

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту**

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (ім'я та прізвище)

«__» грудня 2025 р.

«__» грудня 2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»
на тему: «Розробка системи електропостачання мікрорайону в м. Ужгород
чисельністю 16 тис. осіб та аналіз методів з визначення місць пошкодження
кабелів»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЗЕЛ 2-5М

_____ Белеканич Назарій Михайлович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

Керівник Балюта Сергій Миколайович
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

_____ (підпис)

Рецензент Василь ЛИЗАНЕЦЬ
(ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Я, як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2025 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого
 Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту
 Освітній ступінь магістр
 Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕПЕМ
 _____ /Сергій БАЛЮТА/
 « 15 » жовтня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Белеканича Назарія Михайловича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання мікрорайону в м. Ужгород чисельністю 16 тис. осіб та аналіз методів з визначення місць пошкодження кабелів

керівник роботи Балюта Сергій Миколайович, д.т.н., професор
 затверджені наказом закладу вищої освіти від « 15 » жовтня 2025 р. № 845-кс.

2. Строк подання здобувачем роботи 10 грудня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи План мікрорайону в м. Ужгород чисельністю 16 тис. осіб; характеристика споживачів електричної енергії мікрорайону; відомості про джерела живлення та умови проектування.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Коротка характеристика підприємства й споживачів; систематизація й розрахунок електричних навантажень; вибір напруги електричної мережі; вибір схеми електропостачання; вибір потужності трансформаторів ТП і розрахунок втрат потужності; головна понижувальна підстанція; розрахунок струмів короткого замикання; вибір і перевірка елементів системи електропостачання; релейний захист і автоматика; заходи щодо економії електроенергії; спеціальна частина: аналіз методів з визначення місць пошкодження кабелів.

5. Перелік графічного матеріалу

1. План мікрорайону з нанесенням кабельних трас. 2. Принципова однолінійна схема ГПП 110/10. 3. Принципова однолінійна схема електропостачання мікрорайону. 4. План та розріз головної понижувальної підстанції 110/10 кВ. 5. Схема релейного захисту трансформатора ТДН-16000-110/10. 6. Методи з визначення місць пошкодження кабелів.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 15 жовтня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	При-мітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	15.10.2025 р	
2	Вступ	17.10.2025 р	
3	Коротка характеристика підприємства й споживачів	20.10.2025 р	
4	Систематизація й розрахунок електричних навантажень	26.10.2024 р	
5	Вибір напруги електричної мережі	30.10.2025 р	
6	Вибір схеми електропостачання	04.11.2025 р	
7	Вибір потужності трансформаторів ТП і розрахунок втрат потужності	08.11.2025 р	
8	Головна понижувальна підстанція	12.11.2025 р	
9	Розрахунок струмів короткого замикання	16.11.2025 р	
10	Вибір і перевірка елементів системи електропостачання	22.11.2025 р	
11	Релейний захист і автоматика	26.11.2025 р	
12	Заходи щодо економії електроенергії	29.11.2025 р	
13	Спеціальна частина. Аналіз методів з визначення місць пошкодження кабелів	03.12.2025 р	
14	Список літератури	05.12.2025 р	
15	Формулювання рекомендацій та висновків	06.12.2025 р	
16	Оформлення пояснювальної записки	07.12.2025 р	
17	Оформлення графічної частини роботи	09.12.2025 р	
18	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	10.12.2025 р	

Здобувач

(підпис)

Белеканич Н.М.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Балюта С.М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Белеканич Н.М. Розробка системи електропостачання мікрорайону в м. Ужгород чисельністю 16 тис. осіб та аналіз методів з визначення місць пошкодження кабелів.

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ -2025

Кваліфікаційна робота: 110 с.; 20 рис.; 22 табл.; 19 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка системи електропостачання мікрорайону в м. Ужгород чисельністю 16 тис. осіб та аналіз методів з визначення місць пошкодження кабелів.

До пояснювальної записки надано графічну частину, яка складається із шестикреслень: план мікрорайону з нанесенням кабельних трас; принципова однолінійна схема ГПП 110/10; принципова однолінійна схема електропостачання мікрорайону; план та розріз головної понижувальної підстанції 110/10 кВ; схема релейного захисту трансформатора ТДН-16000-110/10; методи з визначення місць пошкодження кабелів.

