,133 + j1,323) = -1,514 + j0,806 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{n 5-6} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{5-6} \cdot \bar{U}_5 = \sqrt{3} \cdot (-2,049 + j10,315) \cdot (111,531 + j0,95) = -0,413 + j1,989 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{\kappa 5-6} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{5-6} \cdot \bar{U}_6 = \sqrt{3} \cdot (-2,049 + j10,315) \cdot (111,738 + j1,082) = -0,416 + j1,992 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{n 6-7} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{6-7} \cdot \bar{U}_6 = \sqrt{3} \cdot (-20,915 + j7,912) \cdot (111,738 + j1,082) = -4,063 + j1,492 \text{ МВА}; \\
\dot{S}_{\kappa 6-7} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{6-7} \cdot \bar{U}_7 = \sqrt{3} \cdot (-20,915 + j7,912) \cdot (112,379 + j0,774) = -4,082 + j1,512 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Результуючий потік розподіл та режим напруги в режимі максимальних навантажень зображені на рис. 1.24.

Перевірка першого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
\text{Для першого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-1} - \dot{S}_{np1} - \underline{Y}_1 \cdot \left(|\dot{U}_1| \right)^2 &= (16,101 - j11,45) - \\
&- (16,057 - j11,599) - (3,478 + j11,86) \cdot 10^{-6} \cdot \left(|112,032 - j0,559| \right)^2 = 0 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Для другого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-2} - \dot{S}_{n 2-3} - \dot{S}_{np2} - \underline{Y}_2 \cdot \left(|\dot{U}_2| \right)^2 &= (21,68 - j15,361) - \\
&- (-1,45 + j0,815) - (23,066 - j16,705) - (4,688 + j42,293) \cdot 10^{-6} \times \\
&\times \left(|111,816 - j1,419| \right)^2 = 0,006 - j0 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Для третього пункту: } \dot{S}_{\kappa 2-3} + \dot{S}_{\kappa 0-3} - \dot{S}_{n 3-4} - \dot{S}_{np3} - \underline{Y}_3 \cdot \left(|\dot{U}_3| \right)^2 &= (-1,452 + j0,817) + \\
&+ (22,063 - j15,38) - (-1,513 + j0,805) - (22,059 - j16,091) - (4,688 + j57,626) \cdot 10^{-6} \times \\
&\times \left(|112,008 - j1,363| \right)^2 = 0,006 - j0 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Для четвертого пункту: } \dot{S}_{\kappa 3-4} + \dot{S}_{\kappa 0-4} - \dot{S}_{np4} - \underline{Y}_4 \cdot \left(|\dot{U}_4| \right)^2 &= (-1,514 + j0,806) + \\
&+ (18,621 - j12,855) - (17,063 - j12,513) - (3,478 + j36,954) \cdot 10^{-6} \times \\
&\times \left(|112,133 - j1,323| \right)^2 = 0 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\text{Для п'ятого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-5} - \dot{S}_{n 5-6} - \dot{S}_{np5} - \underline{Y}_5 \cdot \left(|\dot{U}_5| \right)^2 = (15,687 - j9,265) -$$

$$-(-0,413 + j1,989) - (16,055 - j11,882) - (3,478 + j50,493) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (|111,531 - j0,95|)^2 = 0,002 - j0,001 \text{ МВА};$$

$$\text{Для шостого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-6} + \dot{S}_{\kappa 5-6} - \dot{S}_{n 6-7} - \dot{S}_{np 6} - \underline{Y}_6 \cdot (|\dot{U}_6|)^2 = (18,472 - j16,155) + \\ + (-0,416 + j1,992) - (-4,063 + j1,492) - (22,06 - j16,699) - (4,688 + j83,621) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (|111,738 - j1,082|)^2 = 0,001 - j0 \text{ МВА};$$

$$\text{Для сьомого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-7} + \dot{S}_{\kappa 6-7} - \dot{S}_{np 7} - \underline{Y}_7 \cdot (|\dot{U}_7|)^2 = (12,138 - j6,876) + \\ + (-4,082 + j1,512) - (8,029 - j6,304) - (2,117 + j74,406) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (|112,379 - j0,774|)^2 = 0 \text{ МВА}.$$

Перевірка другого закону Кірхгофа:

Для контуру 0-2-3-0:

$$-\dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} = -(110,918 - j80,721) \cdot (7,32 + j12,714) + \\ + (112,745 - j80,648) \cdot (6,832 + j11,867) - (-7,434 + j4,304) \cdot (9,284 + j9,74) = \\ = 0 \text{ кВ};$$

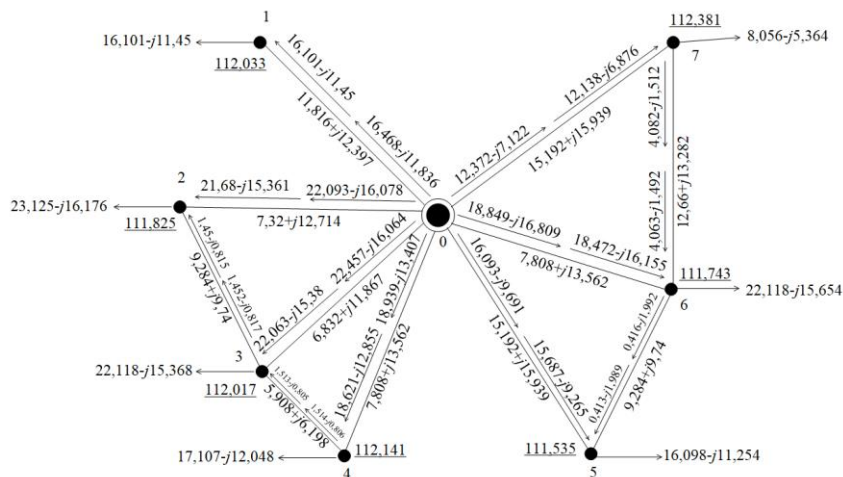


Рисунок 1.24 – Результуючий потікорозподіл та режим напруги в режимі
максимальних навантажень

Для контуру 0-3-4-0:

$$-\dot{I}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{3-4} \cdot \underline{Z}_{3-4} = -(112,745 - j80,648) \cdot (6,832 + j11,867) + \\ + (95,083 - j67,308) \cdot (7,808 + j13,562) - (-7,747 + j4,243) \cdot (5,908 + j6,198) = \\ = 0 \text{ кВ};$$

Для контуру 0-5-6-0:

$$-\dot{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} - \dot{I}_{5-6} \cdot \underline{Z}_{5-6} = -(80,792 - j48,652) \cdot (15,192 + j15,939) + \\ + (94,629 - j84,39) \cdot (7,808 + j13,562) - (-2,049 + j10,315) \cdot (9,284 + j9,74) = \\ = 0 \text{ кВ};$$

Для контуру 0-6-7-0:

$$-\dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{0-7} \cdot \underline{Z}_{0-7} - \dot{I}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} = -(94,629 - j84,39) \cdot (7,808 + j13,562) + \\ + (62,111 - j35,755) \cdot (15,192 + j15,939) - (-20,915 + j7,912) \cdot (12,66 + j13,282) = \\ = 0 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_{n0-1} + \dot{S}_{n0-2} + \dot{S}_{n0-3} + \dot{S}_{n0-4} + \dot{S}_{n0-5} + \dot{S}_{n0-6} + \dot{S}_{n0-7} + \underline{Y}_{\text{БП}} \cdot U_0^2 - (\dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \\ + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np6} + \dot{S}_{np7}) = (16,468 - j11,836) + (22,093 - j16,078) + (22,457 - j16,064) + \\ + (18,939 - j13,407) + (16,093 - j9,691) + (18,849 - j16,809) + (12,372 - j7,122) + \\ + j293,2 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - ((16,057 - j11,599) + (23,066 - j16,705) + (22,059 - j16,091) + \\ + (17,063 - j12,513) + (16,055 - j11,882) + (22,06 - j16,699) + (8,029 - j6,304)) = \\ = 2,882 + j4,662 \text{ МВА}.$$

1.11 Електричний розрахунок режиму роботи мережі у післяаварійному режимі

За розрахунок режиму роботи мережі у післяаварійному режимі приймаємо найтяжчий режим роботи мережі. За такий режим приймаємо відключення найбільш завантаженої ділянки 0-3.

$$\underline{y}_{0-1} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-1}} = \frac{1}{11,816 + j12,397} = 0,04 - j0,042 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-2} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-2}} = \frac{1}{7,32 + j12,714} = 0,034 - j0,059 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-4} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-4}} = \frac{1}{7,808 + j13,562} = 0,032 - j0,055 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-5} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-5}} = \frac{1}{15,192 + j15,939} = 0,031 - j0,033 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-6} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-6}} = \frac{1}{7,808 + j13,562} = 0,032 - j0,055 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-7} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-7}} = \frac{1}{15,192 + j15,939} = 0,031 - j0,033 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{2-3} = \frac{1}{\underline{Z}_{2-3}} = \frac{1}{9,284 + j9,74} = 0,051 - j0,054 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{3-4} = \frac{1}{\underline{Z}_{3-4}} = \frac{1}{5,908 + j6,198} = 0,081 - j0,085 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{5-6} = \frac{1}{\underline{Z}_{5-6}} = \frac{1}{9,284 + j9,74} = 0,051 - j0,054 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{6-7} = \frac{1}{\underline{Z}_{6-7}} = \frac{1}{12,66 + j13,282} = 0,038 - j0,039 \text{ См}.$$

Розрахуємо власні провідності:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{0-1}) = -(-0,04 + j0,042) = -0,04 + j0,042 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{22} = -(\underline{y}_{0-2} + \underline{y}_{2-3}) = -(0,034 - j0,059 + 0,051 - j0,054) = -0,085 + j0,113 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,051 - j0,054 + 0,081 - j0,085) = -0,132 + j0,138 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{44} = -(\underline{y}_{0-4} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,032 - j0,055 + 0,081 - j0,085) = -0,112 + j0,14 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{55} = -(\underline{y}_{0-5} + \underline{y}_{5-6}) = -(0,031 - j0,033 + 0,051 - j0,054) = -0,083 + j0,087 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{66} = -(\underline{y}_{0-6} + \underline{y}_{5-6} + \underline{y}_{6-7}) = -(0,032 - j0,055 + 0,051 - j0,054 + 0,038 - j0,039) = -0,121 + j0,149 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{77} = -(\underline{y}_{0-7} + \underline{y}_{6-7}) = -(0,031 - j0,033 + 0,038 - j0,039) = -0,069 + j0,072 \text{ См}.$$

Вихідна схема мережі має вигляд зображений на рис. 1.25.

Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму проводиться аналогічно розрахунку в режимі максимальних навантажень. Результати розрахунку наведені в табл. 1.27.

Отже, як бачимо, на 15 ітерації найбільше значення модулів небалансу потужностей 0,007 менше заданої точності 0,01. Отже, ітераційний розрахунок вважаємо завершеним.

Перевірка рівнів напруги на попадання в діапазон регулювання трансформаторів в табл. 1.28.

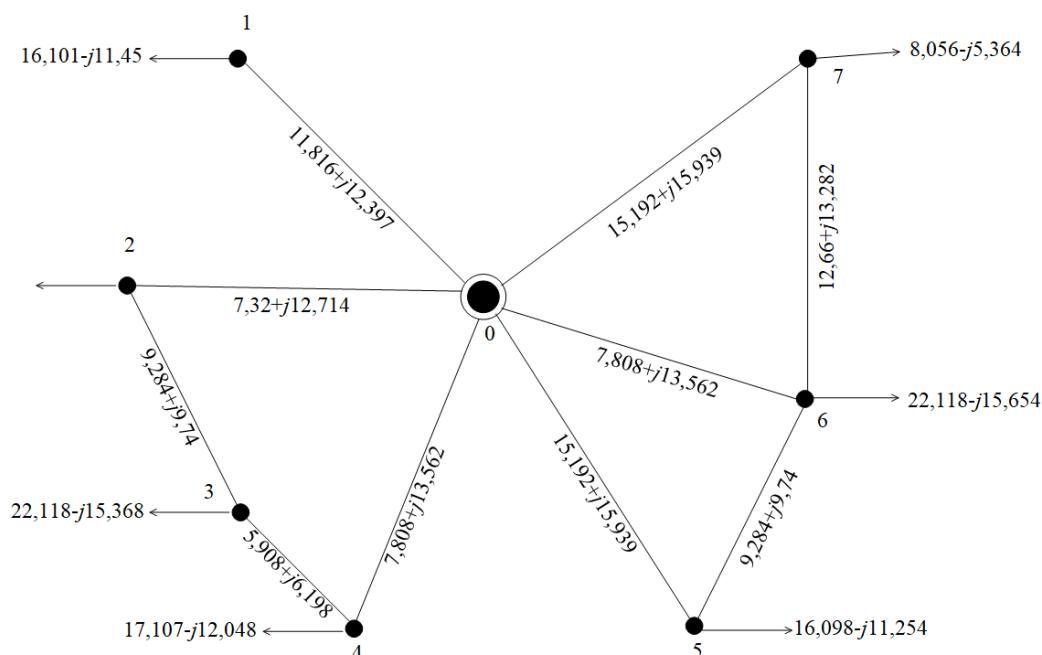


Рисунок 1.25 – Вихідна схема мережі у післяаварійному режимі

Таблиця 1.27 – Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму

№ ітер	$\dot{U}_1^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_2^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_3^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_4^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_5^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_6^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_7^{(i)}$, кВ	$\max \Delta S_i$, МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	111,98 – –j0,584	110,664 – –j0,858	108,987 – –j0,575	110,114 – –j0,995	110,434 – –j0,294	110,584 – –j0,712	111,73 – –j0,579	12,624
2	112,03 – –j0,559	110,176 – –j1,202	108,854 – –j1,312	110,067 – –j1,471	110,802 – –j0,731	110,248 – –j0,985	112,106 – –j0,723	6,097
3	112,032 – –j0,559	110,142 – –j1,592	108,808 – –j1,746	110,06 – –j1,75	111,218 – –j0,895	111,531 – –j1,064	112,264 – –j0,765	3,476
4	112,032 – –j0,559	110,142 – –j1,815	108,802 – –j1,998	110,06 – –j1,911	111,399 – –j0,94	111,651 – –j1,082	112,33 – –j0,774	2,01
5	112,032 – –j0,559	110,153 – –j1,943	108,812 – –j2,144	110,08 – –j2,004	111,476 – –j0,951	111,702 – –j1,085	112,358 – –j0,776	1,161

Кінець таблиці 1.27

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	112,032 – – j0,559	110,166 – – j2,017	108,825 – – j2,227	110,096 – – j2,056	111,508 – – j0,952	111,723 – – j1,084	112,37 – – j0,775	0,671
7	112,032 – – j0,559	110,178 – – j2,058	108,838 – – j2,274	110,107 – – j2,085	111,522 – – j0,952	111,732 – – j1,083	112,375 – – j0,775	0,389
8	112,032 – – j0,559	110,187 – – j2,081	108,848 – – j2,3	110,115 – – j2,101	111,527 – – j0,951	111,736 – – j1,082	112,377 – – j0,774	0,226
9	112,032 – – j0,559	110,194 – – j2,094	108,856 – – j2,315	110,121 – – j2,11	111,53 – – j0,951	111,737 – – j1,082	112,378 – – j0,774	0,133
10	112,032 – – j0,559	110,199 – – j2,101	108,862 – – j2,323	110,125 – – j2,115	111,531 – – j0,95	111,738 – – j1,082	112,378 – – j0,774	0,079
11	112,032 – – j0,559	110,203 – – j2,104	108,865 – – j2,327	110,128 – – j2,117	111,531 – – j0,95	111,738 – – j1,082	112,379 – – j0,774	0,047
12	112,032 – – j0,559	110,205 – – j2,106	108,868 – – j2,329	110,13 – – j2,119	111,531 – – j0,95	111,738 – – j1,082	112,379 – – j0,774	0,029
13	112,032 – – j0,559	110,207 – – j2,107	108,87 – – j2,33	110,131 – – j2,119	111,531 – – j0,95	111,738 – – j1,081	112,379 – – j0,774	0,017
14	112,032 – – j0,559	110,208 – – j2,108	108,871 – – j2,331	110,132 – – j2,119	111,531 – – j0,95	111,738 – – j1,081	112,379 – – j0,774	0,011
15	112,032 – – j0,559	110,208 – – j2,108	108,872 – – j2,331	110,132 – – j2,12	111,531 – – j0,95	111,738 – – j1,081	112,379 – – j0,774	0,007

Таблиця 1.28 – Результати перевірки рівнів напруги на попадання в діапазон регулювання трансформаторів

Пункт	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб }},$ кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min},$ кВ	$U_{\max},$ кВ		
1	2	3	4	5
1	96,83	132,001	126	112,033
2	96,679	131,85		110,228

Кінець таблиці 1.28

1	2	3	4	5
3	96,664	131,835		108,897
4	97,272	132,443		110,153
5	97,235	132,407		111,535
6	97,217	132,388		111,743
7	95,684	130,855		112,381

Струми на ділянках визначаються аналогічно як в розрахунку режиму максимальних навантажень. Струми на ділянках мережі та їх перевірка наведені в табл. 1.29.

Таблиця 1.29 – Перевірка струмів ділянок в післяаварійному режимі

Ділянка	Переріз проводу, мм ²	Значення струму на ділянці, А	Гранично допустимий струм, А
1	2	3	4
0-1	70	101,817	265
0-2	120	206,013	390
0-4	120	195,879	390
0-5	70	94,31	265
0-6	120	126,786	390
0-7	70	71,667	265
2-3	70	58,134	265
3-4	70	86,168	265
5-6	70	10,514	265
6-7	70	22,359	265

Потоки потужності на початку та в кінці ділянки визначаються аналогічно як в режимі максимальних навантажень. Результати розрахунку наведені в табл. 1.30.

Таблиця 1.30 – Потоки потужності на ділянках в післяаварійному режимі

Ділянка	Значення струму на ділянці, А	$\dot{S}_{поч\ i}$, МВА	$\dot{S}_{кін\ i}$, МВА
0-1	101,817	$16,468 - j11,836$	$16,01 - j11,45$
0-2	206,013	$33,06 - j24,308$	$32,128 - j22,689$
0-4	195,879	$31,347 - j23,23$	$30,448 - j21,669$
0-5	94,31	$16,091 - j9,69$	$15,686 - j9,265$
0-6	126,786	$18,848 - j16,809$	$18,471 - j16,155$
0-7	71,667	$12,371 - j7,122$	$12,137 - j6,876$
2-3	58,134	$9,002 - j6,493$	$8,908 - j6,394$
3-4	86,168	$-13,211 + j9,467$	$-13,343 + j9,605$
5-6	10,514	$-0,412 + j1,989$	$-0,415 + j1,992$
6-7	22,359	$-4,062 + j1,492$	$-4,081 + j1,512$

Результуючий потікорозподіл та режим напруги в післяаварійному режимі зображені на рис. 1.26.

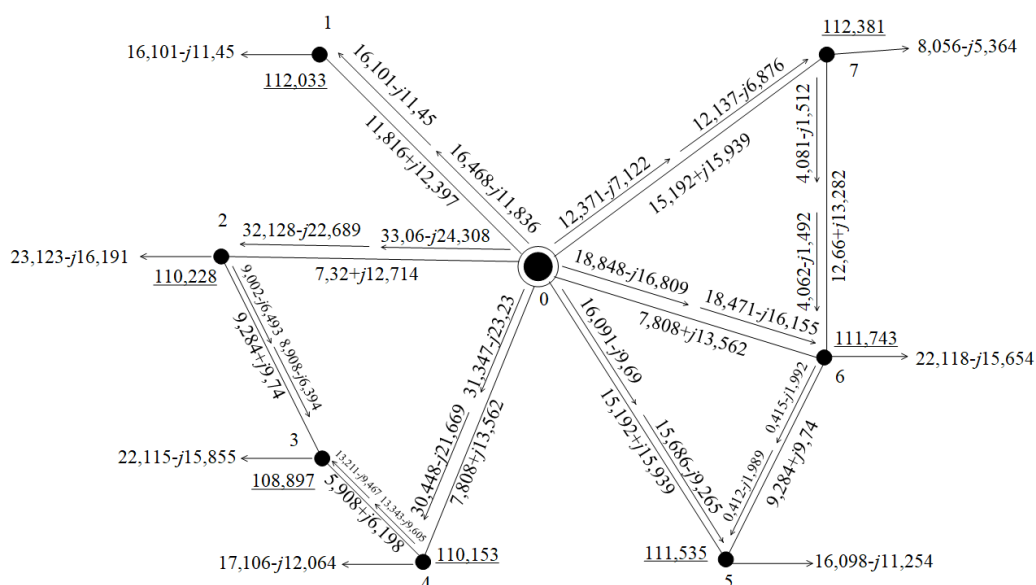


Рисунок 1.26 – Результуючий потікорозподіл та режим напруги у післяаварійному режимі

Перевірка першого закону Кірхгофа:

$$\text{Для першого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-1} - \dot{S}_{np1} - \underline{Y}_1 \cdot \left(|\dot{U}_1| \right)^2 = (16,101 - j11,45) - \\ - (16,057 - j11,599) - (3,478 + j11,86) \cdot 10^{-6} \cdot \left(|112,032 - j0,559| \right)^2 = 0 \text{ МВА};$$

$$\text{Для другого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-2} - \dot{S}_{n2-3} - \dot{S}_{np2} - \underline{Y}_2 \cdot \left(|\dot{U}_2| \right)^2 = (32,128 - j22,689) - \\ - (9,002 - j6,493) - (23,066 - j16,705) - (4,688 + j42,293) \cdot 10^{-6} \times \\ \times \left(|110,208 - j2,108| \right)^2 = 0,003 - j0,006 \text{ МВА};$$

$$\text{Для третього пункту: } \dot{S}_{\kappa 2-3} - \dot{S}_{n3-4} - \dot{S}_{np3} - \underline{Y}_3 \cdot \left(|\dot{U}_3| \right)^2 = (8,908 - j6,394) - \\ - (-13,211 + j9,4) - (22,059 - j16,091) - (4,688 + j19,894) \cdot 10^{-6} \times \\ \times \left(|108,872 - j2,331| \right)^2 = 0,004 - j0,006 \text{ МВА};$$

$$\text{Для четвертого пункту: } \dot{S}_{\kappa 3-4} + \dot{S}_{\kappa 0-4} - \dot{S}_{np4} - \underline{Y}_4 \cdot \left(|\dot{U}_4| \right)^2 = (-13,343 + j9,605) + \\ + (30,448 - j21,669) - (17,063 - j12,513) - (3,478 + j36,954) \cdot 10^{-6} \times \\ \times \left(|110,132 - j2,12| \right)^2 = 0 \text{ МВА};$$

$$\text{Для п'ятого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-5} - \dot{S}_{n5-6} - \dot{S}_{np5} - \underline{Y}_5 \cdot \left(|\dot{U}_5| \right)^2 = (15,686 - j9,265) - \\ - (-0,412 + j1,989) - (16,055 - j11,882) - (3,478 + j50,493) \cdot 10^{-6} \times \\ \times \left(|111,531 - j0,95| \right)^2 = 0 \text{ МВА};$$

$$\text{Для шостого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-6} + \dot{S}_{\kappa 5-6} - \dot{S}_{n6-7} - \dot{S}_{np6} - \underline{Y}_6 \cdot \left(|\dot{U}_6| \right)^2 = (18,471 - j16,155) + \\ + (-0,415 + j1,992) - (-4,062 + j1,492) - (22,06 - j16,699) - (4,688 + j83,621) \cdot 10^{-6} \times \\ \times \left(|111,738 - j1,081| \right)^2 = 0 \text{ МВА};$$

$$\text{Для сьомого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-7} + \dot{S}_{\kappa 6-7} - \dot{S}_{np7} - \underline{Y}_7 \cdot \left(|\dot{U}_7| \right)^2 = (12,137 - j6,876) + \\ + (-4,081 + j1,512) - (8,029 - j6,304) - (2,117 + j74,406) \cdot 10^{-6} \times \\ \times \left(|112,379 - j0,774| \right)^2 = 0 \text{ МВА}.$$

Перевірка другого закону Кірхгофа:

Для контуру 0-2-3-4-0:

$$-\dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{3-4} \cdot \underline{Z}_{3-4} = -(165,977 - j122,036) \cdot (7,32 + j12,714) + \\ + (157,376 - j116,625) \cdot (7,808 + j13,562) - (46,491 - j34,902) \cdot (9,284 + j9,74) - \\ - (-68,952 - j51,677) \cdot (5,908 + j6,198) = 0 \text{ кВ};$$

Для контуру 0-5-6-0:

$$-\dot{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} - \dot{I}_{5-6} \cdot \underline{Z}_{5-6} = -(80,785 - j48,649) \cdot (15,192 + j15,939) + \\ + (94,624 - j84,387) \cdot (7,808 + j13,562) - (-2,045 + j10,313) \cdot (9,284 + j9,74) = \\ = 0 \text{ кВ};$$

Для контуру 0-6-7-0:

$$-\dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{0-7} \cdot \underline{Z}_{0-7} - \dot{I}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} = -(94,624 - j84,387) \cdot (7,808 + j13,562) + \\ + (62,109 - j35,754) \cdot (15,192 + j15,939) - (-20,912 + j7,911) \cdot (12,66 + j13,282) = \\ = 0 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_{n0-1} + \dot{S}_{n0-2} + \dot{S}_{n0-4} + \dot{S}_{n0-5} + \dot{S}_{n0-6} + \dot{S}_{n0-7} + \underline{Y}_{БП} \cdot U_0^2 - (\dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \\ + \dot{S}_{np6} + \dot{S}_{np7}) = (16,468 - j11,836) + (33,06 - j24,308) + (31,347 - j23,23) + \\ + (16,013 - j9,69) + (18,848 - j16,809) + (12,371 - j7,122) + j255,4 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - \\ - ((16,057 - j11,599) + (23,066 - j16,705) + (22,059 - j16,091) + (17,063 - j12,513) \\ + (16,055 - j11,882) + (22,06 - j16,699) + (8,029 - j6,304)) = 3,796 + j2,176 \text{ МВА}.$$

1.12 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях

Для розрахунку режиму роботи в режимі мінімальних навантаженнях використаємо коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = 65 \%$.