У результаті виконання роботи наведено коротку характеристику підприємства й споживачів, а також електроприймачів і джерела живлення. При проектуванні електропостачання вирішені наступні питання: розрахунок електричних навантажень, вибір схеми електропостачання й джерел живлення, вибір напруги живильних мереж, числа й потужності трансформаторів, місця розташування підстанцій. Виконано розрахунок струмів короткого замикання. Вибрано і перевірено струмопровідні частини і електричну апаратуру, вибрано засоби релейного захисту й автоматики та наведено аналіз методів з визначення місць пошкодження кабелів.

Ключові слова: мікрорайон, електричне навантаження, головна понижувальна підстанція, трансформатор, високовольтний вимикач, кабель, трансформатор струму, трансформатор напруги, релейний захист.

ANNOTATION

Belekanych N.M. Development of a power supply system for a microdistrict in Uzhhorod with a population of 16 thousand people and analysis of methods for determining cable damage locations.

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv - 2025

Qualification work: 110 p.; 20 Fig.; 22 tables; 19 sources.

The purpose of the qualification work is to develop a power supply system for a microdistrict in the city of Uzhgorod with a population of 16 thousand people and analyze methods for determining cable damage locations.

The explanatory note includes a graphic part consisting of six drawings: a plan of the microdistrict with cable routes; a schematic single-line diagram of the 110/10 GPP; a schematic single-line diagram of the microdistrict power supply; a plan and section of the main step-down substation 110/10 kV; a diagram of the relay protection of the TDN-16000-110/10 transformer; methods for determining cable damage locations.

As a result of the work, a brief description of the enterprise and consumers, as well as electrical receivers and power sources, is given. When designing the power supply, the following issues are resolved: calculation of electrical loads, selection of the power supply scheme and power sources, selection of the voltage of the supply networks, number and power of transformers, location of substations. Calculation of short-circuit currents is performed. Conductive parts and electrical equipment are selected and checked, relay protection and automation are selected, and an analysis of methods for determining the locations of cable damage is given.

Keywords: microdistrict, electrical load, main step-down substation, transformer, high-voltage switch, cable, current transformer, voltage transformer, relay protection.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	9
1.	1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА Й СПОЖИВАЧІВ.....	10
1.1.	Коротка характеристика підприємства.....	10
1.2.	Коротка характеристика споживачів.....	12
1.3.	Категорії електроприймачів по надійності електропостачання.....	14
1.4.	Кліматичні умови.....	15
1.5.	Відомості про джерела живлення.....	16
2.	СИСТЕМАТИЗАЦІЯ Й РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	16
2.1.	Навантаження житлових будинків.....	17
2.2.	Навантаження громадських будинків.....	18
2.3.	Розрахунок потужності трансформаторної підстанції ТП – 41.....	19
3.	ВИБІР НАПРУГИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	31
4.	ВИБІР СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	32
4.1.	Техніко - економічні розрахунки.....	33
4.2.	Техніко - економічний розрахунок першого варіанта.....	35
4.3.	Техніко - економічний розрахунок другого варіанта.....	37
4.4.	Трансформаторні підстанції (ТП) мікрорайону.....	39
5.	ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТП І РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ.....	39
5.1.	Вибір потужності трансформаторів трансформаторних підстанцій (ТП).....	39
5.2.	Вибір потужності конденсаторних батарей.....	41
6.	ГОЛОВНА ПОНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ.....	43

6.1.	Вибір трансформаторів головної понижувальної підстанції (ГПП).....	43
6.2.	Розрахунок втрат потужності трансформаторів ГПП.....	44
7.	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	45
7.1.	Загальні відомості й вихідні дані за розрахунками струмів короткого замикання.....	45
7.2.	Складання електричної схеми заміщення прямої послідовності.....	53
7.3.	Визначення надперехідного струму короткого замикання.....	56
7.4.	Визначення ударного струму короткого замикання.....	56
8.	ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	58
8.1.	Загальні відомості.....	58
8.2.	Вибір і перевірка роз'єднувачів.....	59
8.3.	Вибір і перевірка вимикача.....	60
8.4.	Вибір трансформатора струму.....	62
8.5.	Вибір трансформатора напруги.....	64
8.6.	Вибір і перевірка вимикачів напругою 10 кВ.....	65
8.7.	Вибір вимикача на лініях, що відходять від шин РП.....	68
8.8.	Вибір трансформаторів струму на напругу 10 кВ.....	70
8.9.	Вибір трансформаторів напруги на напругу 10 кВ.....	72
8.10.	Вибір силових кабелів.....	73
9.	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА.....	76
9.1.	Загальні відомості.....	76
9.2.	Розрахунок струмів короткого замикання.....	76
9.3.	Вибір трансформаторів струму для розрахунку диференціального захисту трансформатора.....	78
9.4.	Розрахунок чутливості захисту з реле РНТ – 565.....	78