Необхідно здійснити перерахунок активних потужностей пунктів. Перерахуємо активні потужності 1 пункту:

$$P_{1сн}^{\min} = P_{1сн} \cdot \alpha = 12 \cdot 0,65 = 7,8 \text{ МВт};$$

$$P_{1нн}^{\min} = P_{1нн} \cdot \alpha = 4 \cdot 0,65 = 2,6 \text{ МВт}.$$

Аналогічно перераховуються активні потужності інших пунктів. Аналогічно до попередніх розрахунків, розраховуємо реактивні та повні потужності пунктів. Результати розрахунків наведені в табл. 1.31.

Аналогічно до розрахунків наведених в цьому розділі вище перерахуємо коефіцієнти завантаження обмоток трансформаторів та приведені навантаження пунктів. Результати розрахунків наведені в табл. 1.32 та 1.33.

Таблиця 1.31 – Результати розрахунку активних, реактивних та повних потужностей пунктів в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	P_{CH}^{min} , МВт	P_{HH}^{min} , МВт	Q_{CH}^{min} , МВАр	Q_{HH}^{min} , МВАр	$\dot{S}^{min}$, МВА
1	7,8	2,6	-4,834	-1,882	$10,4 - j6,716$
2	10,4	4,55	-6,445	-3,294	$14,95 - j9,739$
3	9,1	5,2	-5,64	-3,765	$14,3 - j9,404$
4	7,8	3,25	-4,834	-2,353	$11,05 - j7,187$
5	6,5	3,9	-4,028	-2,824	$10,4 - j6,852$
6	6,5	7,8	-4,028	-5,647	$14,3 - j9,675$
7	0	5,2	0	-3,765	$5,2 - j3,765$

Таблиця 1.32 – Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів в режимі мінімальних навантажень

Пункт	Потік потужності i -ою обмоткою						Коефіцієнт завантаження		
	P_i^{min} , МВт			Q_i^{min} , МВАр			обмотки β_i^{min}		
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	10,4	7,8	2,6	-6,716	-4,834	-1,882	0,387	0,287	0,1
2	14,95	10,4	4,55	-9,739	-6,445	-3,294	0,357	0,245	0,112
3	14,3	9,1	5,2	-9,404	-5,64	-3,765	0,342	0,214	0,128
4	11,05	7,8	3,25	-7,187	-4,834	-2,353	0,412	0,287	0,125
5	10,4	6,5	3,9	-6,852	-4,028	-2,824	0,389	0,239	0,15
6	14,3	6,5	7,8	-9,675	-4,028	-5,647	0,345	0,153	0,193
7	5,2	-	5,2	-3,765	-	-3,765	0,321	-	0,321

Виконаємо розрахунок основного потокорозподілу потужностей у схемі електричної мережі. Значення взаємних та власних провідностей беремо з розрахунку режиму максимальних навантажень.

Таблиця 1.33 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми в режимі мінімальних навантажень

Пункт	Задана потужність, $\dot{S}^{\min}$, МВА	Втрати потужності в опорах блоку трансформаторів		Приведена потужність пункту, $\dot{S}_{np}^{\min}$, МВА
		$\Delta P_{TZ}^{\min}$, кВт	$\Delta Q_{TZ}^{\min}$, кВАр	
1	2	3	4	5
1	10,4 – j6,716	24,197	-535,014	10,424 – j7,251
2	14,95 – j9,739	27,979	-727,072	14,978 – j10,467
3	14,3 – j9,404	25,131	-685,444	14,325 – j10,09
4	11,05 – j7,187	26,764	-615,151	11,077 – j7,802
5	10,4 – j6,852	23,122	-566,345	10,423 – j7,418
6	14,3 – j9,675	25,161	-766,109	14,325 – j10,442
7	5,2 – j3,765	12,364	-216,369	5,212 – j3,981

Вихідна схема мережі має вигляд зображений на рис. 1.27.

Ітераційний процес аналогічний до розрахунків режиму максимальних навантажень. Ітераційний розрахунок в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 1.34.

Отже, як бачимо, на 11 ітерації найбільше значення модулів небалансу потужностей 0,007 менше заданої точності 0,01. Отже, ітераційний розрахунок вважаємо завершеним.

Перевірка рівнів напруги на попадання в діапазон регулювання трансформаторів в табл. 1.35.

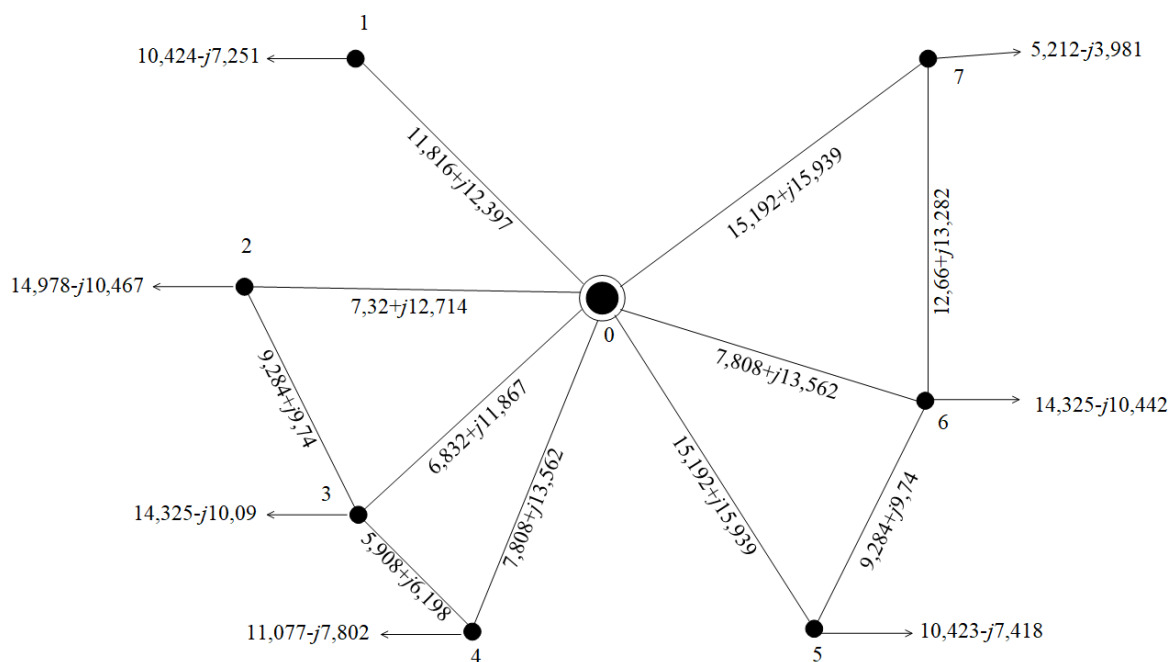


Рисунок 1.27 – Вихідна схема мережі в режимі мінімальних навантажень

Таблиця 1.34 – Ітераційний розрахунок в режимі мінімальних навантажень

№ ітер .	$\dot{U}_1^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_2^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_3^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_4^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_5^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_6^{(i)}$, кВ	$\dot{U}_7^{(i)}$, кВ	$\max \Delta S_i$, МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	113,075 – –j0,416	111,298 – –j0,685	111,18 – –j0,583	111,913 – –j0,793	110,974 – –j0,219	111,253 – –j0,568	112,424 – –j0,461	26,979
2	113,126 – –j0,399	111,959 – –j0,908	112,249 – –j0,924	112,634 – –j0,948	111,76 – –j0,568	112,274 – –j0,75	112,995 – –j0,558	9,804
3	113,127 – –j0,399	112,544 – –j1,018	112,745 – –j0,99	112,964 – –j0,961	112,4 – –j0,677	112,696 – –j0,784	113,228 – –j0,576	4,415
4	113,127 – –j0,399	112,812 – –j1,019	112,971 – –j0,98	113,111 – –j0,943	112,667 – –j0,696	112,87 – –j0,782	113,324 – –j0,575	1,994
5	113,127 – –j0,399	112,932 – –j1	113,07 – –j0,96	113,175 – –j0,924	112,778 – –j0,695	112,941 – –j0,775	113,363 – –j0,571	0,899
6	113,127 – –j0,399	112,984 – –j0,984	113,113 – –j0,944	113,203 – –j0,911	112,823 – –j0,691	112,97 – –j0,77	113,379 – –j0,568	0,403
7	113,127 – –j0,399	113,006 – –j0,973	113,131 – –j0,934	113,214 – –j0,904	112,841 – –j0,688	112,982 – –j0,767	113,386 – –j0,567	0,18

Кінець таблиці 1.34

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	113,127 – –j0,399	113,015 – –j0,967	113,138 – –j0,929	113,218 – –j0,9	112,848 – –j0,686	112,986 – –j0,766	113,389 – –j0,566	0,08
9	113,127 – –j0,399	113,018 – –j0,963	113,141 – –j0,926	113,22 – –j0,898	112,851 – –j0,685	112,988 – –j0,765	113,39 – –j0,565	0,035
10	113,127 – –j0,399	113,02 – –j0,962	113,142 – –j0,924	113,221 – –j0,897	112,853 – –j0,684	112,989 – –j0,765	113,39 – –j0,565	0,015
11	113,127 – –j0,399	113,02 – –j0,961	113,143 – –j0,924	113,221 – –j0,896	112,853 – –j0,684	112,989 – –j0,765	113,39 – –j0,565	0,007

Струми на ділянках визначаються аналогічно як в розрахунку режиму максимальних навантажень. Струми на ділянках мережі та їх перевірка наведені в табл. 1.36.

Потоки потужності на початку та в кінці ділянки визначаються аналогічно як в режимі максимальних навантажень. Результати розрахунку наведені в табл. 1.37.

Таблиця 1.35 – Результати перевірки рівнів напруги на попадання в діапазон регулювання трансформаторів

Пункт	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб }},$ кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min},$ кВ	$U_{\max},$ кВ		
1	2	3	4	5
1	101,472	136,643	126	112,128
2	101,171	136,342		113,024
3	101,14	136,312		113,146
4	102,357	137,528		113,225
5	102,284	137,455		112,855
6	102,246	137,417		112,992

Кінець таблиці 1.35

1	2	3	4	5
7	99,181	134,353		113,392

Таблиця 1.36 – Перевірка струмів ділянок в режимі мінімальних навантажень

Ділянка	Переріз проводу, мм ²	Значення струму на ділянці, А	Гранично допустимий струм, А
0-1	70	64,555	265
0-2	120	86,6	390
0-3	120	87,467	390
0-4	120	73,49	390
0-5	70	59,082	265
0-6	120	79,367	390
0-7	70	44,736	265
2-3	70	5,483	265
3-4	70	5,61	265
5-6	70	6,791	265
6-7	70	14,09	265

Таблиця 1.37 – Потоки потужності на ділянках в режимі мінімальних навантажень

Ділянка	Значення струму на ділянці, А	$\dot{S}_{поч\ i}$, МВА	$\dot{S}_{кін\ i}$, МВА
1	2	3	4
0-1	64,555	10,616 – j7,255	10,469 – j7,1
0-2	86,6	14,27 – j9,691	14,105 – j9,405
0-3	87,467	14,506 – j9,649	14,349 – j9,377
0-4	73,49	12,231 – j8,043	12,104 – j7,823
0-5	59,082	12,243 – j10,002	10,163 – j5,485

Кінець таблиці 1.37

1	2	3	4
0-6	79,367	$12,243 - j10,002$	$12,095 - j9,746$
0-7	44,736	$7,937 - j4,05$	$7,846 - j3,954$
2-3	5,483	$-0,939 + j0,52$	$-0,94 + j0,521$
3-4	5,61	$-0,982 + j0,494$	$-0,983 + j0,495$
5-6	6,791	$-0,307 + j1,291$	$-0,308 + j1,293$
6-7	14,09	$-2,599 + j0,922$	$-2,607 + j0,93$

Результуючий поточкорозподіл та режим напруги в режимі мінімальних навантажень зображені на рис. 1.28.

Перевірка першого закону Кірхгофа:

$$\text{Для першого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-1} - \dot{S}_{np1} - \underline{Y}_1 \cdot \left(|\dot{U}_1| \right)^2 = (10,469 - j7,1) - \\ - (10,424 - j7,251) - (3,478 + j11,86) \cdot 10^{-6} \cdot (|113,127 - j0,399|)^2 = 0 \text{ МВА};$$

$$\text{Для другого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-2} - \dot{S}_{n2-3} - \dot{S}_{np2} - \underline{Y}_2 \cdot \left(|\dot{U}_2| \right)^2 = (14,105 - j9,405) - \\ - (-0,939 + j0,52) - (14,978 - j10,467) - (4,688 + j42,293) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (|113,02 - j0,9|)^2 = 0,006 - j0,001 \text{ МВА};$$

$$\text{Для третього пункту: } \dot{S}_{\kappa 2-3} + \dot{S}_{\kappa 0-3} - \dot{S}_{n3-4} - \dot{S}_{np3} - \underline{Y}_3 \cdot \left(|\dot{U}_3| \right)^2 = (-0,94 + j0,521) + \\ + (14,349 - j9,377) - (-0,982 + j0,49) - (14,325 - j10,09) - (4,688 + j57,626) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (|113,143 - j0,924|)^2 = 0,006 - j0,002 \text{ МВА};$$

$$\text{Для четвертого пункту: } \dot{S}_{\kappa 3-4} + \dot{S}_{\kappa 0-4} - \dot{S}_{np4} - \underline{Y}_4 \cdot \left(|\dot{U}_4| \right)^2 = (-0,983 + j0,495) + \\ + (12,104 - j7,823) - (11,077 - j7,802) - (3,478 + j36,954) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (|113,221 - j0,896|)^2 = 0 \text{ МВА};$$

$$\text{Для п'ятого пункту: } \dot{S}_{\kappa 0-5} - \dot{S}_{n5-6} - \dot{S}_{np5} - \underline{Y}_5 \cdot \left(|\dot{U}_5| \right)^2 = (10,163 - j5,485) - \\ - (-0,307 + j1,291) - (10,423 - j7,418) - (3,478 + j50,493) \cdot 10^{-6} \times$$

$$\times (|112,853 - j0,684|)^2 = 0,003 - j0,001 \text{ МВА};$$

Для шостого пункту: $\dot{S}_{\kappa 0-6} + \dot{S}_{\kappa 5-6} - \dot{S}_{n6-7} - \dot{S}_{np6} - \underline{Y}_6 \cdot (|\dot{U}_6|)^2 = (12,095 - j9,746) +$
 $+ (-0,308 + j1,293) - (-2,599 + j0,922) - (14,325 - j10,442) - (4,688 + j83,621) \cdot 10^{-6} \times$
 $\times (|112,989 - j0,765|)^2 = 0,001 - j0 \text{ МВА};$

Для сьомого пункту: $\dot{S}_{\kappa 0-7} + \dot{S}_{\kappa 6-7} - \dot{S}_{np7} - \underline{Y}_7 \cdot (|\dot{U}_7|)^2 = (7,846 - j3,954) +$
 $+ (-2,607 + j0,93) - (5,212 - j3,981) - (2,117 + j74,406) \cdot 10^{-6} \times$
 $\times (|113,39 - j0,565|)^2 = 0 \text{ МВА}.$

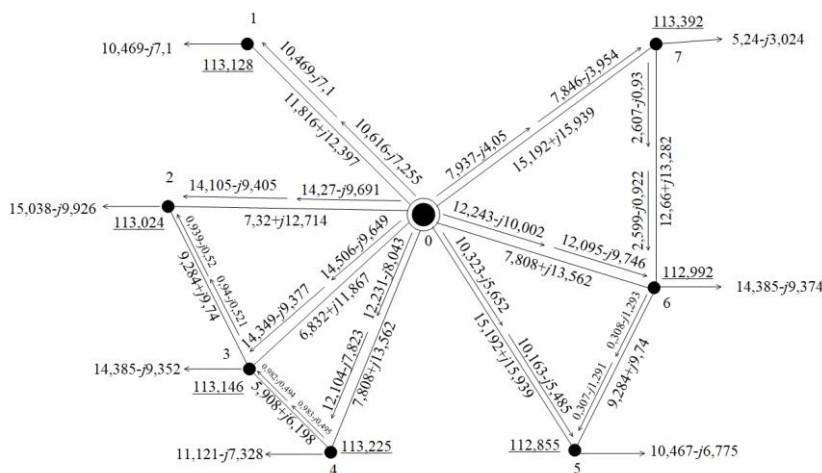


Рисунок 1.28 – Результуючий потіокорозподіл та режим напруги у режимі мінімальних навантажень

Перевірка другого закону Кірхгофа:

Для контуру 0-2-3-0:

$$-\dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} = -(71,641 - j48,653) \cdot (7,32 + j12,714) +$$

$$+ (72,827 - j48,443) \cdot (6,832 + j11,867) - (-4,774 + j2,696) \cdot (9,284 + j9,74) =$$

$$= 0 \text{ кВ};$$

Для контуру 0-3-4-0:

$$-\dot{I}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{3-4} \cdot \underline{Z}_{3-4} = -(71,641 - j48,653) \cdot (6,832 + j11,867) +$$

$$+ (61,403 - j40,379) \cdot (7,808 + j13,562) - (-4,991 + j2,562) \cdot (5,908 + j6,198) =$$

$$= 0 \text{ кВ};$$

Для контуру 0-5-6-0:

$$-\dot{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} - \dot{I}_{5-6} \cdot \underline{Z}_{5-6} = -(51,823 - j28,373) \cdot (15,192 + j15,939) + \\ + (61,464 - j50,214) \cdot (7,808 + j13,562) - (-1,529 + j6,616) \cdot (9,284 + j9,74) = \\ = 0 \text{ кВ};$$

Для контуру 0-6-7-0:

$$-\dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{0-7} \cdot \underline{Z}_{0-7} - \dot{I}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} = -(61,464 - j50,214) \cdot (7,808 + j13,562) + \\ + (39,849 - j20,331) \cdot (15,192 + j15,939) - (-13,248 + j4,799) \cdot (12,66 + j13,282) = \\ = 0 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_{n0-1} + \dot{S}_{n0-2} + \dot{S}_{n0-3} + \dot{S}_{n0-4} + \dot{S}_{n0-5} + \dot{S}_{n0-6} + \dot{S}_{n0-7} + \underline{Y}_{\text{БП}} \cdot U_0^2 - (\dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \\ + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np6} + \dot{S}_{np7}) = (10,616 - j7,255) + (14,27 - j9,691) + (14,506 - j9,649) + \\ + (12,231 - j8,043) + (10,323 - j5,652) + (12,243 - j10,002) + (7,937 - j4,05) + \\ + j293,2 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - ((10,424 - j7,251) + (14,978 - j10,467) + (14,325 - j10,09) + \\ + (11,077 - j7,802) + (10,423 - j7,418) + (14,325 - j10,442) + (5,212 - j3,981)) = \\ = 1,361 + j6,987 \text{ МВА}.$$

Висновки до розділу

У розділі була спроектована електрична мережа напругою 110 кВ, що складається з семи пунктів навантаження та одного пункту генерації. За допомогою методу упорядкованого виключення гілок була обрана оптимальна конфігурація електричної мережі, яка для забезпечення безперебійності постачання була перетворена у чотириконтурну замкнену мережу. Була побудована та апроксимована функція оптимальних витрат за допомогою якої були визначені перерізи проводів ділянок мережі.

У цьому розділі визначено тип, кількість та потужність трансформаторів встановлених у пунктах мережі: ТДТН-25000/110 – у пункті №2, 3, 6; ТДТН-16000/110 – у пункті №1, 4, 5; ТДН-10000/110 – у пункті №7. Визначено перерізи проводів ділянок мережі, розраховано параметри схеми заміщення мережі,

розраховано параметри електричної мережі у трьох режимах: максимальних навантажень, післяаварійному та в режимі мінімальних навантажень. Встановлено, що в досліджених режимах роботи електричної мережі рівні напруги на шинах ПС та струмові навантаження ділянок мережі перебувають у допустимих межах.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ

2.1 Загальні дані

Проектована підстанція 110/35/10 кВ розташована у вузлі 3. До вузла 3 підходять три ПЛ: 0-3, 2-3 та 3-4 з проводами марки АС-120/19 та АС-70/11 відповідно з довжинами 28, 22 та 14 км.

Проектована підстанція є прохідною двотрансформаторною на якій встановлено паралельно працюючі трансформатори типу ТДТН-25000/110.

Закритий розподільний пристрій 10 кВ (ЗРП-10 кВ) виконано за схемою з однією системою секційних збірних шин (схема 10-1). Відкритий розподільний пристрій 35 кВ (ВРП-35 кВ) також виконано за схемою з однією системою секційних збірних шин (схема 35-5). У пристроях даного виду кожне приєднання містить вимикач та роз'єднувач. Вимикачі призначені для неавтоматичного чи автоматичного відключення і включення приєднання і розташовуються на візках. [6]

Недоліками схеми є:

- а) відключення всієї секції на час ремонту збірних шин;
- б) при ремонті вимикачів приєднань необхідно відключати відповідне приєднання;
- в) при короткому замиканні в зоні збірних шин повністю відключається дана секція.

2.2 Розрахунок схем заміщення

Схема заміщення мережі для подальшого розрахунку показана на рис. 2.1. Довжини ділянок наведені в табл. 2.1.

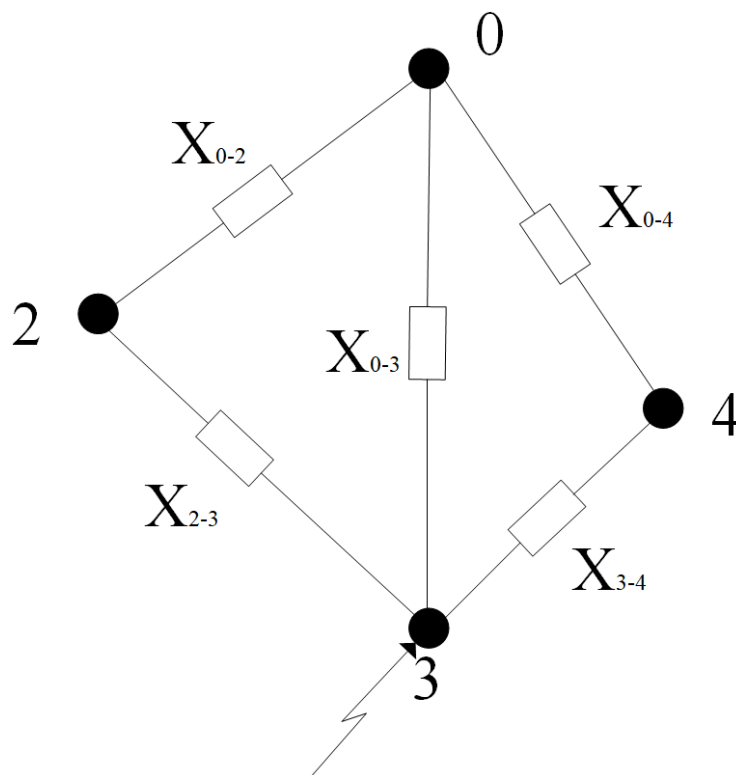


Рисунок 2.1 – Схема заміщення прямої послідовності

Задаємося базисними умовами:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, U_B = 115 \text{ кВ}.$$

$$\text{Тоді, } I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Опір системи приймаємо рівним нулю.

Таблиця 2.1 – Довжини ділянок схеми

Ділянка	0-2	0-3	0-4	2-3	3-4
Довжина, км	30	28	32	22	14

Опір ліній в відносних одиницях визначається по формулі.

$$x_i^* = x_i \frac{S_B}{U_B^2}.$$

Результати розрахунків наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення опорів прямої послідовності для ділянок схеми

Ділянка	0-2	0-3	0-4	2-3	3-4
x_{i-1} , в.о.	0,907	0,847	0,968	0,665	0,423

Спростуємо схему заміщення.

Крок 1:

$$X_1 = X_{0-2} + X_{2-3} = 0,907 + 0,665 = 1,573 \text{ в.о.};$$

$$X_2 = X_{0-4} + X_{3-4} = 0,968 + 0,423 = 1,391 \text{ в.о.}$$

Результати першого кроку спрощення наведені на рис. 2.2.

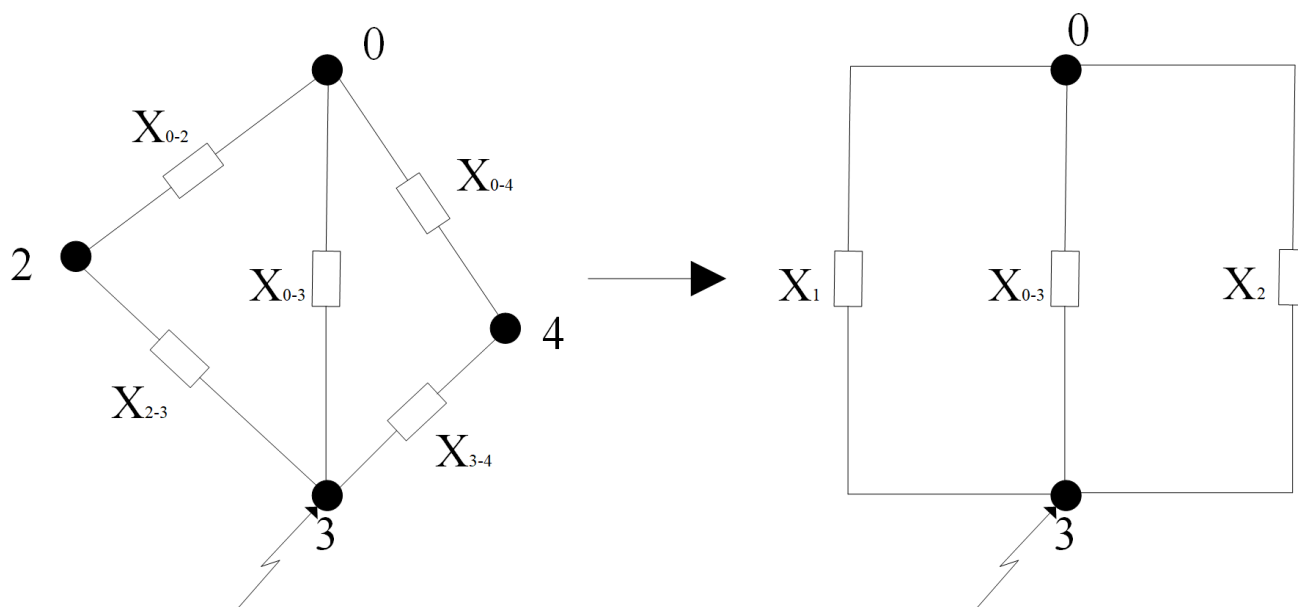


Рисунок 2.2 – Крок 1 заміщення схеми

Крок 2:

$$x_3 = \frac{x_1 \cdot x_{0-3} \cdot x_2}{x_{0-3} \cdot x_1 + x_1 \cdot x_2 + x_{0-3} \cdot x_2} = \frac{1,573 \cdot 0,847 \cdot 1,391}{0,847 \cdot 1,573 + 1,573 \cdot 1,391 + 1,391 \cdot 0,847} = 0,394 \text{ в.о.}$$

Результати першого кроку спрощення наведені на рис. 2.3.

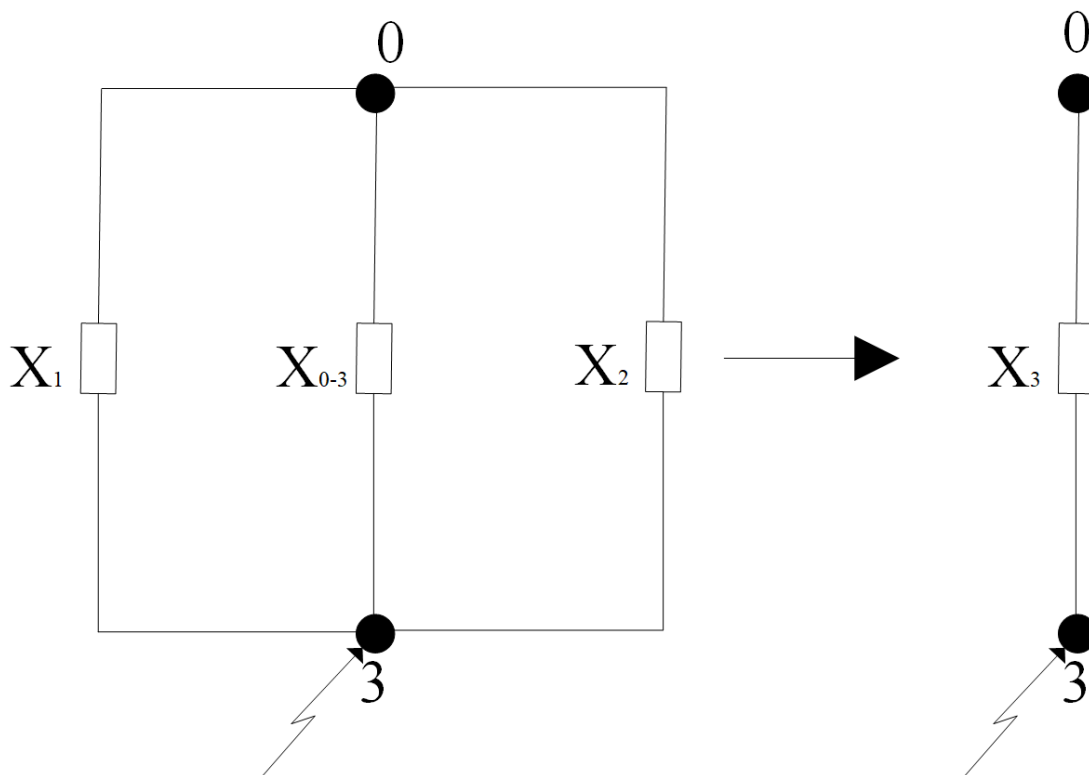


Рисунок 2.3 – Крок 2 заміщення схеми

$$x_e = x_3 = 0,394 \text{ в.о.}$$

Розрахунок схеми нульової послідовності.

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рис. 2.4.

Розрахунок приведених значень опорів нульовій послідовності для трансформаторів.

$$x_{T1} = \frac{U_{KB-H} \% \cdot S_B}{100 \cdot 2 \cdot S_H} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 2 \cdot 16} = 5,313 \text{ в.о.}$$

Для решти пунктів аналогічно, результат в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Індуктивні реактивні опори трансформаторів

№ п/п	Тип трансформатора	X_{Ti} , в.о.
1	2	3
1	ТДТН-16000/110	5,313
2	ТДТН-25000/110	3,5
3	ТДТН-25000/110	3,5

Кінець таблиці 2.3

1	2	3
4	ТДТН-16000/110	5,313
5	ТДТН-16000/110	5,313
6	ТДТН-25000/110	3,5
7	ТДН-10000/110	5,25

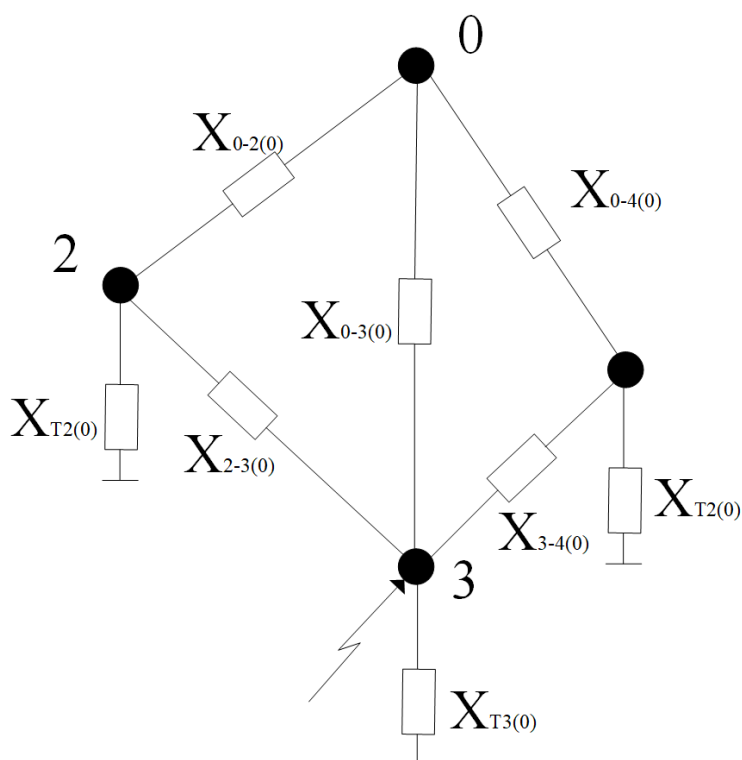


Рисунок 2.4 – Схема заміщення нульової послідовності

Для одноланцюгових ВЛ з трасами $x_0^* = 2x_1^*$, результат в табл. 2.4. [7]

Таблиця 2.4 – Приведені опори ПЛ для нульової послідовності

Ділянка	0-2	0-3	0-4	2-3	3-4
x_{i_0} , В.О.	1,815	1,694	1,936	1,331	0,847

Крок 1, результат на рис. 2.5:

$$X_{1(0)} = X_{T2(0)} + X_{2-3(0)} + \frac{X_{T2(0)} \cdot X_{2-3(0)}}{X_{0-2(0)}} = 3,5 + 1,331 + \frac{3,5 \cdot 1,331}{1,815} = 7,397 \text{ в.о.};$$

$$X_{2(0)} = X_{T2(0)} + X_{0-2(0)} + \frac{X_{T2(0)} \cdot X_{0-2(0)}}{X_{2-3(0)}} = 3,5 + 1,815 + \frac{3,5 \cdot 1,815}{1,331} = 10,087 \text{ в.о.};$$

$$X_{3(0)} = X_{0-2(0)} + X_{2-3(0)} + \frac{X_{0-2(0)} \cdot X_{2-3(0)}}{X_{T2(0)}} = 1,815 + 1,331 + \frac{1,815 \cdot 1,331}{3,5} = 3,836 \text{ в.о.};$$

$$X_{4(0)} = X_{T4(0)} + X_{3-4(0)} + \frac{X_{T4(0)} \cdot X_{3-4(0)}}{X_{0-4(0)}} = 5,313 + 0,847 + \frac{5,313 \cdot 0,847}{1,936} = 8,484 \text{ в.о.};$$

$$X_{5(0)} = X_{T4(0)} + X_{0-4(0)} + \frac{X_{T4(0)} \cdot X_{0-4(0)}}{X_{3-4(0)}} = 5,313 + 1,936 + \frac{5,313 \cdot 1,936}{0,847} = 19,391 \text{ в.о.};$$

$$X_{6(0)} = X_{0-4(0)} + X_{3-4(0)} + \frac{X_{0-4(0)} \cdot X_{3-4(0)}}{X_{T4(0)}} = 1,936 + 0,847 + \frac{1,936 \cdot 0,847}{5,313} = 3,091 \text{ в.о.}$$

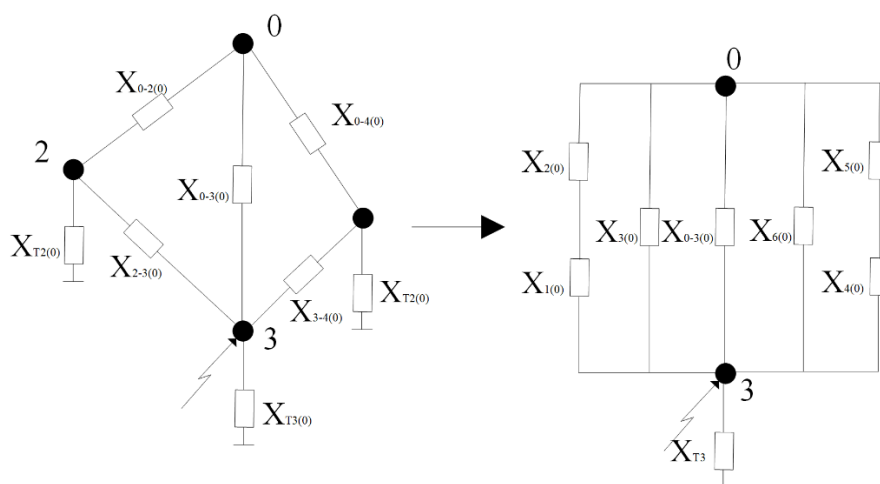


Рисунок 2.5 – Схема заміщення нульової послідовності після першого кроку еквівалентування

Крок 2, результат на рис. 2.6:

$$X_{7(0)} = \frac{(X_{1(0)} + X_{2(0)}) \cdot X_{3(0)}}{X_{1(0)} + X_{2(0)} + X_{3(0)}} = \frac{(7,397 + 10,087) \cdot 3,836}{7,397 + 10,087 + 3,836} = 3,146 \text{ в.о.};$$

$$X_{8(0)} = \frac{(X_{4(0)} + X_{5(0)}) \cdot X_{6(0)}}{X_{4(0)} + X_{5(0)} + X_{6(0)}} = \frac{(8,484 + 19,391) \cdot 3,091}{8,484 + 19,391 + 3,091} = 2,783 \text{ в.о.}$$

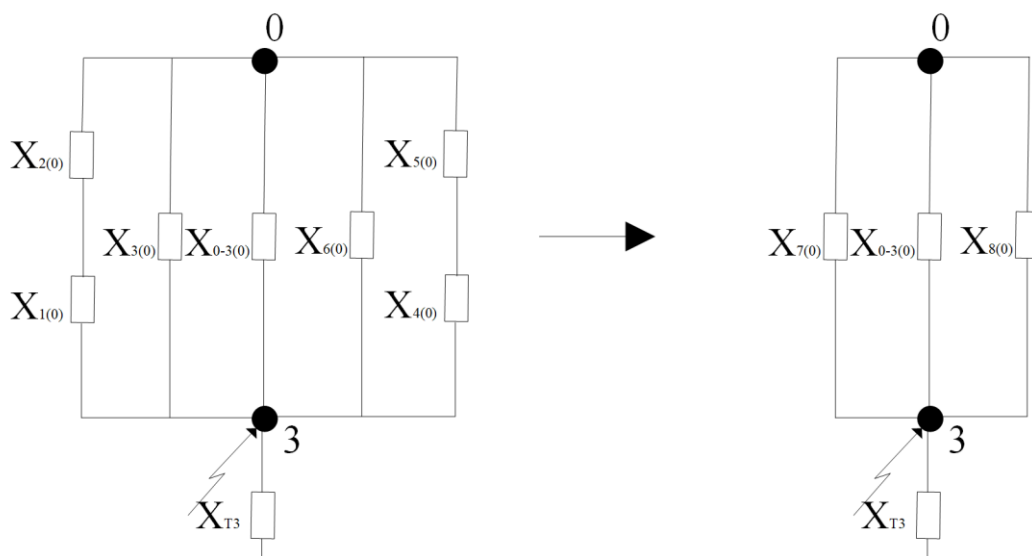


Рисунок 2.6 – Схема заміщення нульової послідовності після другого кроку еквівалентування

Крок 3, результат на рис. 2.6:

$$X_{9(0)} = \frac{X_{7(0)} \cdot X_{8(0)} \cdot X_{0-3(0)}}{X_{8(0)} \cdot X_{0-3(0)} + X_{7(0)} \cdot X_{0-3(0)} + X_{7(0)} \cdot X_{8(0)}} = \frac{3,146 \cdot 2,783 \cdot 1,694}{2,783 \cdot 1,694 + 3,146 \cdot 1,694 + 3,146 \cdot 2,783} = 0,789 \text{ в.о.}$$

Еквівалентний опір системи відносно точки КЗ:

$$X_{\epsilon(0)} = \frac{X_{9(0)} \cdot X_{T3(0)}}{X_{9(0)} + X_{T3(0)}} = \frac{0,789 \cdot 3,5}{0,789 + 3,5} = 0,644 \text{ в.о.}$$

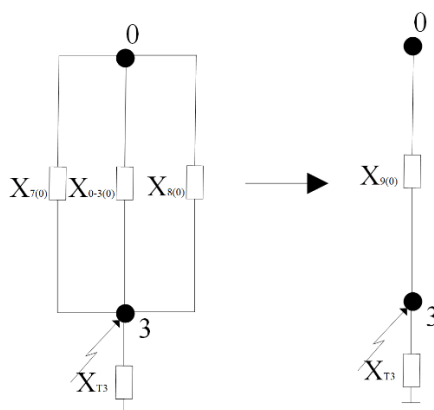


Рисунок 2.6 – Схема заміщення нульової послідовності після третього кроку еквівалентування

2.3 Трифазні струми короткого замикання

На шинах 110 кВ

Задаємося базисними умовами:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}, U_B = 115 \text{ кВ}.$$

$$\text{Тоді, } I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К1:

$$I_{n0_110} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{екв_1}} = \frac{5,02}{0,394} = 12,729 \text{ кА}.$$

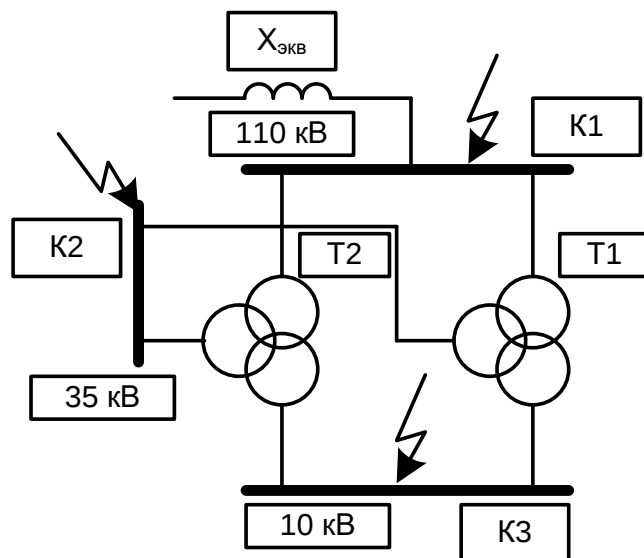


Рисунок 2.7 – Однолінійна схема зображення ПС

Ударний струм короткого замикання в точці К1:

$k_y = 1,65$ - ударний коефіцієнт.

$$I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,65 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,729 = 29,702 \text{ кА}.$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 12,729 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 17,29 \text{ кА}.$$

На шинах 35 кВ

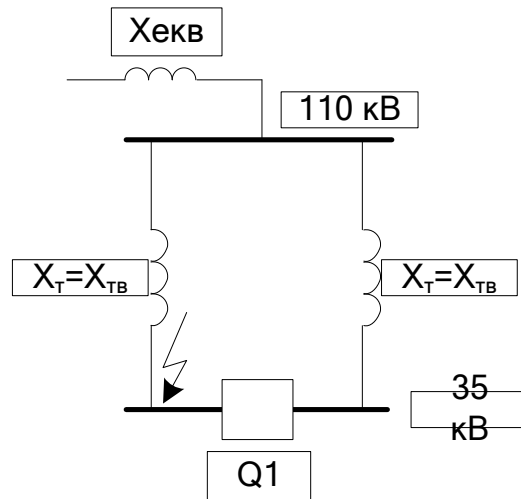


Рисунок 2.8 – Однолінійна схема зображення ПС

Для відключеного секційного вимикача

Вибір базисних умов:

$$U_{\sigma} = 35,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35,5} = 16,263 \text{ кА};$$

$$x_{e1розр} = x_{екв_1} \cdot \left(\frac{35,5}{115} \right)^2 = 0,394 \cdot \left(\frac{35,5}{115} \right)^2 = 0,038 \text{ в.о.}$$

а) пряма послідовність:

$$x_{т_вс3} = \frac{U_{к-вс3} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н3}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2 \text{ в.о};$$

$$x_{e35-1} = x_{e1розр} + x_{т_вс3} = 0,038 + 4,2 = 4,238 \text{ в.о.}$$

б) зворотна послідовність:

$$x_{e35-2} = x_{e35-1} = 4,238 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₂:

$$I_{n0_35} = \frac{I_{\sigma}}{x_{e35-1}} = \frac{16,263}{4,238} = 3,84 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К₂:

$$k_y = 1,7; I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,838 = 9,23 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,84 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 5,4 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача:

а) пряма послідовність:

$$x_{e35-1} = x_{e1\text{розр}} + \frac{x_{T-BC3}}{2} = 0,038 + \frac{4,2}{2} = 2,14 \text{ в.о.}$$

б) зворотна послідовність:

$$x_{e35-2} = x_{e35-1} = 2,14 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₂:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6}{x_{e35-1}} = \frac{16,263}{2,14} = 7,61 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ в точці К₂:

$$k_y = 1,7; I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,61 = 18,29 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,61 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 10,71 \text{ кА.}$$

На шинах 10 кВ

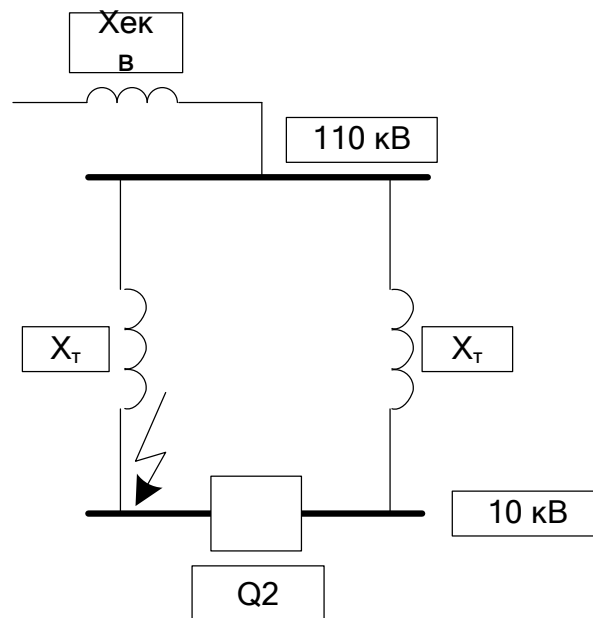


Рисунок 2.9 – Однолінійна схема зображення ПС

Для відключеного секційного вимикача

Вибір базисних умов:

$$U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА};$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

$$x_{\text{елрозр}} = x_{\text{екв}_1} \cdot \left(\frac{10,5}{121} \right)^2 = 0,394 \cdot \left(\frac{10,5}{121} \right)^2 = 0,0033 \text{ в.о.}$$

Пряма послідовність:

$$x_{\text{т}_\text{вн3}} = \frac{U_{\text{к-вн3}} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{н3}}} = \frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 7 \text{ в.о.};$$

$$x_{\text{ел0-1}} = x_{\text{елрозр}} + x_{\text{т}_\text{вн3}} = 0,0033 + 7 = 7,003 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{\text{н0}_\text{10}} = \frac{I_{\sigma}}{x_{\text{ел0-1}}} = \frac{54,986}{7,003} = 7,85 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці КЗ:

$$k_y = 1,7; I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}_\text{10}} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,851 = 18,88 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{\text{н10}} = I_{\text{н0}_\text{10}} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 7,85 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 11,05 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача

$$x_{\text{ел0-1}} = x_{\text{елрозр}} + \frac{x_{\text{т}_\text{вн1}}}{2} = 0,0033 + \frac{7}{2} = 3,503 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{\text{н0}_\text{10}} = \frac{I_{\sigma}}{x_{\text{ел0-1}}} = \frac{54,986}{3,503} = 15,7 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці КЗ:

$$k_y = 1,7; I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}_\text{10}} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,7 = 37,73 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{\text{н10}} = I_{\text{н0}_\text{10}} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 15,7 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 22,09 \text{ кА.}$$

2.4 Однофазні струми короткого замикання

На шинах 110 кВ

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₁:

$$I_{n0_110} = \frac{I_6 \cdot 3}{x_{e1} + x_{e2} + x_{e0}} = \frac{5,02 \cdot 3}{0,394 + 0,394 + 0,644} = 10,51 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К₁:

$$k_y = 1,65; I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,65 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,51 = 24,53 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 10,51 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 14,28 \text{ кА}$$

2.5 Двофазні струми короткого замикання

На шинах 110 кВ

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₁:

$$I_{n0_110} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{5,02 \cdot \sqrt{3}}{0,394 + 0,394} = 11,02 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К₁:

$$k_y = 1,65; I_{y110} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_110} = 1,65 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,02 = 25,72 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n110} = I_{n0_110} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 11,02 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,65 - 1)^2} = 14,97 \text{ кА.}$$

На шинах 35 кВ

Для відключеного секційного вимикача:

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₂:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{16,263 \cdot \sqrt{3}}{4,238 + 4,238} = 3,32 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К₂:

$$k_y = 1,7; I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,32 = 7,99 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,32 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 4,68 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача:

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₂:

$$I_{n0_35} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{16,263 \cdot \sqrt{3}}{2,138 + 2,138} = 6,6 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К₂:

$$k_y = 1,7; I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,59 = 15,84 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 9,27 \text{ кА.}$$

На шинах 10 кВ

Для відключеного секційного вимикача:

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₃:

$$I_{n0_10} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{54,986 \cdot \sqrt{3}}{7,003 + 7,003} = 6,8 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К₃:

$$k_y = 1,7; I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,8 = 16,35 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,8 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 9,57 \text{ кА.}$$

Для включеного секційного вимикача

Періодична складова струму короткого замикання в точці К₃:

$$I_{n0_10} = \frac{I_6 \cdot \sqrt{3}}{x_{e1} + x_{e2}} = \frac{54,986 \cdot \sqrt{3}}{3,503 + 3,503} = 13,59 \text{ кА.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К₃:

$$k_y = 1,7; I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,59 = 32,68 \text{ кА.}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 13,59 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,7 - 1)^2} = 32,68 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку занесемо в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Струми короткого замикання

Місце та умова КЗ		Вид КЗ	I_{no} , кА	$I_{уд}$, кА	I_n , кА
1		2	3	4	5
ВРП-110 кВ		трифазне	12,73	29,7	17,29
		двофазне	11,02	25,72	14,97
		однофазне	10,51	24,53	14,28
ВРП-35 кВ	ШСВ вимк.	трифазне	3,84	9,23	5,4
		двофазне	3,32	7,99	4,68
	ШСВ увімк.	трифазне	7,61	18,29	10,71
		двофазне	6,59	15,84	9,27
ЗРП-10 кВ	ШСВ вимк.	трифазне	7,85	18,88	11,05
		двофазне	6,8	16,35	9,57
	ШСВ увімк.	трифазне	15,69	15,69	22,08
		двофазне	13,59	32,68	19,13

2.6 Електрообладнання ПС. Вибір і перевірка

Вимикачі 110 кВ

Вимикачі обираються за умовою:

$$U_{уст} \leq U_{ном.вим} ; I_{тах} \leq I_{ном.вим} ,$$

Приймаємо вимикач типу ВЭБ110П*40/2500УХЛ1, в якого $U_{ном.вим} = 110$ кВ та $I_{ном.вим} = 2500$ А.