9.5.	Визначення вставок і чутливості з реле ДЗТ – 11.....	80
9.6.	Захист від зовнішніх струмів коротких замикань.....	81
9.7.	Захист трансформатора від перевантажень і вибір перерізу з'єднувальних проводів.....	81
9.8.	Види захистів, що приймаються до реалізації.....	82
9.9.	Пристрої автоматики.....	83
10.	ЗАХОДИ ЩОДО ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	83
11.	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. АНАЛІЗ МЕТОДІВ З ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ КАБЕЛІВ.....	84
11.1	Визначення місць пошкоджень кабелів	84
11.2.	Імпульсний метод.....	88
11.3.	Метод коливального розряду.....	90
11.4.	Петлевий метод.....	90
11.5.	Індукційний метод.....	92
11.6	Акустичний метод.....	93
11.7.	Визначення глибини залягання кабеля.....	94
11.8.	Визначення кабеля в пучку інших кабелів.....	94
11.9.	Визначення траси кабельної лінії.....	98
11.10.	Визначення місця пошкодження кабельної лінії.....	99
	ВИСНОВКИ.....	106
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	109

ВСТУП

Раціонально виконана сучасна система електропостачання повинна задовольняти ряду вимог: економічності й надійності, безпеки й зручності експлуатації, забезпечення належної якості електроенергії, рівнів напруги, стабільності частоти й т.п.

Магістральні електричні мережі – це одна з основних складової ОЕС України, що нараховує 22,7 тис. км, з них напругою 400-750 кВ – 4,9 тис.км, 330 кВ – 13,2 тис.км, 220-110 кВ – 4,6 тис.км і 132 електропідстанції (ПС) напругою 220-750 кВ.

Стан магістральних електричних мереж рік у рік погіршується, 34% повітряних ліній електропередач (ПЛ) напругою 220-330 кВ експлуатуються більше 40 років, з них 1,7 тис.км ПЛ-330 кВ (13% від загальної довжини) і 1,6 тис.км ПЛ-220 (52%) мають потребу в реконструкції, 76 % основного устаткування трансформаторних електропідстанцій спрацювало свій розрахунковий технічний ресурс.

Нестача фінансування для модернізації й реконструкції діючих електричних мереж і електропідстанцій і будівництва нових знижує надійність роботи Об'єднаної енергетичної системи України.

Аналіз технічного стану розподільних мереж показав, що значна частина електроустановок і устаткування, засобів релейного захисту й автоматики, телемеханіки й зв'язку не відповідають сучасним вимогам.

При значному зниженні обсягів виробництва й відповідно зменшенні електроспоживання, більшість галузей економіки країни в комунально-побутовому секторі, з яким розподільчі мережі пов'язані безпосередньо, спостерігається ріст навантажень.

Сьогодні необхідно переглянути відношення нашого уряду до енергетичної галузі, як і всіх галузей промисловості, створити сприятливе середовище для відновлення технологій і устаткування.

У зв'язку з викладеним необхідно вживати серйозні зусилля по технічному переозброєнню, реконструкції й розвитку електричних мереж, щоб забезпечити достатню пропускну здатність, надійне і якісне

електропостачання споживачів. Це завдання повинні вирішуватися з використанням сучасного високонадійного й економічного устаткування. При необхідності застосування імпортного устаткування.

За останні десятиліття науково-дослідними й проектними організаціями, заводами, галузями колишньої електротехнічної промисловості створені нові конструкції й види електротехнічного устаткування: силові й вимірювальні трансформатори, реактори, комірки типу КСО, комутаційні апарати, пристрої захисту від перенапруг. Рациональне розміщення підстанції, у центрі електричних навантажень, зменшення втрат електроенергії, підвищили рівень надійності електропостачання й привели до зменшення приведених витрат.