Здійснимо перевірку за умовами КЗ:

Електродинамічна стійкість:

$$I_{no} \leq I_{пр.с.}; \quad i_y \leq i_{пр.с.};$$

де $I_{пр.с.}$ – діюче граничне значення наскрізного струму КЗ для вимикача даного типу;

Термічна стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

де $B_k = I_{no}^2 (t_{вимк} + T_a)$ – розрахункове значення теплового імпульсу;

I_T, t_T – граничний струм термічної стійкості та тривалість його протікання.

Перевірка за вимикаючою здатністю періодичної складової I_{nt} струму КЗ, що настає через $t = 16$ с:

$$I_{nt} \leq I_{вимк.ном.}$$

Результати перевірки вимикача розглянутого приєднання, зведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Перевірки вимикача 110 кВ

Розрахункові параметри	Параметри вимикача
$I_{no} = 12,73$ кА	$I_{np.c.} = 40$ кА
$i_y = 29,7$ кА	$i_{np.c.} = 102$ кА
$B_k = 222,0$ кА ² ·с	$I_T^2 t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с
$I_{nt} = 17,29$ кА	$I_{вимк.ном.} = 40$ кА

Довгостроковий припустимий струм через вимикач визначаємо за формулою:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{BH}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,72 \text{ А.}$$

Умови КЗ відповідають наведеним у табл. 2.6. Приймаємо до установки елегазовий вимикач ВЭБ110П*40/2500УХЛ1.

Вибір віддільника, короткозамикача для приєднання трансформаторів.

ОДЗ-110М/630 ($I_{уд}=80$ кА, $I_{пт}=31,5$ кА);

КЗ-110М ($I_{уд}=34$ кА, $I_{пт}=13,3$ кА).

Вимикачі 35 кВ

Зробимо перевірку за умовам КЗ вимикачів приєднань трансформаторів і СВ, які знаходяться в комірках КУ-35. Вимикачі приєднань трансформаторів обрані по номінальному струму:

$$I_{\text{вимк.ном}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{сн}} \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{16,47 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 319,64 \text{ А},$$

де $I_{\text{вимк.ном}}$ – номінальний струм вимикача ВГБ-35.

Перевірка вимикача за умовами КЗ представлена в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Перевірки вимикача 35 кВ

Розрахункові параметри (СВ вимк.)	Параметри вимикача
$I_{\text{но}} = 3,84 \text{ кА}$	$I_{\text{нр.с.}} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 9,23 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с.}} = 35 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 18,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 0,3 = 46,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нт}} = 5,4 \text{ кА}$	$I_{\text{вимк.ном.}} = 12,5 \text{ кА}$

До установки приймається елегазовий вимикач ВГБ-35.

Вимикачі 10 кВ

Вимикачі в ланцюзі трансформаторів і ШСВ вибираються з умови:

$$I_{\text{вимк.ном}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\cos \varphi_{\text{нн}} \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{9,88 \cdot 10^3}{0,81 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 703,98 \text{ А}.$$

До установки приймаємо вимикач ВВТЕ-М10-1000-20.

Перевірка вимикача за умовами КЗ для роздільної роботи секцій РП 10 кВ представлена в табл 2.8.

Таблиця 2.8 – Перевірки вимикача 10 кВ

Розрахункові параметри (СВ вимк.)	Параметри вимикача
$I_{\text{но}} = 7,85 \text{ кА}$	$I_{\text{нр.с.}} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 18,88 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.с.}} = 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 77,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 0,3 = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нт}} = 11,05 \text{ кА}$	$I_{\text{вимк.ном.}} = 20 \text{ кА}$

До установки приймається вакуумний вимикач ВВТЕ-М10-1000-20.

Роз'єднувачі

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РДЗ-2-110/1000 НУХЛ1 на стороні 110 кВ наведено в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-110/1000 НУХЛ1 за умовами короткого замикання

Розрахункові величини	Паспортні дані роз'єднувача РДЗ-2-110/1000 НУХЛ1
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,52 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 29,7 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 222,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к_зав} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1 на стороні 35 кВ наведено в табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1 за умовами короткого замикання

Розрахункові величини	Паспортні дані роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 35 \text{ кВ}$
$I_{тах} = 319,64 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 9,23 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 18,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_T = 25^2 \cdot 0,4 = 250 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір і перевірка шафи типу КМ-1Ф на стороні 10 кВ наведено в табл. 2.11.

Збірні шини на стороні 10 кВ

Приймаємо жорсткі алюмінієві шини перетину 75 мм х 35 мм х 5,5 мм перетином 2х695 мм².

Таблиця 2.11 – Параметри шаф КМ-1Ф

Розрахункові величини	По каталогу
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 703,98 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 18,88 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$

Збірні шини на стороні 10 кВ

Приймаємо жорсткі алюмінієві шини перетину 75мм х 35 мм х 5,5 мм перетином 2х695 мм².

$$I_{дон} = 2950 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{шн}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot \cos \varphi} = \frac{9,88 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,81} = 703,98 \text{ А}$$

Перевірка на термічні стійкість:

Визначення температури шин до короткого замикання:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{дон} - \theta_{ном}) \left(\frac{I_{max}}{I_{дон}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{703,98}{2950} \right)^2 = 35,7 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де $\theta_0 = \theta_{ном} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура навколишнього середовища (прийнята як середньомісячна температура найспекотнішого місяця); $\theta_{дон} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$ – припустима температура нагрівання шин.

Температура нагріву провідників при короткому замиканні для $f = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$:

$$f_k = f + k \cdot \frac{B_k}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{77,03 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)} = 30,4 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де $k = 1,054 \cdot 10^{-2}$.

Розрядники

Вибір розрядників здійснюється за умовами:

$$U_{ном} > U_{мережі},$$

$$U_{проб} > U_{проб.розр.}$$

На підставі цього вибираємо для захисту від атмосферних перенапружень перенапруг розрядники:

для ВРП - 110 кВ – РВС-110 М;

для низької сторони силового трансформатора РВО-10.

Трансформатори струму

Вибір трансформаторів струму проводиться індивідуально для кожного ланцюга, в яких передбачається їх установка. Під час цього повинні дотримуватися умови:

а) по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}^{ТТ}$;

б) по струму: $\begin{matrix} I_{ндоп} \leq I_{1ном}^{ТТ} \\ I_{max} \leq I_{1ном}^{ТТ} \end{matrix}$;

в) по конструкції і класу точності;

г) по електродинамічній стійкості (окрім шинних трансформаторів):

$$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}^{ТТ};$$

д) по термічній стійкості:

$$B_k \leq (k_T \cdot I_{1ном}^{ТТ})^2 \cdot t_T;$$

е) по вторинному навантаженню:

$$r_2 \leq r_{2ном},$$

Номінальна напруга трансформатора струму повинна відповідати номінальній напрузі ланцюга:

$$U_{ном} = U_{ном.уст}$$

Необхідно, щоб номінальний струм первинної обмотки $I_{1ном}$ був рівний (більше) робочого струму режиму ланцюга:

$$I_{1ном} \geq I_{роб.обв.}$$

Опір сполучних проводів:

$$r_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{\ell}{q},$$

Номінальний струм динамічної стійкості $i_{\text{дин.мах}}$ повинен бути більше або рівний ударному струму під час к.з:

$$i_{\text{дин.мах}} \geq i_{\text{уд.мах}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п.о.}}$$

Добуток з квадрату номінального струму термічної стійкості $I_{\text{терм}}^2$ на номінальний час термічної стійкості $t_{\text{терм}}$, повинен бути рівний або більший сумарного імпульсу квадратичного струму під час короткого замикання:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B$$

Відповідно до номінальної напруги лінії зв'язку для під час з'єднання приладів вимірювання захисту і інших ланцюгів, приймаємо комплект з трьох трансформаторів струму з фарфоровою ізоляцією для зовнішньої установки типу ТФЗМ-110Б-І У1 з номінальними параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}, \quad I_{1\text{ном}} = 200 \text{ А}, \quad I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А},$$

З трьома вторинними обмотками 0,5/Р/Р класу точності 0,5, опором рівним 1,2 Ом;

Перевірка трансформатора струму

а) по напрузі;

б) по струму навантаження $I_{1\text{ном}} = 200 \text{ А} > I_{\text{р.мах}} = 175,71 \text{ А}$.

Запобіжники

Під час вибору запобіжників необхідно, щоб:

а) номінальна напруга запобіжника відповідала номінальній напрузі уставки

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.уст}};$$

б) номінальний струм тік плавкої вставки повинен бути вибраний так, щоб вони не розплавився в режимі $I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\text{роб.обв}}$, та під час подання пускових струмів токів (трансформаторів, двигунів), а також з урахуванням з врахуванням вибіркості відключених ланцюгів цепів під час короткого замикання;

в) номінальний струм відключення запобіжника повинен бути більше (або рівний) початковому значенню періодичної складової струму короткого замикання.

Вибір запобіжників здійснюється за умовами:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{мережі}}; \quad I_{\text{ном}} > I_{\text{таб.мах}}; \quad I_{\text{відкл.ном}} > I_{\text{обв}}^3$$

Прилади обліку

До шин ВН приєднано два трансформатори напруги НКФ-110-57У1 і до шин НН вибираємо НТМІ-10-66. Розрахунок вторинного навантаження для цих трансформаторів розрахований в таблиці 2.12-2.14.

Таблиця 2.11 – Параметри запобіжників

Тип запобіжника	Номінальна напруга, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номінальний струм запобіжника, А	Номінальний струм відключення, кА
ПС-35МУ1	35	40,5	100	3,2
ПК4-10-160/100-20У3	10	12	200	20

Аналогічно вибираємо трансформатори струму на шинах СН і НН. На шинах 10 кВ ТОЛ-10. На шинах 35 кВ ТВТ-35.

Таблиця 2.12 – Розрахунок навантаження для трансформаторів

Прилад	Тип	Потужність Однієї катушки, ВА	Кількість катушок	$\cos j$	$\sin j$	Кільк. прила- дів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	3	6	0
Лічильник активної	СА4У- І672М	8	1	0,25	0,97	3	6	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У- І676М	12	1	0,25	0,97	3	9	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
УСЬОГО							22	58,2

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22^2 + 58,2^2} = 62,219 \text{ ВА.}$$

Таблиця 2.13 – Розрахунок навантаження для трансформаторів

Прилад	Тип	Потужність Однієї катушки, ВА	Кількість катушок	$\cos j$	$\sin j$	Кільк. прила- дів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної	СА4У- І672М	8	1	0,25	0,97	11	22	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У- І676М	12	1	0,25	0,97	11	33	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
УСЬОГО							62	213,4

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{62^2 + 213,4^2} = 222,22 \text{ ВА.}$$

Таблиця 2.15 – Параметри вимірювальних приладів

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е-337	0,2	0,2	0,2
Ватметр	Д-355	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	I-670	5	—	5
Лічильник реактивної енергії	I-684	5	—	5

Розрахунок АБ і зарядно-підзарядного пристрою

Таблиця 2.16 – Розрахунок навантаження на акумуляторну батарею

Приймачі	Кіль-ть	Р, кВт	I _н , А	Р _{расч}	Пуск I, А	Розрахункові навантаження		
						Ав. реж 30 хв	Пуск I в ав. реж	Макс пуск. I
Постійне навантаження				25		25	25	25
Аварійне освітлення				200		200		200
Приводи вимикачів	1		450				450	
Вбудований ел. магн. привід ВМП -10	1		58				58	
ШПЕ-10 для ВМК-35			720					720
Перетворюючі агрегати оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100	30
Всього						255	633	975

Приймаємо схему АБ без елементного комутатора.

Кількість елементів, що приєднуються до шин в режимі постійного підзаряду:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{пп}}} = \frac{230}{2,15} = 108.$$

Типовий номер батареї N визначається по формулі:

$$N > 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j} = 1,05 \cdot \frac{255}{25},$$

де $I_{\text{ав}}$ – приймаємо по табл. 2.16;

j – допустиме навантаження допустимого розряду, A/N , приведена до першого номера акумуляторів залежно від температури електроліту $j=25$.

Перевірка по максимальному поштовховому струму:

$$I_{\max}=975 \text{ A}; 46 \cdot N > I_{\max}.$$

Отже, треба вибирати акумулятори з типовим номером:

$$N > 975/46 = 21,2.$$

Остаточно приймаємо СК 24.

Підзарядний пристрій:

$$I_{\text{пн}} > 0,15 \cdot N + I_{\text{п}} = 0,15 \cdot 24 + 25 = 28,6 \text{ A};$$

$$U_{\text{пз}} = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}.$$

Вибираємо підзарядний пристрій ВА3П-380/260-40/80 напругою 380-260 В і струмом 40-80 А. Потужність в режимі заряджання і живлення установок – 23 кВА; $\cos=0,86$. [7]

Зарядний пристрій:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{п}} = 5 \cdot 24 + 25 = 145 \text{ A};$$

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357 \text{ В}.$$

Освітлення на підстанції

На підстанції 110/35/10 кВ використовується природне і штучне освітлення. Встановленими пна окремих стійках СВ 105-5 прожекторами ЖОО1-250-01 виконується освітлення території підстанції. Для освітлення приміщень ЗРП і ОПУ використовують світильники з люменісцентними лампами і лампами розжарювання.

При зникненні робочого освітлення автоматично вмикається аварійне освітлення, який живиться від акумуляторних батарей.

Схема акумуляторної установки

За допомогою щита постійного струму підстанції, на якому знаходиться КПП і комбінована апаратура виконується зв'язок зарядних і підзарядно-зарядних агрегатів з АБ та розподіл постійного струму.

Зараз використовують схему постійного підзаряду, що має в наявності спеціальний підзарядний агрегат. Підзарядний агрегат працює безперервно, несучи

постійне навантаження, підключене до шин, і підзаряджуючи батарею невеликим струмом. [10]

Блискотвозахист

ВРП-110 кВ захищають стрижньові громовідводи, що встановлені, як правило, на конструкціях ВРП. Від стійок конструкцій ВРП-110 кВ з громовідводами забезпечується розтікання струму по магістралях заземлення не менше чим в двох напрямках.

Тросові громовідводи ПЛ-110 кВ і заземлювачі громовідводів, що окремо стоять, з'єднуються з контуром заземлення ПС.

Розрахуємо радіус захисту устаткування на рівні $h_{x110-1}=11,35$ м; $h_{x110-2}=4,3$ м; $h_{x35-1}=7,85$ м; $h_{x10-1}=4,3$ м одиночного громовідводу по формулі:

$$r_x = 1,5(h - \frac{h_x}{0,92})$$

На даній підстанції блискавкозахист виконуємо шістьма громовідводами:

- 2-ма громовідводами висотою 23 м, які розташовані на порталах 110-1 кВ ($r_x=17,9$ м; $h_x=11,35$ м);
- 2-ма стрижньовими громовідводами висотою 23 м, які розташовані біля КРУ-10-1 кВ ($r_x=23,7$ м; $h_x=7,85$ м);
- 2-ма громовідводами висотою 23 м, які розташовані на порталах 35-1 кВ ($r_x=29,7$ м; $h_x=4,3$ м).

Висновок до розділу

Спроектовано електричну частину районної підстанції 110/35/10 у вузлі № 3 електричної мережі. Складено головну схему електричних з'єднань. Визначено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруг. Розраховано струми КЗ на шинах 110, 35 та 10 кВ які дорівнюють 17,39 кА, 10,71 кА та 22,08 кА відповідно. Обрано типи електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачі, роз'єднувачі. Визначено тип

системи оперативного струму на ПС. Виконано розрахунок системи блискавкозахисту із застосуванням 6 громовідводів висотою 23 м. Встановлено, що захист забезпечується на висоті, що захищає об'єкт – 11,35 м. Проаналізовано виконання систем вимірювання та освітлення на ПС.

3 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

3.1 Опис ідеї проекту

Потреба в новому будівництві в енергетиці потребує великих обсягів інвестицій, для отримання яких необхідно обґрунтувати їхню ефективність та можливості своєчасного повернення вкладених коштів. Оголошено тендер на будівництво районної електричної мережі напругою 110 кВ для забезпечення живлення центрів навантаження (рис 3.1) на який свої варіанти запропонували три учасники.

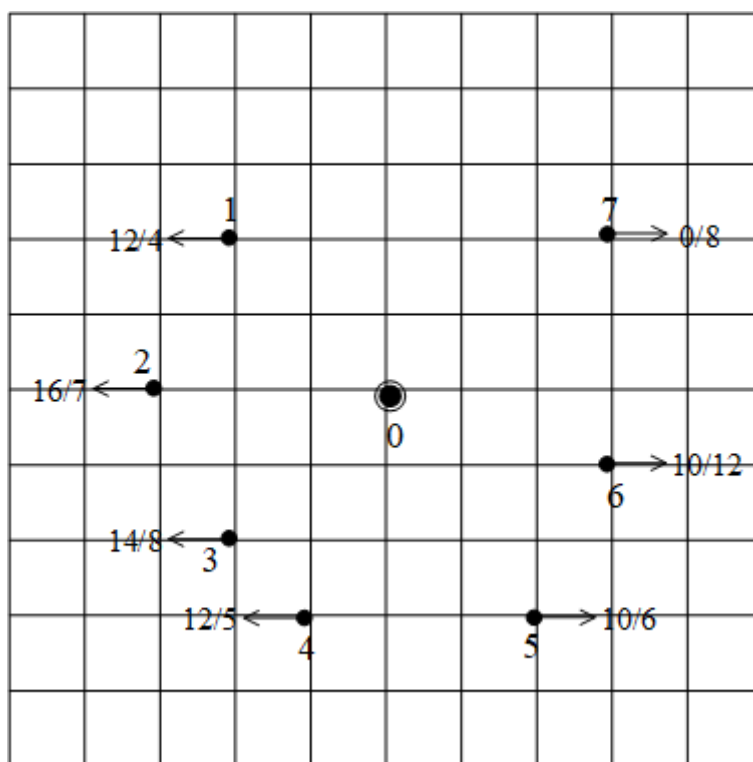


Рисунок 3.1 – План розташування пунктів навантаження (масштаб 1:100000)

Зміст ідеї стартап-проекту, напрямки застосування та вигоди для користувачів наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для замовника
Розробка проекту будівництва районної електричної мережі напругою 110 кВ з метою участі у тендері	1. Проектування електричної мережі для участі в тендері; 2. Передача електричної енергії електричною мережею, що проектується; 3. Можливість підключення у майбутньому нових споживачів до шин 35 кВ та 10 кВ.	Якість електричної енергії
		Надійність і безпека експлуатації
		Енергоефективність
		Безперебійність живлення
		Можливість подальшого розвитку мережі

Оптимальна конфігурація схеми електричної мережі повинна забезпечувати виконання нормативних технічних вимог Кодексу системи розподілу, ПУЕ, Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж (ЛЕП, підстанцій), інших нормативних документів.

В порівнянні з конкурентами запропонований варіант має забезпечувати:

- а) однакову або кращу надійність електропостачання;
- б) кращі комплексні показники економічної ефективності.

Варіанти подані учасниками тендеру наведені на рис. 3.2. Техніко-економічні характеристики варіантів будівництва наведені в табл. 3.2. Переваги та недоліки порівнювальних варіантів наведено в табл. 3.3. Технологічна здійсненність ідей проекту наведена в табл. 3.4.

3.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Схема мого проекту має 4 замкнених контури в порівнянні зі схемами конкурентів, які мають по 3 замкнених контури. В моєму проекті всі ділянки мережі виконані проводом одного перерізу 120/19, в той час, як в проектах конкурентів деякі ділянки мають переріз 240/39. Основними недоліками проектів конкурентів є

не врахування потреби в окремому відгалуженні до п. №1 та наявність великих замкнених контурів. [12]

Таблиця 3.2. – Техніко-економічні характеристики проектів

Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів		
	Мій проект	Конкурент1	Конкурент2
Загальна довжина ЛЕП електричної мережі, км	340	286	338
Сумарне навантаження пунктів, МВт	124	124	124
Сумарні втрати активної потужності, МВт	2,155	3,978	3,301

Таблиця 3.3 – Переваги та недоліки проектів

Аналіз показників	(потенційні) товари/концепції конкурентів		
	Мій проект	Конкурент 1	Конкурент 2
Слабка сторона(W)	Найбільша загальна довжина ЛЕП	Відсутність перевірки окремих головних ділянок мережі в післяаварійному режимі	Не врахування витрат активної енергії в техніко-економічному розрахунку
Нейтральна сторона(N)			
Сильна сторона(S)	Перевірка роботи головних ділянок мережі в післяаварійному режимі		
	Окреме відгалуження до абонентської ПС компресорного заводу у п. №1		

Таблиця 3.4 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Розробки проекту районної електричної мережі напругою 110 кВ	Застосування математичних методів оптимізації розвитку електричної мережі	Наявна	Доступна
	Розрахунок математичних моделей за допомогою програм: MathCad; MathLab; Power Factory; КОСМОС.	Наявна	Обмежена

Визначені наближені значення сумарних втрат активної потужності в ЛЕП для мого проекту і конкурентів з використанням поточкорозподілу потужності і характеристик прийнятих ділянок ЛЕП:

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_n^2} \cdot r_i,$$

де P_i, Q_i – середньолінійні потужності i -тої ділянки;

r_i – еквівалентний активний опір ПЛ i -тої ділянки;

U_n – номінальна напруга і рівна 110 кВ, для всіх порівнюваних варіантів.

Дані розрахунки краще привести в табличній формі, що видно далі в табл. 3.5-3-7.

Таблиця 3.5 – Наближені значення сумарних втрат активної потужності в ЛЕП для мого проекту

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки F , мм ²	r_{0i-j} , Ом/км	r_{i-j} , м	P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
1	2	3	4	5	6	7	8
0-1	28	2×120	0,244	6,832	16	10,333	0,205
0-2	30	1×120	0,244	7,32	21,541	14,064	0,4

Кінець таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8
0-3	28	1×120	0,244	6,832	21,934	14,347	0,388
0-4	32	1×120	0,244	7,808	18,525	12,098	0,316
0-5	36	1×120	0,244	8,784	15,901	10,659	0,266
0-6	32	1×120	0,244	7,808	17,821	12,073	0,299
0-7	36	1×120	0,244	8,784	12,277	8,486	0,263
2-3	22	1×120	0,244	5,368	1,459	0,919	0,0013
3-4	14	1×120	0,244	3,416	1,525	1,041	0,001
5-6	22	1×120	0,244	5,368	0,099	0,118	0,001
6-7	30	1×120	0,244	7,32	4,277	2,694	0,015
РАЗОМ							2,155

Таблиця 3.6 – Наближені значення сумарних втрат активної потужності в ЛЕП для проекту конкурента 1

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки F , мм ²	r_{oi-j} , Ом/км	r_{i-j} , Ом	P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
0-3	28	1×240	0,122	3,42	56,14	36,89	1,27
0-6	32	1×240	0,122	3,9	37,72	25,09	0,66
0-7	36	1×120	0,244	8,78	30,13	20,09	0,95
1-2	22	1×120	0,244	5,37	2,06	1,31	0,002
1-7	50	1×120	0,244	12,2	18,05	11,64	0,47
2-3	22	1×120	0,244	5,37	20,95	13,68	0,28
3-4	14	1×120	0,244	3,42	13,2	8,74	0,07
4-5	30	1×120	0,244	7,32	3,8	2,32	0,01
5-6	22	1×120	0,244	5,37	19,8	12,86	0,25
6-7	30	1×120	0,244	7,32	4,08	2,66	0,01
РАЗОМ							3,98

Таблиця 3.7 – Наближені значення сумарних втрат активної потужності в ЛЕП для проекту конкурента 2

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки F , мм ²	r_{oi-j} , Ом/км	r_{i-j} , Ом	P_i , МВт	Q_i , МВАр	ΔP , МВт
1	2	3	4	5	6	7	8
0-2	30	1×240	0,122	3,66	44,33	29,16	0,85
0-4	32	1×240	0,122	3,9	44,35	29,27	0,91

Кінець таблиці 3.7

1	2	3	4	5	6	7	8
0-7	36	1×240	0,122	4,39	35,31	23,63	0,66
1-2	22	1×120	0,244	5,37	10,3	6,84	0,07
1-7	50	1×120	0,244	12,2	5,7	3,49	0,05
2-3	22	1×120	0,244	5,37	11,04	7,34	0,08
3-4	14	1×120	0,244	3,42	10,96	7,34	0,05
4-5	30	1×120	0,244	7,32	16,39	11,08	0,24
5-6	22	1×120	0,244	5,37	0,39	0,54	0,0
6-7	30	1×120	0,244	7,32	21,61	14,34	0,41
РАЗОМ							3,3

3.3 Фінансово-економічний аналіз

Згідно завдання для всіх варіантів схем:

а) об'єкти електропостачання вводяться відразу на проектну потужність і тривалість будівництва становить 1 рік;

б) максимальні навантаження споживачів і число годин використання максимуму навантаження $T_{\max} = 4500$ год.; приймаються незмінними протягом всього періоду експлуатації;

в) податок на прибуток $p = 16\%$;

г) норма прибутку $E = 0,1$ [1/рік];

д) тариф на вході в мережу (прийнятий як вартість втрат):

$$C_{BX} = 2 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 2000 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}.$$

3.4 Визначення обсягу інвестицій

Проведено розрахунок повних капіталовкладень розбудову мережі в зіставних цінах (табл. 3.8 і 3.9).

Сумарні капіталовкладення наведені в табл. 3.10.

Таблиця 3.8 – Розрахунок капіталовкладень в підстанцію

№ п/ст	Стр	Мій проект		Конкурент 1		Конкурент 2	
		№ схеми по НТП ПС на стороні 110	Вартість будівництва, млн. грн.	№ схеми по НТП ПС на стороні 110	Вартість будівництва, млн. грн.	№ схеми по НТП ПС на стороні 110	Вартість будівництва, млн. грн.
1	2×16000	110-2	82,8	110-3	86,3	110-3	86,3
2	2×25000	110-3	93,7	110-3	86,3	110-6(3)	108,7
3	2×25000	110-6(3)	108,7	110-6(3)	108,7	110-3	86,3
4	2×16000	110-3	86,3	110-3	86,3	110-6(3)	102,2
5	2×16000	110-3	86,3	110-3	86,3	110-3	86,3
6	2×25000	110-6(3)	108,7	110-6(3)	108,7	110-3	93,7
7	2×10000	110-3	70,9	110-6(3)	88,5	110-6(3)	88,5
Лінійні комірки на ВРУ 110 кВ ПС №0		7 комірок	42	3 комірки	18	3 комірки	18
РАЗОМ			679,4		669,1		670

Таблиця 3.9 – Розрахунок капіталовкладень в ЛЕП

Ділянка	Довжина, км	Мій проект			Проект конкурента 1			Проект конкурента 2		
		Переріз провода	1 км	Загальна	Переріз провода	1 км	Загальна	Переріз провода	1 км	Загальна
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	28	1×120	1,679	47,01	-	-	-	-	-	-
0-2	30	1×120	1,679	50,37	-	-	-	1×240	1,729	51,87
0-3	28	1×120	1,679	47,012	1×240	1,729	48,41	-	-	-

Кінець таблиці 3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-4	32	1×120	1,679	53,728	-	-	-	1×240	1,729	55,33
0-5	36	1×120	1,679	60,444	-	-	-	-	-	-
0-6	32	1×120	1,679	53,728	1×240	1,729	55,33	-	-	-
0-7	36	1×120	1,679	60,444	1×120	1,679	60,44	1×240	1,729	62,24
1-2	22	-	-	-	1×120	1,679	36,67	1×120	1,679	36,67
1-7	50	-	-	-	1×120	1,679	83,35	1×120	1,679	83,35
2-3	22	1×120	1,679	36,938	1×120	1,679	36,67	1×120	1,679	36,67
3-4	14	1×120	1,679	23,506	1×120	1,679	23,34	1×120	1,679	23,34
4-5	30	-	-	-	1×120	1,679	50,01	1×120	1,679	50,01
5-6	22	1×120	1,679	36,938	1×120	1,679	36,67	1×120	1,679	36,67
6-7	30	1×120	1,679	50,37	1×120	1,679	0,01	1×120	1,679	50,01
РАЗОМ				520,488			480,9			486,16

Таблиця 3.10 – Розрахунок сумарних капіталовкладень

Показник	Мій проект	Проект конкурента 1	Проект конкурента 2
$K_{ЛЕП}$, млн. грн	520,4	480,9	486,16
$K_{ПС}$, млн. грн	679,4	669,1	670
ΣK , млн. грн	1199,8	1150	1156,16

3.5 Визначення основних фінансово-економічних показників

В межах цього розділу розраховані основні фінансово-економічні показники варіантів (прогнозні обсяги послуг, щорічних витрат, собівартість передачі електроенергії, тарифи на передачу, податкове навантаження та чистий прибуток) та показники інвестиційної привабливості проекту (Інтегральний ефект, рентабельність продаж послуг та інвестицій, період окупності проекту);

Втрати активної потужності в ЛЕП:

$$\Delta P_1 = 2,155 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_2 = 3,98 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_3 = 3,3 \text{ МВт}.$$

Час максимальних втрат τ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,21 \text{ год/рік}.$$

Визначаємо втрати активної енергії в ЛЕП $\Delta A_i = \tau \cdot \Delta P_i$ (табл. 3.11).

Таблиця 3.11 – Втрати активної енергії

Показник	Мій проект	Проект конкурента 1	Проект конкурента 2
ΔP , МВт	2,155	3,98	3,3
ΔA , МВт·год/рік	6219,33	11487,12	9524,49

Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах будуть однакові в усіх варіантах, оскільки ці трансформатори і навантаження на них у всіх варіантах однакові і складуть:

$$\Delta P_{K3} = 1,56 \text{ МВт}; \quad \Delta P_{XX} = 0,352 \text{ МВт};$$

$$\Delta A_{K3} = \tau \cdot \Delta P_{K3} = 2886,21 \cdot 1,56 = 4502,49 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{XX} = \tau \cdot \Delta P_{XX} = 2886,21 \cdot 0,35 = 1010,17 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Результати розрахунку річних витрат зведені в табл. 3.12.

Таблиця 3.12 – Розрахунок річних витрат

Витрати, млн. грн	Проект		
	Мій	Конкурент 1	Конкурент 2
1	2	3	4
Щорічні витрати на обслуговування та ремонт			
ПЛ – 1,2%·К	6,24	5,77	5,83
ПС – 2,4%·К	16,3	16,06	16,08
Всього експлуатаційні	22,54	21,83	21,91
Амортизаційні відрахування			
ПЛ – 2,0%·К	10,41	9,62	9,72

Кінець таблиці 3.13

1	2	3	4
ПС – 3,6%·К	24,46	24,09	24,12
Всього амортизаційні	34,87	33,71	33,84
Витрати на купівлю з Енергоринку електричної енергії, яка втрачається в мережі			
Навантажувальні в трансформаторах. $C_{BX} \cdot \Delta A_{K3}$	9,00	9,00	9,00
Холостого ходу в трансформаторах $C_{BX} \cdot \Delta A_{XX} \cdot 0,75$	1,52	1,52	1,52
в навантажувальні в ЛЕП $C_{BX} \cdot \Delta A$	12,44	22,97	19,05
Всього вартість втрат	22,96	33,49	29,57
Всього витрат (В)	80,37	89,03	85,32
Середньорічний обсяг електричної енергії, що передається мережею, $W_{ПЕР} = P_{\max} \cdot T_{\max} \frac{\text{МВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$	558000	558000	558000
Собівартість передачі електричної енергії мережею, що проектується $\frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$	0,229	0,229	0,229

Сумарне максимальне навантаження становить $P_{\max} = 124$ МВт.

Величина цінової надбавки (різниця тарифів на виході і вході в мережу) приймається рівною: $C_{ВИХ} - C_{ВХ} = 0,54 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 540 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$

Дохід однаковий для всіх варіантів і розраховується як:

$$D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{ВИХ} - C_{ВХ}) = 124 \cdot 4500 \cdot 540 = 301,32 \text{ млн.грн.}$$

Розрахунок інших економічних показників зведемо у табл. 3.13

Таблиця 3.13 – Розрахунок інших економічних показників

Показники, млн. грн.	Проекти		
	Мій	Конкурент1	Конкурент2
1	2	3	4
Дохід $D = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot (C_{ВИХ} - C_{ВХ})$	301,32	301,32	301,32
Прибуток $\Pi_B = D - B$	220,95	212,29	216
Податок $H_{\Pi} = p \cdot \Pi_B$	35,35	33,97	34,56
Чистий прибуток $\Pi_P = \Pi_B - H_{\Pi}$	185,6	178,32	181,44
Інтегральний ефект, NPV $\Pi_{ДС} = \frac{(\Pi_P + A_P)}{E} - K$	1004,9	970,3	996,64

Кінець таблиці 3.13

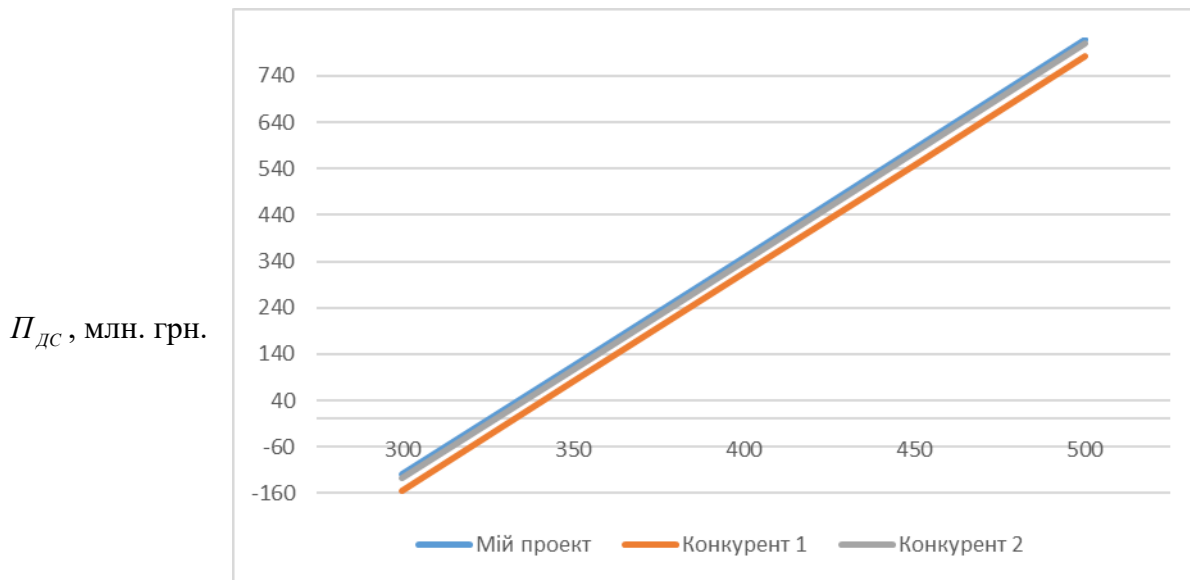
1	2	3	4
Рентабельність інвестицій, IRR, в.о. $R_i = \frac{(П_p + A_p)}{K}$	0,18	0,18	0,19
Термін окупності, років $T_{OK} = \frac{1}{R_i}$	5,56	5,56	5,26
Сумарні дисконтовані затрати $З_{ДС} = \frac{B_E + B_{BTP}}{E} + K$	1654,8	1703,2	1670,96

Отже можна зробити висновок, що мій проект є більш економічно вигідним за рахунок значно менших прогнозних втрат електроенергії в порівнянні з конкурентними варіантами. [13]

3.6 Оцінка ризиків проекту

З метою урахування ризиків, пов'язаних з можливими похибками в прогнозуванні вихідних даних, проводимо аналіз чутливості інтегрального ефекту $П_{ДС}$ шляхом варіювання цінової надбавки $(C_{ВИХ} - C_{ВИХ})$ в межах від 0,3 до $0,5 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$, результати наведені на рис. 3.3.

Проаналізувавши графік можна сказати, що якщо $П_{ДС}$ додатній тож всі проекти є ефективними и можуть бути прийняті до реалізації. Також виявилось, що при незмінних капіталовкладеннях мінімальна величина надбавки, за якої проект є ефективним, складає: для мого проекту $0,32 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$, для проектів конкурентів $0,33 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$.



$$(\Pi_{ВНХ} - \Pi_{ВХ}), \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$$

Рисунок 3.3 – Графік залежності інтегрального ефекту від зміни цінової надбавки

3.7 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Був зроблений SWOT-аналіз (матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) (табл. 3.14).

Таблиця 3.14 – SWOT- аналіз стартап-проекту

1	2
Сильні сторони - проведені перевірки в п/а режимі: - техніко-економічне порівняння проведено в моєму проекті проведено не тільки за капіталовкладеннями, а за комплексними критеріями NPV, IRR, строків окупності тощо, що враховують щорічні витрати;	Слабкі сторони - більші капіталовкладення у порівнянні з іншими варіантами, що може погіршити шанси на тендері, у разі якщо до критерію NPV, IRR буде формальне відношення, а вибір відбудеться за вартістю мережі.

Кінець таблиці 3.14

1	2
- визначений тариф, що забезпечує беззбитковість; - більша надійність схеми, - менші втрати електроенергії у порівнянні з іншими варіантами; - більш гнучка схема, що зменшить інвестиції у разі відмов окремих вузлів навантаження від приєднання до мережі.	
Можливості Мережею, що проектується, можна передати значно більший обсяг електричної енергії, тобто в перспективі під'єднати нових споживачів на шинах 10 і 35 кВ підстанцій.	Загрози - популізм у встановленні тарифів для окремих груп споживачів; - встановлення Державним регулятором тарифу на передачу (розподіл) електроенергії меншого за розрахований; - обсяг електроенергії може виявитись меншим за розрахунковий;

Висновок до розділу

В даному розділі розглянуто розроблення стартап-проекту, основною ідеєю якого є участь у тендері.

Виконано техніко-економічне порівняння схеми в моєму проекті з схемами розвитку конкурентних. Її правильна реалізація створює передумови для успішного ринкового старту. Резюмуючи проведені вище техніко-економічні, фінансові, маркетингові розрахунки та порівняння можна зазначити:

а) мій варіант розвитку мережі 110 кВ спирається на попит на електричну енергію району і динаміка їх змін;

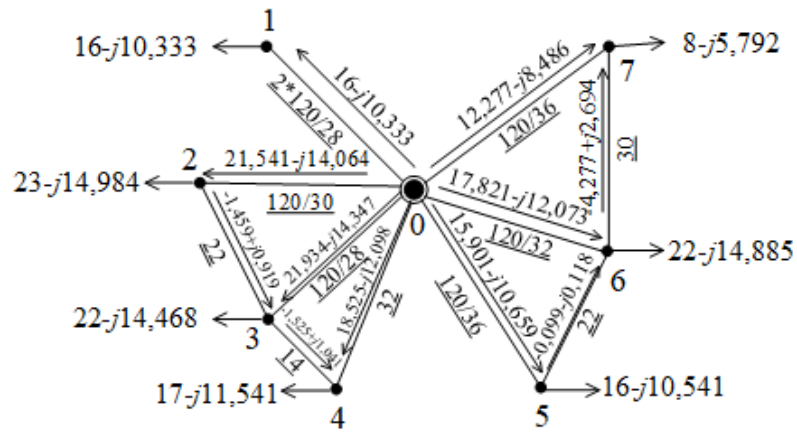
б) мій проект має більшу надійність схеми;

в) мій проект має менші втрати електроенергії у порівнянні з іншими варіантами;

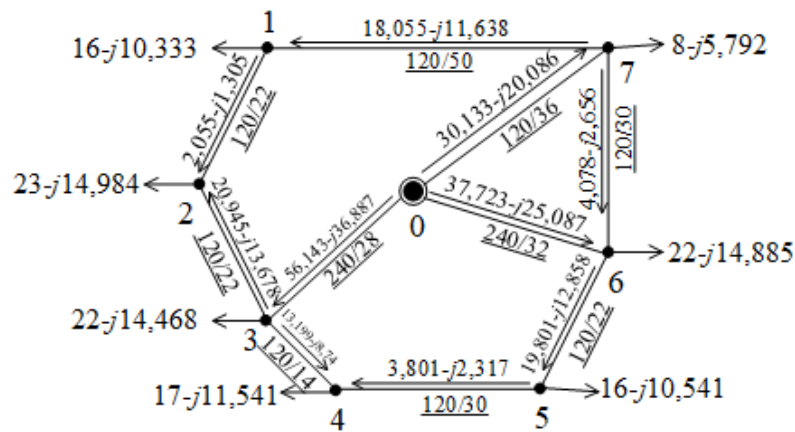
г) мій проект має більш гнучку схему, що зменшить інвестиції у разі відмов окремих вузлів навантаження від приєднання до мережі;

д) мій проект враховує потребу в окремому відгалуженні до абонентської ПС компресорного заводу у п. №1;

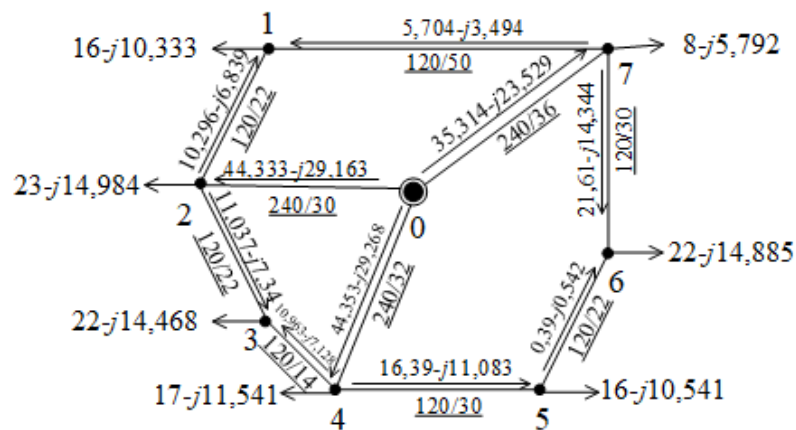
е) при розрахунках інтегрального ефекту виявилось, що мій проект має найбільший показник (1004,9 млн. грн.) в порівнянні з варіантами конкурентів - 970,3 млн. грн. та 996,64 млн. грн.



За моїм проектом
 $\Delta P=2,155$ МВт



За проектом конкурента 1
 $\Delta P=3,1978$ МВт



За проектом конкурента 2
 $\Delta P=3,301$ МВт

Рисунок 3.2 – Варіанти подані учасниками тендеру

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДН-10000/110

4.1 Загальні положення

При експлуатації трансформаторів є можливість їх пошкодження або пошкодження на з'єднаннях з комутаційними апаратами.

Основними видами пошкоджень трансформаторів є одно- і багатофазні замикання в обмотках і на виводах трансформатора. Найбільш вірогідні однофазні та багатофазні замикання на виводах трансформатора і однофазні замикання в обмотках. Значно рідше виникають багатофазні замикання в обмотках. Захист від коротких замикань виконується з дією на відключення пошкодженого трансформатора.

Зовнішні короткі замикання і перевантаження є основними причинами ненормальних режимів роботи трансформаторів. Особливо небезпечні струми, що з'являються при зовнішніх коротких замиканнях. Є небезпека, що ці струми можуть перевищувати номінальний струм трансформатора, який у разі тривалого проходження може викликати нагрів ізоляції. Разом з цим при короткому замиканні знижується напруга в мережі. Тому в трансформаторі повинен бути передбачений захист від надструмів, обумовлених не відключеним зовнішнім коротким замиканням.

В якості основного захисту використовуються: повздовжній диференційний струмовий захист трансформатора – захист від усіх видів КЗ в обмотках та на виводах трансформатора, газовий захист – захист від замикань всередині бака трансформатора та в контактному об'ємі РПН. В якості резервного захисту використовуються: максимальний струмовий захист в однофазному виконанні від симетричних перевантажень трансформатора обмоток ВН та НН, двоступеневий струмовий захист нульової послідовності від КЗ на землю на сторонах високої напруги, струмовий направлений захист зворотної послідовності від несиметричних зовнішніх КЗ та максимальний струмовий захист з пуском по напрузі від трифазних КЗ,

двоступеневий дистанційний захист від багатозазних КЗ – захист для забезпечення узгодження захистів від багатозазних КЗ ліній, що підходять до ПС, с захистом трансформаторів.

4.2 Розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора ТДН-10000/110

Обираємо блок мікропроцесорного релейного захисту «Schneider electric» MiCOM P642.

Розрахунок основних величин та параметрів трансформатора наведений в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Основні величини та параметри трансформатора ТДН-10000/110

Назва величини	Формула для визначення	Числові значення для сторін	
		ВН, 115 кВ	НН, 11 кВ
Первинні струми трансформатора, А	$I_{ном1} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,86$
Схема з'єднання обмоток трансформатора		Y-0	Δ-11
Коефіцієнт трансформації ТС	K_I	100/5	1000/5
Вторинні струми у плечах захисту, А	$I_{ном2} = \frac{I_{ном1} \cdot K_{сх}}{K_I}$	$\frac{50,2 \cdot 1 \cdot 5}{100} = 2,51$	$\frac{524,86 \cdot 1 \cdot 5}{1000} = 2,62$

Вибір параметрів характеристики спрацювання:

а) Мінімальний струм спрацювання захисту:

$$I_d \geq K_{відст} \cdot I_{нб.ном.нагр},$$

де $K_{відст} = 1,5$ - коефіцієнт відстрочки, який враховує похибку термінала.

$$I_{нб.ном.нагр} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{баз} + \Delta U \cdot I_{баз} + \Delta f_{випр} \cdot I_{баз},$$

де $K_{пер} = 1$ – коефіцієнт однотипності, що враховує перехідний процес;

$K_{одн} = 0,9$ – коефіцієнт однотипності ТС;

$\varepsilon = 5\%$ – відносне значення повної похибки ТС;

ΔU – відносна похибка, що обумовлена регулюванням напруги, приймається рівна половині діапазону регулювання;

$\Delta f_{випр} = 5\%$ – коефіцієнт, що враховує похибку цифрового вирівнювання.

$$I_{нб.ном.нагр} = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,05 \cdot 50,20 + 0,08 \cdot 50,20 + 0,05 \cdot 50,20 = 8,79 \text{ А},$$

$$I_d \geq 1,5 \cdot 8,79 = 13,18,$$

$$\text{Приймаємо уставку: } I_d = 0,3 \cdot I_{баз} = 0,3 \cdot 50,2 = 15,06 \text{ А},$$

$$\text{Блокування по другій гармоніці: } \frac{I_{базВН}}{I_{базНН}} = 0,096.$$

Струм початку гальмування першої ділянки:

$$I_{r,m1} = 0,15 \cdot I_{баз} = 7,531 \text{ А}.$$

Коефіцієнт гальмування першої ділянки:

$$m_1 = \frac{K_{відст} \cdot I_{нб.роз} - I_d}{0,5 \cdot \Sigma I_r - I_{r,m1}},$$

$$\text{де } I_{нб.роз} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зов.кз} + \Delta U \cdot I_{зов.кз} + \Delta f_{випр} \cdot I_{зов.кз}, I_{зов.кз} = I_{r,m2} = 1,5 \cdot I_{баз} -$$

максимальний струм зовнішнього короткого замикання.

$$I_{нб.роз} = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,05 \cdot 50,20 \cdot 1,5 + 0,08 \cdot 50,20 \cdot 1,5 + 0,05 \cdot 50,20 \cdot 1,5 = 13,18 \text{ А},$$

$$m_1 = \frac{1,5 \cdot 13,18 - 15,06}{1,5 \cdot 50,2 - 7,53} = 0,069,$$

$$\text{Приймаємо уставку } m_1 = 0,1.$$

Коефіцієнт гальмування другої ділянки, де максимальний струм зовнішнього КЗ приймемо струм трифазного короткого замикання на стороні ВН.

$$\begin{aligned} I_{нб.роз} &= K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot 20,4 \cdot I_{баз} + \Delta U \cdot 20,4 \cdot I_{баз} + \Delta f_{випр} \cdot 20,4 \cdot I_{баз} = \\ &= 1 \cdot 0,9 \cdot 0,05 \cdot 20,4 \cdot 50,20 + 0,08 \cdot 20,4 \cdot 50,20 + 0,05 \cdot 20,4 \cdot 50,20 = 8,79 \text{ А}, \end{aligned}$$

$$m_2 = \frac{K_{відст} \cdot I_{нб.роз} - I_{d,m2}}{0,5 \cdot \Sigma I_r - I_{r,m2}},$$

де $I_{d,m2}$ - струм початку гальмування другої ділянки по осі диференційного струму, визначається геометричним способом.

Побудуємо дві перші ділянки характеристики спрацювання рис. 4.1.

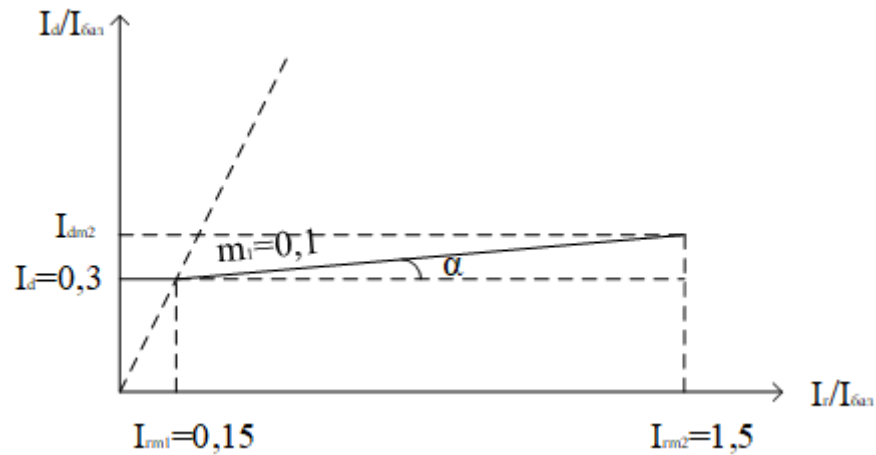


Рисунок 4.1 – Дві перші ділянки характеристики спрацювання

З рисунку маємо, що $\tan \alpha = \frac{\Delta I_d}{\Delta I_r} = \frac{I_{d,m2} - I_d}{I_{r,m2} - I_{r,m1}} = \frac{I_{d,m2} - 0,3}{1,5 - 0,15} = \frac{I_{d,m2} - 0,3}{1,35}$. У той же

час $\tan \alpha = m_1 = 0,1$. Отже для визначення $I_{d,m2}$ використаємо такий вираз:

$$I_{d,m2} = m_1 \cdot 1,35 + 0,3 = 0,1 \cdot 1,35 + 0,3 = 0,435$$

Звідси:

$$m_2 = \frac{1,5 \cdot 178,99 - 0,43}{20,4 \cdot 50,2 - 75,31} = 0,282,$$

Приймаємо уставку $m_2 = 0,3$.

б) Перевірка чутливості:

Однофазне КЗ на виводах 110 кВ: $I_{KЗ\min} = 3,9 \cdot I_{\text{баз}} = 3,9 \cdot I_{\text{баз}} = 195,8 \text{ А}$.

$$I_r = 0,5 \cdot 3,9 \cdot I_{\text{баз}} = 0,5 \cdot 3,9 \cdot 50,24 = 97,9 \text{ А}.$$

Отже необхідно використовувати другу ділянку нахилу:

$$K_q = \frac{I_{KЗ\min}}{I_{d,m2} + m_2 \cdot (0,5 \cdot \Sigma I_r - I_{r,m2})} = \frac{195,8}{0,435 + 0,3 \cdot (97,9 - 75,31)} = 27,15$$

Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості повинен бути не менше 2. Отже чутливість забезпечується.

в) диференційна відсічка:

Первинний струм спрацювання визначається відстрочкою від максимального первинного струму намагнічування при ввімкненні ненавантаженого трансформатора. В залежності від мережі і параметрів обладнання рекомендують приймати $I_{d>>} = (5-10) \cdot I_{\text{баз}}$. Приймаємо $I_{d>>} = 7 \cdot I_{\text{баз}}$.

Первинний струм спрацювання відсічки визначається відстрочкою від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ чи коливаннях.

$$I_{d>>} \geq K_{\text{відс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{зов.кз}},$$

де $K_{\text{відс}} = 1,5$ - коефіцієнт відстрочки;

$K_{\text{нб}} = 1$ - коефіцієнт небалансу.

$$I_{d>>} \geq 1,1 \cdot 1,5 \cdot I_{\text{баз}} = 16,7 \cdot 50,2 = 839,42 \text{ А.}$$

Приймаємо уставку $I_{d>>} = 17 \cdot 50,2 = 853,4 \text{ А}$. Характеристика спрацювання за вибраними уставками наведена на рис. 4.2.

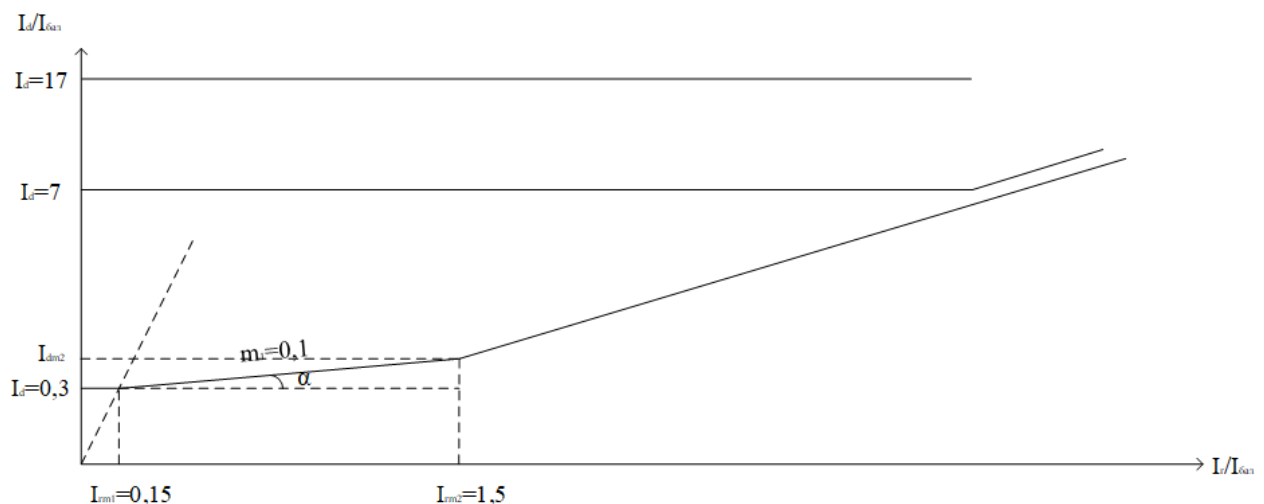


Рисунок 4.2 – Характеристики спрацювання реле

4.3 Розрахунок та вибір уставок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора ТДН-10000/110

У пристрої МІСОМ Р642 максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу реалізований першими ступенями функціональних груп «МТН1», «МТН2» та «МТН3». Так як трансформатор, що розглядається двообмотковий, то «МТН3» не враховується. [14]

а) розрахунок струму спрацювання першого ступеня

$$I_{сз.розр1} = \frac{K_{відс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{базВН} = \frac{1,5}{0,95} \cdot 50,2 = 79,3 \text{ А},$$

де $K_{відс} = 1,5$ - коефіцієнт відстрочки;

$K_{\epsilon} = 0,95$ - коефіцієнт повернення реле.

Перевірка чутливості:

$$K_{\epsilon} = \frac{I_{кзмін1}}{I_{сз.розр1}} = \frac{195,8}{79,27} = 2,47 \text{ А}$$

Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості повинен бути не менше 2. Отже чутливість забезпечується.

б) розрахунок спрацювання першого ступеня «МТН2»

$$I_{сз.розр2} = \frac{K_{відс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{базНН} = \frac{1,5}{0,95} \cdot 524,9 = 828,7 \text{ А},$$

де $K_{відс} = 1,5$ - коефіцієнт відстрочки;

$K_{\epsilon} = 0,95$ - коефіцієнт повернення реле.

Перевірка чутливості:

$$K_{\epsilon} = \frac{I_{кзмін2}}{I_{сз.розр2}} = \frac{2046,97}{828,73} = 2,47 \text{ А}.$$

Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості повинен бути не менше 2. Отже чутливість забезпечується.

в) Вибір витримки часу першого ступенів «МТН1»

$$t_{сз} = t_{сз.см} + \Delta t = 3,8 + 0,5 = 4,3 \text{ с},$$

де $t_{сз.см} = 3,8с$ - час спрацювання найбільш чутливих ступенів суміжних захистів ПЛ-110 кВ;

$\Delta t = 0,5с$ - ступінь селективності.

Для «МТН2» витримка часу $t = 5с$.

4.4 Інші захисти трансформатора та пристроїв автоматики

Газовий захист. При дуже великій температурі в будь-якому місці всередині трансформатора, олія газогенерируется. Гази, що утворилися в результаті цього, будуть прагнути потрапити в розширювальний бак пристрою, а для того щоб проникнути туди, вони будуть проходити через корпус газового реле. Саме через нього і здійснюється газовий захист трансформатора. При дуже великому тиску газів в корпусі реле, рівень масла почне неминуче падатиме, що, в свою чергу, викликає перекидання чашок. У цей момент газове реле і спрацює.

Захист від перевантаження. Перевантаження трансформаторів, зазвичай, бувають симетричними. Захист від перевантаження виконується за допомогою максимального струмового захисту. На двохобмоткових трансформаторах захист від перевантаження встановлюється з боку основного живлення.

Автоматичне повторне включення (АПВ). Пристрої АПВ повинні бути виконані таким чином, щоб вони діяли при: відключенні вимикача персоналом дистанційно або за допомогою телекерування; автоматичному відключенні від релейного захисту безпосередньо після включення персоналом дистанційно або за допомогою телекерування; відключенні вимикача захистом від внутрішніх пошкоджень трансформаторів і машин, що мають органи обертання, пристроями протиаварійної автоматики, а також у випадках відключення вимикача, коли дія АПВ недопустима.

Автоматичний ввід резерву. Ця система використовується у випадках, коли потрібно перемкнути навантаження між незалежними джерелами електроенергії у випадках аварії або будь-якого іншого збою в роботі системи електропостачання. Зазвичай АВР використовується в тих випадках, коли потрібно перемкнути

навантаження з основного живлення на аварійне або ж здійснити переклад навантаження з одного незалежного джерела живлення на інше.

Висновок до розділу

В даному розділі було проаналізовано основні пошкодження та ненормальні режими роботи трансформатора. Для розглянутого трансформатора ТДН-10000/110 було проведено розрахунок та вибір уставок спрацювання диференційного захисту як основного захисту та розрахований максимальний струмовий захист трансформатора з пуском за напругою в якості резервного захисту. Розрахунки були проведені на базі блоку мікропроцесорного релейного захисту MiCOM P642 компанії-виготовлювача «Schneider electric».

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПРИ МОНТАЖУ ТРАНСОРФМАТОРА ТДТН-25000/110

Вступ

Монтаж триобмоткового трансформатора як будь-яка виробнича діяльність пов'язана з наявністю небезпечних та шкідливих виробничих чинників таких як: машини та механізми, що рухаються (кран), падаючі предмети, підвищена запиленість повітря, підвищений рівень шуму, підвищена напруга.

Метою розділу є розробка заходів щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході монтажу трансформатора.

Об'єктом досліджень є процес, який створює або може створити небезпечні та шкідливі виробничі чинники при монтажу трансформатора.

Усі заходи, що пропонуються розробляють з дотриманням державних норм, правил, стандартів та інших державних нормативно-правових актів.

5.1 Технічні характеристики і вибір місця розміщення

Для монтажу триобмоткового трансформатора ТДТН-25000/100-У1 необхідні такі його характеристики: масло, для доливки – 3660 кг, транспортна маса з маслом – 56540 кг, повна маса масла – 17690 кг, повна маса трансформатора – 62690 кг. Габаритні розміри (довжина X ширина X висота) – 6900 мм X 3760 мм X 5880 мм. Параметри трансформатора наведені в табл. 6.1.

Загальна площа підстанції складає 2025 м².

Трансформатор встановлюється у м. Буча, Київської області. Для цього регіону притаманні так кліматичні умови: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі –

10 мм, район по вітру – 2, швидкість вітру при ожеледі – 18 м/с, середньорічна температура – 7,1 °С, максимальна – 36 °С, мінімальна - -37 °С.

Таблиця 6.1 – параметри трансформатора ТДТН – 25000/110

Тип трансформатора	Потужність, МВА	Напруга, кВ		
		ВН	СН	НН
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11

5.2 Дослідження та аналіз умов праці та шкідливих чинників

Для монтажу трансформатора на підстанції працює сім робітників, п'ятеро з яких має 4-у групу допуску з електробезпеки.

Однією з характеристик трудового процесу при монтажу трансформатора є важкість праці, що пов'язано з вагою конструктивних елементів трансформатора, яка є більше за 10 кг. Також монтажні роботи трансформатора пов'язані з роботою на висоті до 6 метрів для монтажу конструктивних елементів. При монтажу трансформатора виконуються роботи по підключенню трансформатора до електричної мережі напругою 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ. Виконуються роботи по заливці трансформаторного масла Т-1500У.

У ході робіт працівники багато переміщуються по території підстанції. Також роботи включають в себе роботу в положенні стоячи або в незручному положенні. Роботи проводяться навесні, тому працівники підстанції піддаються впливу змінного мікроклімату при роботі на відкритій території ($t = 10^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}$).

Визначено такі шкідливі чинники:

- а) напруга 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ;
- б) трансформаторне масло;
- в) рівень важкості праці – III ступеня;
- г) робота на висоті до 6 метрів.

Робимо висновок, що умови праці – шкідливі II ступеня

5.3 Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки для монтажу трансформатора

Для установки трансформатора необхідно підготувати фундамент типу ФСМ-1, який складається з самого фундаменту ФМ-1 (7500 мм X 3500 мм) та маслзбірної ями МЛ-1 (9800 мм X 8000 мм). Також необхідно підготувати площадку для огляду та ревізії трансформатора з передбаченими місцями для розташування основного та допоміжного устаткування (10000 мм x 10000 мм). Монтуються колії по яким будуть переміщати трансформатор. Для підйому трансформатора використовується кран Либхер LTM 1100/2 вантажопідйомністю 100 т. Для робіт на висоті використовується підйомник Haulet Optimum 8.

Технічним засобом безпеки при монтажу трансформатора є захисні загорожі. Приймаємо її сітчастого виконання з блокувальним пристроєм КМЕ ctr-s-03 на дверях. Розміщуємо її по периметру будівельного майданчика. Для зручного проїзду транспортних засобів передбачено прокладання систем транспортних шляхів шириною 15 метрів для руху у двох напрямках та розворотів. Необхідно передбачити ворота для заїзду та виїзду транспорту.

Захист зовнішніх установок від здійснюється шляхом приєднання металевих корпусів до існуючого контуру заземлення, опір захисного заземлення якого становить 0,32 Ом.

Безпека виконання робіт включає застосування раціональних методів організації виробництва і засобів індивідуального захисту.

Організаційні заходи є оформленням наряду-допуску на 14 робочих днів. Він містить зміст, місце роботи, час її початку і закінчення, умови безпечного проведення, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку проведення робіт.

Засоби індивідуального захисту наведено в табл. 6.2.

Для робіт з приєднання до мережі напругою 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ необхідні діелектричні рукавички – 5 пар, діелектричні ботики – 5 пар. Для проведення робіт з мастилами додатково необхідні латексні рукавички TRIDENT 285 – 5 штук, латексні куртки – 5 штук. [15]

Таблиця 6.2 – Засоби індивідуального захисту

Назва	Тип	Кількість
Захисний одяг	Універсал	Кожному робітнику
Захисне взуття з захистом від механічних ушкоджень	TALAN BA412M	Кожному робітнику
Рукавички для перенесення вантажу	DOLONI 564	Кожному робітнику
Рукавички для монтажу	PORTWEST A200	5 шт.
Пояси запобіжні	4ПБ	3 шт.
Захисні каски для роботи на висоті	PORTWEST PW97	3 шт.
Захисні каски від механічних ушкоджень	УНІВЕРСАЛ ТИП Б	Кожному робітнику

5.4 Розрахунок захисного заземлювального пристрою трансформатора

Вихідні дані для розрахунку:

а) напруга обладнання, що заземлюється $U^{(110)} = 110 \text{ кВ}$, $U^{(10)} = 10 \text{ кВ}$;

б) розрахунковий струм замикання на землю на шинах 110 кВ – $I_{\zeta}^{(110)} = 5,23 \text{ кА}$
(прийнято умовно);

в) розрахункові питомі опори верхнього та нижнього шарів ґрунту $\rho_1 = 98 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (чорнозем), $\rho_2 = 62 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (суглинок);

г) в якості натурального заземлювача використаємо систему залізобетонних опор повітряної двухланцюгової лінії напругою 110 кВ, яка підходить до підстанції. Довжина прольоту $l=250 \text{ м}$. Кожна лінія має один сталевий трос ТК-50, поперечний перетин якого $F=50 \text{ мм}^2$. Залежно від питомого опору ґрунту ($\rho_{1,2} \leq 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) опір заземлення однієї опори $r_{\text{оп}}=10 \text{ Ом}$.

Опір натурального заземлювача по відомим геометричним розмірам:

$$R_n = \frac{1}{n_n} \sqrt{\frac{r_{on} \cdot 0,15 \cdot l_{np}}{F_m \cdot n_m}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{10 \cdot 0,15 \cdot 250}{50 \cdot 1}} = 1,36 \text{ Ом}.$$

Зіставляємо R_n з R_d : $R_n > R_d$, тобто $1,36 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом}$, отже паралельно з натуральним заземлювачем необхідно споруджувати штучний заземлювач.

Необхідний опір штучного заземлювача

$$R_{ш} = \frac{R_z \cdot R_n}{R_n - R_z} = \frac{0,5 \cdot 1,36}{1,36 - 0,5} = 0,7876 \text{ Ом}.$$

Заземлювач виконано з горизонтальних електродів – сталевих смуг перетином 4х40 мм та вертикальних стержньових електродів довжиною $l_d = 10 \text{ м}$, діаметром $d = 16 \text{ мм}$; глибина закладання електродів $h = 0,7 \text{ м}$.

Сумарна довжина горизонтальних електродів

$$L_z = n_1 \cdot L_1 + n_2 \cdot L_2 = 10 \cdot 45 + 12 \cdot 45 = 990 \text{ м},$$

де $L_1 = 45 \text{ м}$, $L_2 = 45 \text{ м}$ – довжини поздовжньо та поперечно розташованих смуг;

$n_1 = 10 \text{ шт.}$, $n_2 = 12 \text{ шт.}$ – кількість поздовжніх та поперечних смуг, відповідно до плану підстанції.

Кількість вертикальних електродів

$$n = 36 \text{ шт.}$$

Загальна довжина вертикальних електродів

$$L_B = n \cdot l_d = 36 \cdot 10 = 360 \text{ м}.$$

Відношення питомих опорів ґрунту:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{98}{62} = 1,5806$$

Оскільки $\frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 2$, то узагальнений параметр T :

$$T_1 = \frac{l_d \cdot L_z}{a_{cp} \cdot \sqrt{S}} = \frac{10 \cdot 990}{5 \cdot 45} = 44$$

Значення узагальнених параметрів:

$$C_B = 0,52;$$

$$E_B = 0,239 + 0,0693 \cdot h = 0,239 + 0,0693 \cdot 0,6 = 0,2806;$$

$$C_\beta = 0,149;$$

$$E_{\beta} = 0,338 + 0,0245 \cdot h = 0,338 + 0,0245 \cdot 0,6 = 0,3527;$$

Значення параметрів B і β

$$B = C_B \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{E_B} = 0,052 \cdot \left(\frac{98}{62} \right)^{0,2806} = 0,5913;$$

$$\beta = C_{\beta} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{E_{\beta}} = 0,149 \cdot \left(\frac{98}{62} \right)^{0,3527} = 0,1751.$$

Опір штучного заземлювача R

$$R = B \cdot T_1^{-\beta} \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} = 0,5913 \cdot 44^{-0,175} \frac{62}{45} = 0,4199 \text{ Ом.}$$

Загальний опір заземлювача підстанції:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_{\mu}}{R + R_{\mu}} = \frac{0,4199 \cdot 1,36}{0,4199 + 1,36} = 0,3214 \text{ Ом.}$$

Отримане значення R менше необхідного опору заземлювача струмові розтікання ($R_0 = 0,5 \text{ Ом.}$). [16]

5.5 Вибір заходів і засобів безпеки у надзвичайних ситуаціях

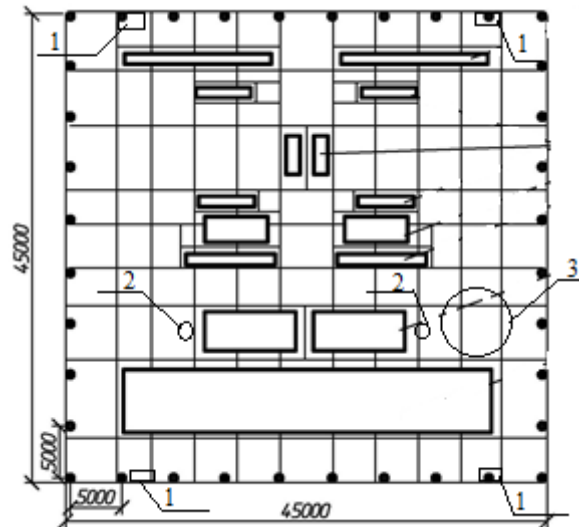
Експлуатація трансформатора протікає в таких умовах, при яких можливе його загорання. Горючими матеріалами в масляних трансформаторах є ізоляційне масло, яке застосовується в великих кількостях, дерев'яні деталі (планки для кріплення відводів, ярмові балки), а також паперова ізоляція обмоток.

На підстанції передбачено встановлення 4 стендів з пожежним інвентарем на яких знаходяться: вогнегасники – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2 х 2 м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Підстанція обладнана автоматичною системою водяного пожежогасіння (рис. 6.1), яка складається з засобів:

- а) виявлення пожежі (датчики диму СПД-3,2 та температури DS18B20);
- б) управління пожежними насосами (Aquatica);
- в) сигналізації «СОКОЛ»;

- г) джерела води (резервуари з запасом води, який дозволяє працювати системі пожежогасіння неперервно протягом 30 хв);
- д) системи трубопроводів.



1 – стенди з пожежним інвентарем, 2 – засоби виявлення пожежі та сигналізація, 3- резервуар з запасом води.

Рисунок 6.1 - Автоматична система водяного пожежогасіння

Висновок до розділу

У цьому розділі були розглянуті основні положення яких необхідно дотримуватись під час монтажу трансформатора ТДТН-25000/110. Було проаналізовано умови праці та шкідливі чинники на робочих місцях: напруга 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ; трансформаторне масло; рівень важкості праці – III ступеня; робота на висоті до 6 метрів. Вибрані технічні та організаційні заходи для монтажу трансформатора: фундамент типу ФСМ; монтуються колії по яким будуть переміщати трансформатор; захисне заземлення; огорожа біля трансформатора; для підйому трансформатора використовується кран Либхер LTM 1100/2 вантажопідйомністю 100 т; для робіт на висоті використовується підйомник Haullet Optimum 8. Усі роботи з монтажу виконуються за нарядом допуску. Вибрані засоби індивідуального захисту: захисний одяг; захисне взуття; рукавички; запобіжні пояси;

захисні каски. Розраховано заземлюючий пристрій. Також була встановлена система пожежогасіння на підстанції.

6 РОЗПОДІЛ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ЗОНИ ПРОМИСЛОВОЇ ТА ПРИВАТНОЇ ЗАБУДОВИ

Вступ

При передачі на баланс ПрАТ «Київобленерго» ТП-1803 в с. Личанка, Києво-Святошинського району, Київської області було отримано завдання на розробку проекту розподілу потужності. Згідно завдання розподіл потужності необхідно було зробити для 105 споживачів: з них 57 потужністю по 6 кВт, 380 В, а 48 – 5 кВт, 380 В.

При виїзді на об'єкт було виявлено комплектна трансформаторна підстанція ТП-1803 та три кабельні лінії, що виходять з неї: Л-1 – кабелем АВВГ 4х70, довжиною 43 метри, Л-2 – кабелем АВВГ 4х150, довжиною 35 метрів, Л-3 – кабелем АВВГ 4х150, довжиною 70 метрів. Також було вирішено способи підключення споживачів.

6.1 Будівництво ПЛІ-0,4 кВ

При будівництві ПЛІ-0,4 кВ використовуються одностоякові опори на базі стійки СВ95-2, двостоякові опори на базі стійки СВ95-2, одностоякові опори на базі стійки СВ105-3,6, двостоякові опори на базі стійки СВ105-3,6, тристоякові опори на базі стійки СВ105-3,6. Лінійна арматура для опор була обрана згідно типових рішень компанії SICAME GROUP.

Від проектованої Л-1 будуть живитися 14 споживачів. При будівництві Л-1 було вирішено встановити 15 опор з них 12 опор – одностоякових СВ95-2, 3 опори – двостоякових СВ95-2. Будівництво ПЛІ-0,4 кВ Л-1 виконано проводом AsxSn 4х50 від існуючої опори №1 до проектованої опори №15, довжиною – 334 метри. При будівництві необхідно виконати заземлення восьми опор. Для улаштування відгалужень до споживачів необхідно виконати монтаж проводу через підставні опори загальною довжиною – 79 метрів. Улаштування опуску по опорі до ЩО

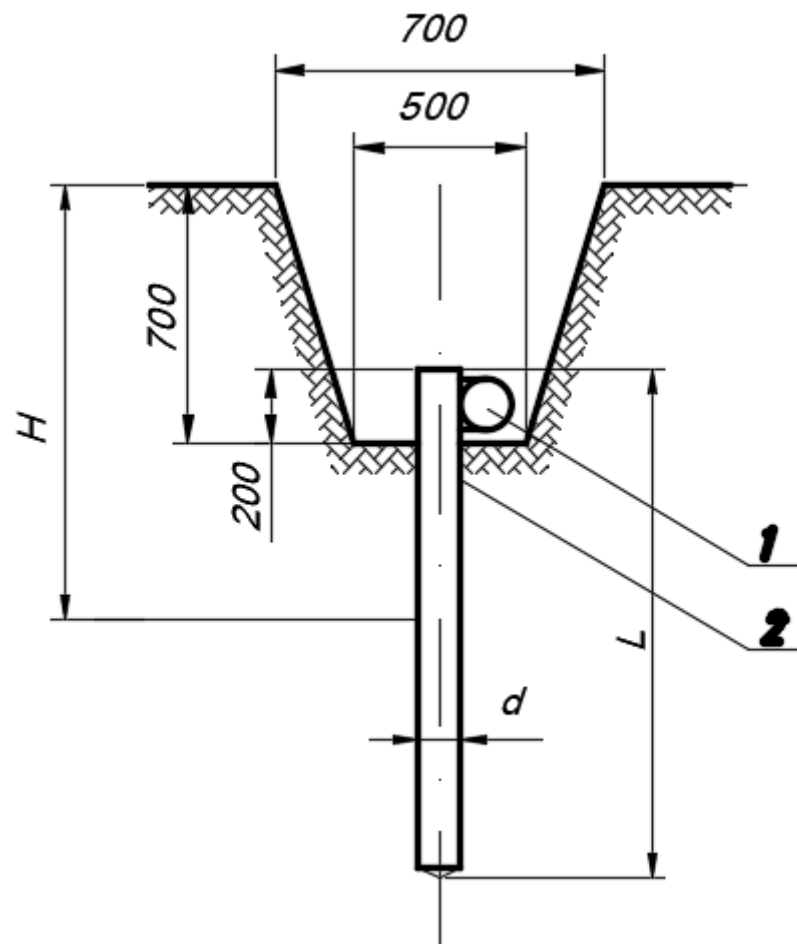
споживачів виконується в гофрованій трубі, діаметром 32 мм, по 7 метрів на кожне відгалуження, загальною довжиною – 98 метрів. Для кожного споживача монтується на опорі щит обліку пластмасового типу КДЕ-У, в якому встановлюється трифазний лічильник типу НІК 2303 ARP6T.1800.МС.21 у кількості 14 штук та автоматичний вимикач типу ВА47-29, з номінальним струмом 10 А у кількості 14 штук.

Від проектованої Л-2 будуть жититися 43 споживача. При будівництві Л-2 було вирішено встановити 47 опор з них 9 опор – одностоякових СВ95-2, 5 опор – двостоякових СВ105-3,6, 32 опори – одностоякових СВ105-3,6. Будівництво ПЛІ-0,4 кВ Л-2 виконано проводом AsxSn 4x120 від існуючої опори №1 до проектованої опори №45, довжиною – 825 метрів та від проектованої опори №13 до проектованої опори №20, довжиною – 163 метри. Загальна довжина лінії складає 988 метрів. При будівництві необхідно виконати заземлення 26 опор. Для улаштування відгалужень до споживачів необхідно виконати монтаж проводу через підставні опори загальною довжиною – 151 метр. Улаштування опуску по опорі до ЩО споживачів виконується в гофрованій трубі, діаметром 32 мм, по 7 метрів на кожне відгалуження, загальною довжиною – 301 метр. Для кожного споживача монтується на опорі щит обліку пластмасового типу КДЕ-У, в якому встановлюється трифазний лічильник типу НІК 2303 ARP6T.1800.МС.21 у кількості 43 штуки та автоматичний вимикач типу ВА47-29, з номінальним струмом 10 А у кількості 43 штуки.

Від проектованої Л-3 будуть жититися 48 споживачів. При будівництві Л-3 було вирішено встановити 62 опори з них 3 опори – одностоякових СВ95-2, 8 опор – двостоякових СВ105-3,6, 24 опори – одностоякових СВ105-3,6, 3 опори – тристоякових СВ105-3,6 . Будівництво ПЛІ-0,4 кВ Л-2 виконано проводом AsxSn 4x120 від існуючої опори №1 до проектованої опори №47, довжиною – 720 метрів, від проектованої опори №36 до проектованої опори №42, довжиною – 111 метрів та від проектованої опори №12 до проектованої опори №16, довжиною – 113 метрів. Загальна довжина лінії складає 944 метри. При будівництві необхідно виконати заземлення 26 опор. Для улаштування відгалужень до споживачів необхідно виконати монтаж проводу через підставні опори загальною довжиною – 263 метри. Улаштування опуску по опорі до ЩО споживачів виконується в гофрованій трубі,

діаметром 32 мм, по 7 метрів на кожне відгалуження, загальною довжиною – 336 метрів. Для кожного споживача монтується на опорі щит обліку пластмасового типу КДЕ-У, в якому встановлюється трифазний лічильник типу НІК 2303 АРР6Т.1800.МС.21 у кількості 48 штук та автоматичний вимикач типу ВА47-29, з номінальним струмом 10 А у кількості 48 штук.

Всі залізобетонні опори ПЛП-0,4 кВ і лінійна арматура заземляються шляхом приєднання до верхнього заземлювального випуску опори з допомогою з'єднувального провідника ЗП (алюмінієвий дрід перерізом 16 мм², що підкладається під стальну стрічку кріплення кронштейнів). Схематичне зображення заземлення наведено на рис. 6.1. На опорах з підкосами ЗП приєднати до верхнього заземлювального випуску стійки опори та підкосу.



1 – сталь круга, $d=10$ мм, $l=1$ м; 2 – сталь круга, $d=16$ мм, $l=3$ м.

Рисунок 6.1 – Поодинокий заземлювач в одношаровому ґрунті

Опір заземлювального пристрою повинен відповідати вимогам п. 2.4.34 та п. 2.4.37 ПУЕ 2017р. і становити не більше – 30 Ом.

При питомому опорі ґрунту більше 100 Ом*м допускається збільшувати вказані норми в 0,01 разів, но не більше ніж в 10 разів. Нормовані величини опору повинні забезпечуватись в будь-яку пору року.

Для підвішування натяжних і підтримуючих затискачів на опорах різних типів використовується гак універсальний CSC16uz (рис. 6.2). На гаку передбачено місце для підключення провідника. Характеристики наведені в табл. 6.1.

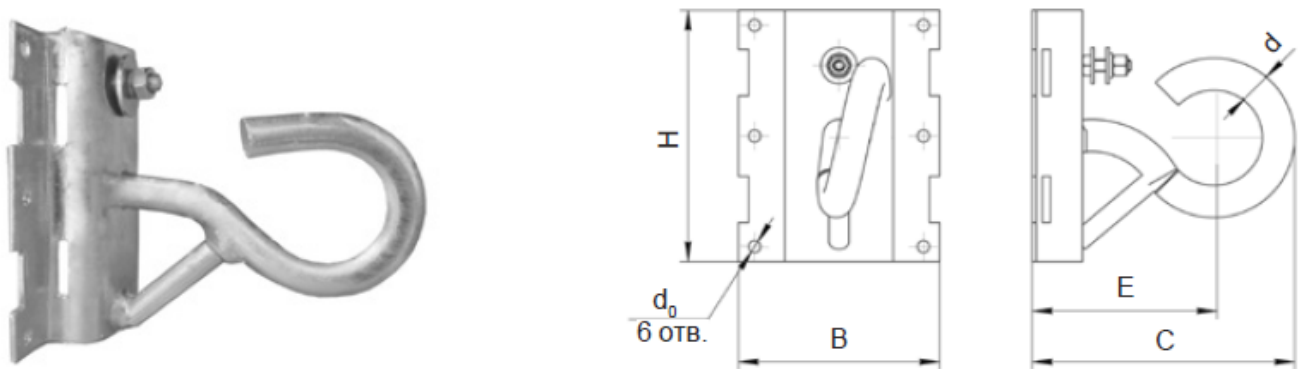


Рисунок 6.2 – Гак універсальний CSC16uz

Таблиця 6.1 – Характеристики гака універсального CSC16uz

Розміри, мм						Маса, кг
Н	В	С	Е	d ₀	d	
125	100	130,5	94	6	16	0,730

Для постійного анкерного закріплення ізольованих проводів з чотирма жилами однакового перерізу використовується натяжний затискач GUKo1 (рис. 6.2). Застосовується для підвішування проводів основної магістралі. Затискач складається з: сталеві скоби для підвішування затискача, обробленої методом гарячого цинкування; затискаючих щічок з поліаміду, армованого скловолокном, з високим ступенем стійкості до механічних і погодно-кліматичних впливів, які забезпечують розподіл механічного зусилля на ізоляцію проводів; двох затискаючих пластин з

алюмінієвого сплаву з затискаючими болтами; пружин для автоматичного відкривання затискача при установці. Характеристики наведені в табл. 6.2.



Рисунок 6.3 – Натяжний затискач для магістральних ліній GUKo1

Таблиця 6.2 – Характеристики натяжного затискача для магістральних ліній GUKo1

Переріз проводу, мм ²	Мінімальне руйнівне навантаження, кН	Маса, кг
4х (25-70)	36,72	0,830

Для підвішування СІП на проміжних і кутових опорах при кутах відхилення до 60° використовується підтримуючий затискач для магістральних ліній PSP 123 TR (рис. 6.4). Вони виконують функцію механічного запобіжника для лінії завдяки нормованому руйнівному навантаженню. Руйнування затискача відбувається при різкому збільшенні механічного навантаження на лінію (наприклад, падіння дерева), що запобігає руйнуванню опори. Зусилля закріплення проводу в затискачі контролюється гайкою-метеликом зі зривним елементом. Це забезпечує фіксацію

проводу при нормальному режимі роботи лінії (різниця поздовжніх тяжінь проводу менше 50 кг), а при збільшенні різниці поздовжніх тяжінь понад 150 кг забезпечується проковзування проводу в затискачі без порушення ізоляції. Характеристики наведені в табл. 6.3.



Рисунок 6.4 – Підтримуючий затискач для магістральних ліній PSP 123 TR

Таблиця 6.3 – Характеристики натяжного затискача для магістральних ліній GUKo1

Переріз проводу, мм ²	Мінімальне руйнівне навантаження, кН	Максимальне руйнівне навантаження, кН	Маса, кг
2/4х (16-120)	18	20	0,255

Для постійного анкерного кріплення ізольованих проводів з двома або чотирма жилами однакового перерізу для відгалужувальних ліній використовується GUKp4 (рис. 6.5). Складається з: сталевій серезки для підвішування затискача на гаку, захищеної від корозії методом гарячого цинкування; двох затискаючих щічок з алюмінієвого сплаву, що рівномірно розподіляють механічне навантаження на ізоляцію проводу; ізолюючих щічок з поліаміду, армованого скловолокном, з

високим ступенем стійкості до механічних і погодно-кліматичних впливів. Характеристики наведені в табл. 6.4.

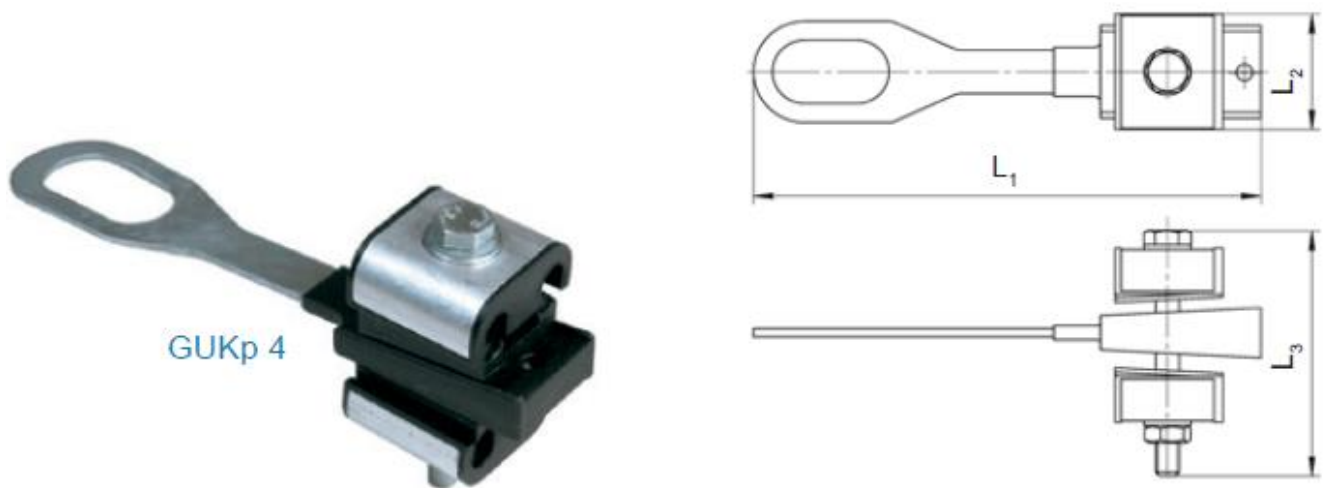


Рисунок 6.5 – Натяжний затискач для відгалужувальних ліній GUKp4

Таблиця 6.4 – Характеристики натяжного затискача для відгалужувальних ліній GUKp4

Переріз проводу, мм ²	Мінімальне руйнівне навантаження, кН	L ₁ , мм	L ₂ , мм	L ₃ , мм	Маса, кг
4x (16-35)	18,32	175	40	65	0,200

Для виконання електричних з'єднань між ізольованими алюмінієвими провідниками використовується відгалужувальний затискач з двостороннім проколюванням ізоляції ТТД 151 (рис. 6.6). Зусилля проколу ізоляції контролюється болтом із полімерною зривною головкою. Твердий ізолюючий пластиковий ковпачок гарантує відновлення ізоляції кінця відгалужувального проводу. Контактні пластини, змащені нейтральним мастильним матеріалом, виконані з мідного сплаву. Забезпечує можливість встановлення під напругою. Характеристики наведені в табл. 6.5.

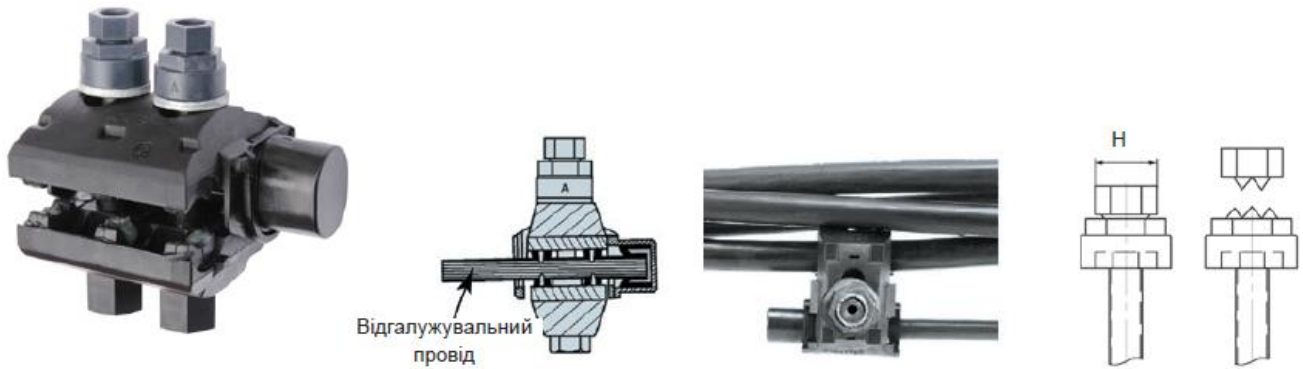


Рисунок 6.6 – Відгалужувальний затискач з двостороннім проколюванням ізоляції TTD 151

Таблиця 6.5 – Характеристики відгалужувального затискача з двостороннім проколюванням ізоляції TTD 151

Переріз проводу магістралі, мм ²	Переріз проводу відгалуження, мм ²	Номінальний струм, А	Стійкість до КЗ	Маса, кг
16-95	6-35	170	Клас А	0,110

Для виконання електричних з'єднань між ізольованими проводами основної магістралі (Al) і неізольованими проводами відгалужень застосовується відгалужувальний затискач для приєднання неізольованих проводів до ліній з СПП TND 151 (рис. 6.7). Основна сфера застосування в Україні – виконання повторних заземлень нульової жили магістралі СПП. Зусилля проколу ізоляції контролюється болтом із полімерною зривною головкою. Контактні пластини, змащені нейтральним мастильним матеріалом, виконані з алюмінієвого сплаву. Характеристики наведені в табл. 6.6.

На перших та останніх опорах ліній необхідно встановити комплект обмежувачів перенапруги TTD151F PROTECT50 (рис. 6.8) які служать для захисту ізоляції ПЛЛ 0,38 кВ від атмосферних перенапруг. До складу комплекту входять варисторний обмежувач перенапруг і затискач, що проколює ізоляцію. Конструкція забезпечує можливість швидкої заміни пошкодженого варисторного елемента без

демонтажу проколюючого затискача. Ступінь захисту оболонки ОПН - IP 67.
Характеристики наведені в табл. 6.7.

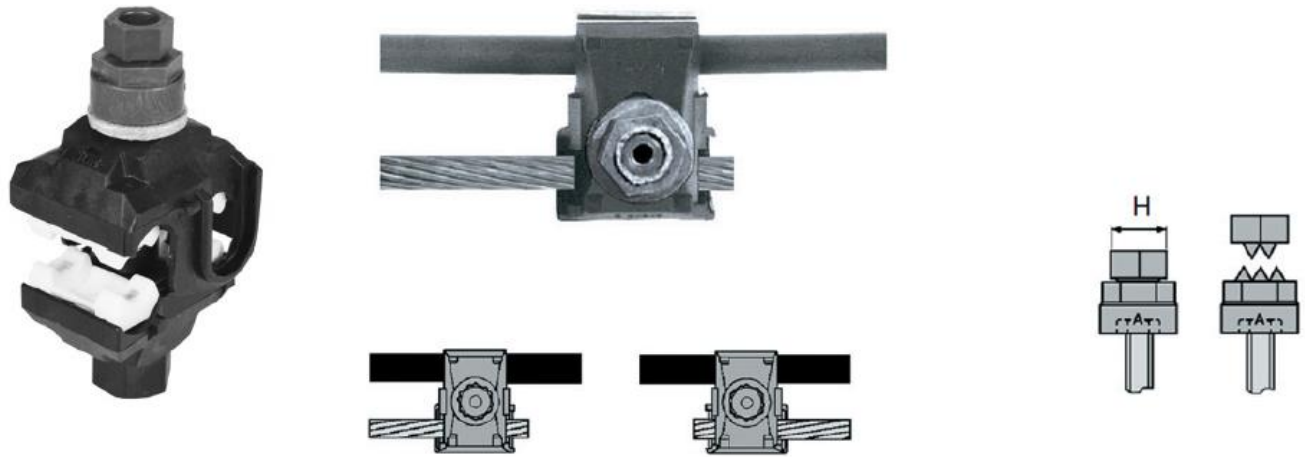


Рисунок 6.7 – Відгалужувальний затискач для приєднання неізолюваних проводів до ліній з СІП TND 151

Таблиця 6.6 – Характеристики відгалужувального затискача для приєднання неізолюваних проводів до ліній з СІП TND 151

Переріз проводу магістралі, мм ²	Відгалуження		Номінальний струм, А	Стійкість до КЗ	Маса, кг
	Переріз, мм ²	Діаметр, мм			
16-95	6-35	2,5-6,7	173	Клас А	0,100

Таблиця 6.7 – Характеристики обмежувач перенапруги TTD151F PROTECT50

Переріз лінії, мм ²	Тривало допустима напруга, В	Номінальний струм розряду (8/20), кА	Номінальний струм розряду (8/20), кА	Маса, кг
16-95	440	15	40	0,265



Рисунок 6.8 – Обмежувач перенапруги TTD151F PROTECT50

На перших та останніх опорах ліній необхідно встановити комплект адаптерів переносного заземлення TTD 2 CC (рис. 6.9) які застосовуються для організації місць тимчасового закорочування і заземлення ПЛІ 0,38 кВ при здійсненні ремонтних робіт. Складається з герметичного проколюючого затискача типу TTD і модуля для підключення тимчасового заземлення типу FCC 1. Характеристики наведені в табл. 6.7.

Самоутримний ізольований провід для ПЛІ 0,38 кВ являє собою скручені в джгут чотири або дві ізольовані жили. Механічне навантаження натягу лінії в такому провіді сприймається всіма провідниками джгута рівномірно. Всі струмопровідні жили СІП (фазні і нейтральна) мають рівний поперечний переріз і однакову

конструкцію, виготовляються з алюмінію, багатодровові, кручені, з маркуванням фаз. Ізоляція жил має бути виконана з світлостабілізованого зшитого поліетилену.



Рисунок 6.9 – Затискач для тимчасових заземлень TTD 2 СС

Таблиця 6.7 – Характеристики затискача для тимчасових заземлень TTD 2 СС

Переріз лінії, мм ²	Струм КЗ (1 с), кА	Момент зривання головки, Нм	Маса, кг
16-95	4	14	0,185

ДСТУ 4743: 2007 «Проводи самоутримні ізольовані і захищені для повітряних ліній електропередавання» встановлює основні вимоги до конструкції і технічних характеристик проводів СП, їх експлуатаційних властивостей і методів випробувань:

- а) тривало допустима робоча температура проводів 90 °С.
- б) допустима температура при короткому замиканні (1 с.) 250 °С.
- в) допустима температура монтажу від -20 °С.

Характеристики проводів AsxSn 4x25, AsxSn 4x50 та AsxSn 4x120, що використовувались при будівництві наведені в табл. 6.8.

Таблиця 6.8 – Характеристики самоутримних ізольованих проводів

Провід	AsxSn 4x25	AsxSn 4x50	AsxSn 4x120
Кількість проводів і номінальний переріз, мм ²	4x25	4x50	4x120
Номінальний діаметр жили, мм	8,7	11,6	16,4
Мінімальне руйнівне навантаження жили, кН	4,0	7,8	19,1
Діаметр пучка, мм	21,0	28,0	39,7
Мінімальне руйнівне навантаження пучка, кН	13,33	26,0	63,66
Розрахункова маса пучка, кг/км, не менше	392	732	1676
Допустимий струм навантаження, А	112	168	296
Електричний опір жили, Ом/км	1,20	0,641	0,254

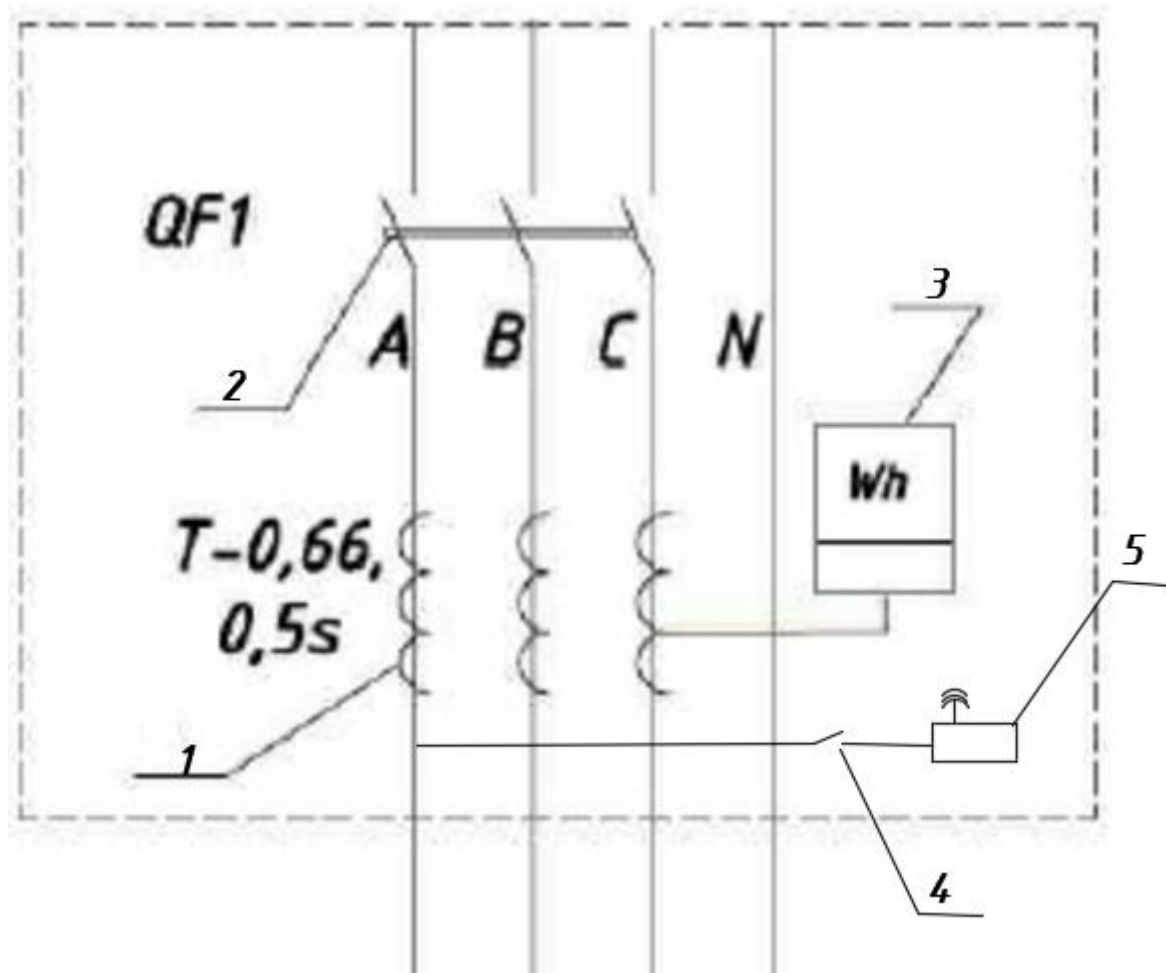
Для кожної лінії згідно навантажень споживачів та проводом від якого зроблено відгалуження розраховано падіння напруги. Для Л-1 падіння напруги складає – 2,84%, для Л-2 – 4,89%, для Л-3 – 4,99%. Згідно ПУЕ-2017 падіння напруги повинно не перевищувати 5%, отже розрахунки задовольняють цій умові. [18]

6.2 Будівельні рішення по ТП-1803

В РУ-0,4кВ, ТП-1803 на стороні нижчої напруги улаштувати рубильник РПБ-2, $I_n=250A$, запобіжники ПН-2, $I_n=160A$. Встановити дообліковий автоматичний вимикач ВА 59-35, $I_n=160A$. Улаштувати облік в РУ-0,4кВ, що складається з трифазного лічильника НІК 2303 ARTT.1800.МС.21, трансформаторів струму Т-0,66 150/5 кл.т.0,5s та шафи АСКОВЕ PLC1. Встановити відхідні автоматичні вимикачі ВА

59-35 в РУ-0,4 кВ ТП-1803 для проектової Л-1 номіналом 63А, ВА 59-35 для проектової Л-2 номіналом 160 А, ВА 59-35 для проектової Л-3 номіналом 125 А.

Схема підключення загальнобалансового лічильника в ТП-1803 зображена на рис. 6.10.



1 – Т-0,66 0,5 S, трансформатори струму Т-0,66 150/5 0,5s – 3 шт.; 2 – QF, вимикач автоматичний, ВА59-35, $I_n=160$ А; 3 – Wh, лічильник трифазний електронний НІК 2303 ARTT.1800.МС.21; 4 – QF, вимикач автоматичний, ВА47-29, $I_n=4$ А; 5- PLC1, шафа АСКОВЕ.

Рисунок 6.10 – Схема підключення загальнобалансового лічильника в ТП-1803

Було проведено розрахунок завантаженості існуючого силового трансформатора в ТП-1803 потужністю 150 кВА.

Враховуючи коефіцієнт одночасності (згідно табл. 3.4 ДБН В.2.5-23:2010) та максимально дозовану потужність споживачів отримаємо:

Розрахункове навантаження групи жител визначається за формулою:

$$P_{роз} = (P_{I1} \cdot N_1 + P_{I2} \cdot N_2 + \dots + P_{Ii} \cdot N_i) \cdot k_{o(1+2+\dots+i)} = (6 \cdot 57 + 5 \cdot 48) \cdot 0,1295 = 75,37 \text{ кВт.}$$

Розрахункове навантаження підстанції рівне:

$$S_{роз} = P_{роз} / \cos \varphi = 75,37 / 0,92 = 81,9 \text{ кВА.},$$

де $\cos \varphi = 0,92$ - згідно ДБН В.2.5-23:2010 Таблиця 3.6;

Завантаження трансформатора складає:

$$\frac{S_{розр.}}{S_{трансф.}} \cdot 100\% = \frac{81,9}{160} \cdot 100\% = 51,2\%.$$

Згідно ДСТУ 3463-96 «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів» трансформатор працюватиме в нормальному режимі.

6.3 Організація системи обліку електроенергії

Розрахунковий облік електроенергії передбачено в ЩО споживачів, що проектується, шляхом встановлення електронного лічильника активної електроенергії типу НІК 2303 ARP6T.1800.MC.21. Має цифровий PLC-модем і може бути приєднаний до системи АСКОЕ. В колах обліку передбачити КИ (БИ), пристрої для пломбування кіл обліку та пристрої, що закривають доступ до струмоведучих частин, що знаходяться перед колами обліку.

В ЩО для споживачів Л-1, Л-2 (57 шт.), потужність кожного була прийнята по 6 кВт, 380 В, розрахунковий струм мережі складає:

$$I_P = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 9,91 \text{ А.}$$

А для Л-3 (48 шт.) потужність кожного споживача складає 5 кВт, 380 В, відповідно розрахунковий струм складає:

$$I_P = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 8,26 \text{ А.}$$

Номінальний струм вимикача повинен бути більше за розрахунковий. Найближчий номінал вимикача для обох випадків – 10 А, отже для всіх споживачів, що підключається встановлюється автоматичний вимикач ВА47-29, $I_n=10 \text{ А}$.

6.4 Визначення класу наслідків об'єкта будівництва

Можлива небезпека для здоров'я і життя людей, які постійно (або періодично) перебувають на об'єкті.

Оскільки об'єктом будівництва є лінії електропередачі (ЛЕП-0,4кВ) на якій не можуть перебувати люди то об'єкт будівництва відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС1.

Можлива небезпека для життєдіяльності людей, які перебувають зовні об'єкта.

Об'єктом будівництва є лінії електропередачі (ЛЕП-0,4кВ) які будуть проходити біля житлових будинків в яких проживають люди і для яких (ЛЕП-0,4кВ), що проектується, можуть становити небезпеку. Біля проектуємих ліній, на момент будівництва, знаходяться 3 житлових будинки в яких проживає не більше 54 осіб.

$N_3 = 54$ осіб.

За кількістю осіб, які перебувають зовні об'єкту, ліній електропередачі (ЛЕП-0,4кВ) відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС1.

Обсяг можливого економічного збитку.

Прогнозовані збитки:

$$\Phi = 0,225 \sum_{i=1}^n P_i = 0,225 \cdot 50,890 = 11,45025 \text{ тис. грн.}$$

Обсяг можливого економічного збитку у мінімальних заробітних платах складає:

$$11,45025 / 4,500 = 2,54 \text{ м.р.з.п.}$$

Виходячи з розрахунку ЛЕП-0,4кВ відносяться до класу наслідків (відповідальності) СС1.

Втрата об'єктів культурної спадщини.

Кабельні та повітряні лінії (ЛЕП) 0,4кВ не розташовані в охоронній зоні об'єктів культурної спадщини і не є об'єктом культурної спадщини.

Припинення функціонування об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури.

Кабельні та повітряні лінії (ЛЕП) 0,4кВ відносяться до місцевого рівня енергопостачання і має клас наслідків (відповідальності) СС1 (згідно з «ДСТУ-Н Б.В.1.2-16:2013, Додаток Г, Пн. Г4» та змінами до нього прийнятими Мінрегіоном України від 12.05.2014 № 135, та ПУЕ 2017 пн. 2.5.26).

Висновок:

Відповідно до ДСТУ-Н Б.В.1.2-16:2013 пн. 4.1 та пн. 4.4 клас наслідків (відповідальності) об'єкту будівництва встановлюється за найвищою характеристикою можливих наслідків, отриманих за результатами розрахунків. Виходячи з цього, Кабельні та повітряні лінії (ЛЕП) 0,4кВ мають клас наслідків (відповідальності) СС1.

6.5 Визначення тривалості будівництва

Тривалість будівництва T_6 у місцях визначають за формулою:

$$T_6 = \frac{T_c \cdot K_1 \cdot K_2}{K_3},$$

де T_c – усереднений показник тривалості будівництва;

K_2 – коефіцієнт, який враховує сукупність конструктивних особливостей будівлі, 1;

K_3 – коефіцієнт, який враховує прийняті організаційно-технологічні заходи, що впливають на тривалість будівництва, 1,1;

K_{11} – коефіцієнт, який враховує сукупність конкретних умов зведення об'єкта визначають за формулою:

$$K_1 = K_{11} \cdot K_{12} \cdot K_{13},$$

де K_{11} – коефіцієнт, при здійсненні будівництва в звичайних інженерно-геологічних умовах, 1;

K_{12} – коефіцієнт, який враховує будівництво в сейсмонебезпечних умовах становить, 1,1;

K_{13} – коефіцієнт, який характеризує ступінь впливу умов ущільненої забудови на тривалість будівництва і визначається за формулою:

$$K_{13} = 1 + (P_1 + P_2 + P_3),$$

де P_1 – коефіцієнт, який враховує стиснені умови складування матеріалів або неможливість складування на будівельному майданчику для нормального забезпечення матеріалами робочих місць, 0,6;

P_2 – коефіцієнт, який враховує наявність на території будівельного майданчика інженерних мереж, 0,1;

P_3 – коефіцієнт, який враховує інтенсивність руху транспорту та пішоходів поблизу місця проведення робіт, 0,1;

$$K_{13} = 1 + (0,6 + 0,1 + 0,1) = 1,8;$$

$$K_1 = 1 \cdot 1,1 \cdot 1,8 = 1,98.$$

Визначення тривалості будівництва для ПЛІ-0,4кВ

$T_c = 1,5$ – усереднений показник тривалості будівництва для повітряної лінії 0,4кВ загальної довжини до 1км,.

$$T_o = \frac{1,5 \cdot 1,98 \cdot 1}{1,1} = 2,7 \text{ міс. (83 дні)}$$

6.6 Специфікація обладнань і матеріалів

Для даного проекту була порахована специфікація виробів і матеріалів. Результати наведені в табл. 6.9.

Таблиця 6.9 – Специфікація виробів і матеріалів

Найменування і технічна характеристика	Тип, марка, позначення документу	Одиниця виміру	Кількість
1	2	3	4
ТП-1803			
Запобіжник	ПН-2, Іном=160А	шт.	3
Рубильник	РПБ-2 250А	шт.	1
Лічильник	НІК 2303 ARTT.1800.MC.21	шт.	1
Трансформатори струму	Т-0,66-200/5 0,5s	шт.	3
Шафа АСКОВЕ	PLC1	шт.	1
Автоматичний вимикач, Ін=160А	ВА59-35	шт.	2
Автоматичний вимикач, Ін=125А	ВА59-35	шт.	1
Автоматичний вимикач, Ін=4А	ВА47-29	шт.	1
Автоматичний вимикач, Ін=63А	ВА59-35	шт.	1
Будівництво ПЛІ-0,4 кВ Л-1			
Провід ізольований з самоутримними жилами з алюмінію з ізоляцією з зшитого світлостабілізуючого поліетилену	AsXSn 4x50	км.	0,351

Продовження таблиці 6.9

1	2	3	4
Провід ізольований з самоутримними жилами з алюмінію з ізоляцією з зшитого світлостабілізуючого поліетилену	AsXSn 4x25	км.	0,181
Стійка	CB95-2	шт.	19
Гак універсальний	CSC 16uz	шт.	21
Бандажна стальна стрічка	IF 207	м.	139
Скріпа	CF 20	шт.	139
Заземлюючий провідник	A16	м.	25
Кронштейн	УЗ	шт.	3
Зажим плашковий	ПА-1-1	шт.	19
Затискач натяжний магістральний	GUKo1	шт.	4
Затискач натяжний	GUKp4	шт.	10
Затискач підтримуючий	PSP 123TR	шт.	8
Затискач проколюючий	TTD 151	шт.	56
Обмежувач перенапруги $U_H=552$ В	TTD151F Protect 50	шт.	6
Затискач плашковий	RDAU 95-35	шт.	2
Хомут	CCD 9-62	шт.	5
Кінцеві ковпачки	GPE4	шт.	4
Основа для кріплення кабелю	BIC 30-50	шт.	104
Ізольований адаптер	TTD-2-CC	шт.	8
Конструкція	КДЕ-У	шт.	14

Продовження таблиці 6.9

1	2	3	4
Електролічильник	НІК 2303 ARP6T.1800.MC.21	шт.	14
Автоматичний вимикач, 3р I _н =10А	ВА47-29	шт.	14
Стійка до УФ трубка ПВХ, d=32 мм2		м.	98
Провід мідний з вініловою ізоляцією 1х6мм	ПВ-1	м.	28
Хомут	X1a	шт.	28
Щит розподільчий, на 36 модулів, 10А, 380В навісної установки	ЩРН-П-36	шт.	14
Натяжний затискач для повторних заземлень	TND 151	шт.	8
Вертикальний заземлювач, d=16 мм, l=3 м		шт.	8
Горизонтальний заземлювач, d=10 мм, l=1 м		шт.	8
Будівництво ПЛІ-0,4 кВ Л-2			
Провід ізольований з самоутримними жилами з алюмінію з ізоляцією з зшитого світлостабілізуючого поліетилену	AsXSn 4x120	км.	1,033

Продовження таблиці 6.9

1	2	3	4
Провід ізолюваний з самоутримними жилами з алюмінію з ізоляцією з зшитого світлостабілізуючого поліетилену	AsXSn 4x25	км.	0,459
Стійка	CB95-2	шт.	9
Стійка	CB105-3,6	шт.	43
Гак універсальний	CSC 16uz	шт.	60
Бандажна стальна стрічка	IF 207	м.	402
Скріпа	CF 20	шт.	402
Заземлюючий провідник	A16	м.	69
Кронштейн	У4	шт.	6
Зажим плашковий	ПА-1-1	шт.	52
Затискач натяжний магістральний	GUKo2	шт.	11
Затискач натяжний	GUKp4	шт.	19
Затискач підтримуючий	PSP 123TR	шт.	32
Затискач проколюючий	TTD 241	шт.	172
Обмежувач перенапруги U _н =552 В	TTD241F Protect 50	шт.	9
Затискач плашковий	RDAU 150-35	шт.	3
Хомут	CCD 9-62	шт.	8
Кінцеві ковпачки	GPE7	шт.	8
Основа для кріплення кабелю	BIC 30-50	шт.	307
Ізолюваний адаптер	TTD-3-CC	шт.	12
Конструкція	КДЕ-У	шт.	43

Продовження таблиці 6.9

1	2	3	4
Електролічильник	HIK2303 ARP6T.1800.MC.21	шт.	43
Автоматичний вимикач, 3р I _н =10А	ВА47-29	шт.	43
Стійка до УФ трубка ПВХ, d=32 мм ²		м.	301
Провід мідний з вініловою ізоляцією 1х6мм	ПВ-1	м.	86
Хомут	X1a	шт.	86
Щит розподільчий, на 36 модулів, 10А, 380В навісної установки	ЩРН-П-36	шт.	43
Натяжний затискач для повторних заземлень	TND 241	шт.	26
Вертикальний заземлювач, d=16 мм, l=3 м		шт.	26
Горизонтальний заземлювач, d=10 мм, l=1 м		шт.	26
Будівництво ПЛІ-0,4 кВ Л-3			
Провід ізольований з самоутримними жилами з алюмінію з ізоляцією з зшитого світлостабілізуючого поліетилену	AsXSn 4x120	км.	0,987

Продовження таблиці 6.9

1	2	3	4
Провід ізольований з самоутримними жилами з алюмінію з ізоляцією з зшитого світлостабілізуючого поліетилену	AsXSn 4x25	км.	0,603
Стійка	CB95-2	шт.	13
Стійка	CB105-3,6	шт.	49
Гак універсальний	CSC 16uz	шт.	67
Бандажна стальна стрічка	IF 207	м.	441
Скріпа	CF 20	шт.	441
Заземлюючий провідник	A16	м.	78,2
Кронштейн	У4	шт.	14
Зажим плашковий	ПА-1-1	шт.	59
Затискач натяжний магістральний	GUKo2	шт.	20
Затискач натяжний	GUKp4	шт.	26
Затискач підтримуючий	PSP 123TR	шт.	37
Затискач проколюючий	TTD 241	шт.	192
Обмежувач перенапруги Un=552 В	TTD241F Protect 50	шт.	12
Затискач плашковий	RDAU 150-35	шт.	4
Хомут	CCD 9-62	шт.	17
Кінцеві ковпачки	GPE7	шт.	12
Основа для кріплення кабелю	BIC 30-50	шт.	342

Кінець таблиці 6.9

1	2	3	4
Ізольований адаптер	TTD-3-CC	шт.	16
Конструкція	КДЕ-У	шт.	48
Електролічильник	НІК 2303 ARP6T.1800.MC.21	шт.	48
Автоматичний вимикач, 3р І _н =10А	ВА47-29	шт.	48
Стійка до УФ трубка ПВХ, d=32 мм ²		м.	336
Провід мідний з вініловою іздляцією 1х6мм	ПВ-1	м.	96
Хомут	X1a	шт.	96
Щит розподільчий, на 36 модулів, 10А, 380В навісної установки	ЩРН-П-36	шт.	48
Натяжний затискач для повторних заземлень	TND 241	шт.	26
Вертикальний заземлювач, d=16 мм, l=3 м		шт.	26
Горизонтальний заземлювач, d=10 мм, l=1 м		шт.	26

Висновок до розділу

У даному розділі було розглянуто питання розподілу потужності в с. Личанка, Києво-Святошинського району, Київської області. Були обрані типи опор, що застосовується (CB05-2, CB105-3,6), проводи (AsxSn 4x25, AsxSn 4x50, AsxSn 4x120), лінійна арматура для кріплення проводів до опор. Було перевірено завантаженість

існуючого трансформатора (51,2%) та втрати напруги в проєктованих лініях (Л-1 – 2,84%, Л-2 – 4,89%, Л-3 – 4,99%.) на відповідність існуючим вимогам. Також було визначено організацію обліку електроенергії підключаємих споживачів, клас наслідків об'єкта будівництва та розрахована тривалість будівництва.

ВИСНОВКИ

У даній роботі була спроектована електрична мережа напругою 110 кВ. За критерієм мінімуму функції дисконтованих витрат обрано оптимальну конфігурацію електричної мережі, яка для забезпечення високої надійності електропостачання має чотириконтурну конфігурацію.

Визначено тип, кількість та потужність трансформаторів встановлених у пунктах мережі: ТДТН-25000/110 – у пункті №2, 3, 6; ТДТН-16000/110 – у пункті №1, 4, 5; ТДН-10000/110 – у пункті №7. Для електричної мережі було проведено ітераційний розрахунок трьох режимів: максимальних навантажень, післяаварійному та в режимі мінімальних навантажень. Встановлено, що в досліджених режимах роботи електричної мережі рівні напруги на шинах ПС та струмові навантаження ділянок мережі перебувають у допустимих межах.

Було спроектовано трансформаторну підстанцію у пункті 3. Було розраховано струми короткого замикання на шинах ВН, СН, НН які дорівнюють 17,39 кА, 10,71 кА та 22,08 кА відповідно. Обрано типи електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачі, роз'єднувачі. Визначено тип системи оперативного струму на ПС. Виконано розрахунок системи блискавкозахисту із застосуванням 6 громовідводів висотою 23 м. Встановлено, що захист забезпечується на висоті 11,35 м.

Розраховано стартап-проект проектування електричної мережі, порівняно отриману схему зі схемами конкурентів. При розрахунках інтегрального ефекту виявилось, що мій проект має найбільший показник (1004,9 млн. грн.) в порівнянні з варіантами конкурентів - 970,3 млн. грн. та 996,64 млн. грн.

Розраховано релейний захист трансформатора ТДН-10000/110. Для захисту було обрано мікропроцесорне реле МІСОМ Р642. Розраховано диференційний та максимально струмовий захист. Визначено додаткові захисти трансформатора.

Визначено заходи охорони праці при монтажу трансформатора ТДТН-25000/110. Виявлені шкідливі чинники та проаналізовані умови праці. Обрані заходи технічного та організаційного захисту, засоби індивідуального захисту.

Розраховано проект розподілу потужності для зони промислової та приватної забудови в с. Личанка, Києво-Святошинського району, Київської області. Обрано тип опор та проводів, визначено лінійну арматуру, за допомогою якої провід кріпиться до опор. Було перевірено завантаженість існуючого трансформатора (51,2%) та втрати напруги в проєктованих лініях (Л-1 – 2,84%, Л-2 – 4,89%, Л-3 – 4,99%) на відповідність існуючим вимогам.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Баженов В.А. Модели оптимального развития энергосистем. Учеб. Київ НТУУ «КПІ», 2007. 504 с.
2. Мякушин Р. М., Передерій В.В. Критерій оптимальності розвитку електроенергетичних систем. Міжнародна наукова конференція «Образование и наука без границ», 2018 С. 54-57;
3. Коменда Н.В. Конспект лекцій з дисципліни „Оптимізація режимів електротехнічних систем” для студентів спеціальності 8.090603 „Електротехнічні системи електроспоживання” денної форми навчання. Луцьк: ЛНТУ, 2013. 144 с.
4. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Электрические сети и системы. Учеб. Київ: НТУУ «КПІ», 2007. 100 с.
5. ГКД 34.46.501-2003. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації, ДП ДонОРГРЕС. Київ, 2003 – 79 с.
6. ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення. Київ, 1997. 65 с.
7. Рожкова Л.С., Кузьмин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.
8. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ, 2014. 21 с.
9. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. Київ, 1994. 52 с.
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Электрическая часть станций и подстанций. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
11. СОУ-Н-ЕЕ 20.178-2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова. Київ, 2008. 43 с.
12. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. Затверджені

наказом Міністерства Енергетики України від 23.02.95. №1ПС та введені в дію з 01.03.95. Київ, 2018. 51 с.

13. Розроблення стартап-проекту: «Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей»/ За заг. ред. О.А. Гавриша. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 28 с.

14. Руководство по эксплуатации Мисом Р642», Каталог продукции, 2016.

15. Третьякова Л.Д. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний. Київ: КПІ ім.. І. Сікорського, ІЕЕ, 2018. 41 с.

16. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд. Москва: Энергоатомиздат, 1984. 448 с.

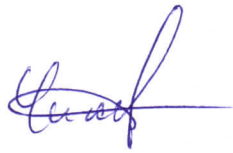
17. ДБН А.2.2-2-96 Проектування. Технічний захист інформації. Загальні вимоги до організації проектування і проектної документації для будівництва. БіС №4. Київ, 2005. 17 с.

18. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Київ, 2017. 617 с.

ДОДАТОК А

Результати перевірки на плагіат

Відновлювальний за перевірку
розрахунок напруги за кордону
електричних мереж та систем




МД_Мякушин

Завантажено: 12.12.2018

Перевірено: 12.12.2018

К.Т.Н. Чижовський В.В.
14.12.2018

База даних

81.94% Оригінальність

18.06% Схожість

697 Джерела

Джерела з База даних : 52 джерела знайдено

1. Year: 2017 Name: Роман Surname: Мякушин Speciality Code: EC 9.98%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Мякушин_Роман_Миколайович/Мякушин, ЕС-32 ПЗ.pdf
2. Year: 2012 Name: Юлія Surname: Кардаш Speciality Code: EC 5.9%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Кардаш_Юлія_Миколаївна/ДП.doc
3. Year: 2012 Name: Юлія Surname: Кардаш Speciality Code: EC 5.9%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Кардаш_Юлія_Миколаївна/
4. Year: 2012 Name: Дмитро Surname: Гапотій Speciality Code: EC 3.78%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Гапотій_Дмитро_Олександр
5. Year: 2012 Name: Дмитро Surname: Гапотій Speciality Code: EC 3.78%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Гапотій_Дмитро_Олександрович/Диплом спеціаліста Дмитрий Га
6. Year: 2012 Name: Сергій Surname: Слєпченко Speciality Code: EC 3.61%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Слєпченко_Сергій_Валерійс
7. Year: 2012 Name: Сергій Surname: Слєпченко Speciality Code: EC 3.61%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Слєпченко_Сергій_Валерійович/Розділ 2.docx
8. Year: 2012 Speciality Code: EC 3.6%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Мадан_Олександр_Васильович/підстанція.doc
9. Year: 2012 Name: Дмитро Surname: Тютін Speciality Code: EC 3.58%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Тютін_Дмитро_Олександров
10. Year: 2012 Name: Дмитро Surname: Тютін Speciality Code: EC 3.58%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Тютін_Дмитро_Олександрович/final.docx
11. Year: 2012 Name: Руслан Surname: Негода Speciality Code: EC 3.53%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Негода_Руслан_Олександр
12. Year: 2012 Name: Руслан Surname: Негода Speciality Code: EC 3.53%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Негода_Руслан_Олександрович/Розділ 2 aaa.doc
13. Year: 2015 Name: Андрій Surname: Сапінський Speciality Code: EC 3.52%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Сапінський_Андрій_Дмитро
14. Year: 2015 Name: Андрій Surname: Сапінський Speciality Code: EC 3.52%
File path: /EC/2015/Спеціаліст_Сапінський_Андрій_Дмитрович/2_Sapinsky.pdf
15. Year: 2016 Name: Олександр Surname: Вігорій Speciality Code: EC 3.36%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Спеціаліст_Вігорій_Олександр_Валерій
16. Year: 2016 Name: Олександр Surname: Вігорій Speciality Code: EC 3.36%
File path: /EC/2016/Спеціаліст_Вігорій_Олександр_Валерійович/vigoriy_povniy1.docx
17. Year: 2015 Name: Василь Surname: Князевич Speciality Code: EC 3.3%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Князевич_Василь_Васильов

Схожість

Цитата

Схожість з обраним джерелом

Посилання

abc Заміна літер абетки