Важливим досягненням у галузі є організація серійного випуску елегазових трансформаторів струму 110 кВ, вакуумних вимикачів на класи точності напруги до 110 кВ, сентирезонансних трансформаторів напруги 6, 10 і 35 кВ, комплектних розподільних пристроїв з вакуумними вимикачами в комірках КСО, роз'єднувачів з полімерними ізоляторами, обмежувачів перенапруги до 35 кВ у полімерних покриттях і брудостійкого виконання.

Однак залишилися невирішеними завдання по більш повному використанню нових матеріалів, розширенню номенклатури даного виду устаткування, зниження масогабаритних показників забезпеченню повної електромагнітної сумісності.

1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА Й СПОЖИВАЧІВ

1.1. Коротка характеристика підприємства

Мікрорайон, що проектується в м. Ужгород, як і саме місто обслуговується підприємством міських електричних мереж. Предметом і завданням діяльності УжМРЕМ є забезпечення необхідних умов для повного задоволення промислових, сільськогосподарських та інших споживачів, населення електричною енергією, забезпечення надійної роботи закріпленого за ним обладнання, споруд, комунікацій.

Для виконання вищевказаних завдань в складі УжМРЕМ знаходяться:

оперативно-диспетчерська група (ОДГ) із чотирма оперативновіїздними бригадами (ОВБ);

група по монтажу і ремонту кабельних ліній;

група по технічному обслуговуванню ТП, РП, КТП;

група по технічному обслуговуванню підстанцій 110/35/10 і 35/10 кВ;

група транспорту;

група по ремонту і обслуговуванню ПЛ-0,4 кВ;

енергонагляд.

Ужгородський район обслуговують три експлуатаційні дільниці: Ужгородська, Середнянська та Чопська, які займаються ремонтно-експлуатаційним обслуговуванням ПЛ-04-10 кВ, КЛ 0,4-6-10 кВ та ТП - 6-10/0,4 кВ.

Електротехнічна група (Е.Т.Г.) обслуговує підстанції 35 кВ і вище, а також ЗТП і КСП з масляними і вакуумними вимикачами. Для ліквідації погашень та ліквідації аварій в РЕМ цілодобово працює ОДГ. Всі дільниці та ОВБ і ОДГ мають радіозв'язок.

На балансі Ужгородського РЕМ нараховується:

- ПЛ - 6-10 кВ 655 км;
- ПЛ - 0,4 кВ 611 км;
- перекидок в будинки 19090/471,5 (шт/км)
- КЛ - 6-10 кВ 28,8 км - КЛ - 0,4 кВ
- трансформаторні підстанції 6 - 10/0,4 кВ - 342/824180 шт. / МВА
- районні підстанції 110/35/6-10 кВ 1/11,8 МВА 35/10 кВ 6/40,6 МВА.

В Ужгородському районі 63 населених пунктів, в тому числі місто Чоп.

Предметом діяльності є здійснення наступних видів діяльності:

- передача, розподіл купленої електричної енергії;
- монтаж, налагодження, ремонт і випробування електрооб'єктів;

Чисельність робітників та службовців становить 160 чоловік.

1.2. Коротка характеристика споживачів

Об'єктом електропостачання є мікрорайон міста Ужгород.

Споживачі електроенергії, розташовані на території мікрорайону, умовно розділені на дві групи: електроприймачі житлових будинків і електроприймачі громадських будинків.

Електроприймачі житлових будинків можна підрозділити на дві групи:

- електроприймачі квартир;
- електроприймачі загальнобудинкового призначення.

До перших відносяться освітлювальні й побутові електроприлади; до других – світильники сходових кліток, технічних підвалів, горищ, вестибюлів, холів, службових і інших приміщень, ліфтові установки, вентиляційні системи, різні протипожежні пристрої, домофони й інше.

Електричне освітлення квартир здійснюється за допомогою світлодіодних світильників й люмінесцентними лампами. До побутових відносяться наступні електроприлади: нагрівальні, господарські культурно-побутові, санітарно-гігієнічні, побутові кондиціонери повітря, водонагрівачі, прилади для опалення приміщень.

Для освітлення сходів, вестибюлів, холів, коридорів застосовують світлодіодні світильники й люмінесцентні лампи. Останні мають більший термін служби й менш чутливі до коливань напруги.

До силових електроприймачів відносяться асинхронні електродвигуни з короткозамкненим ротором і інші електроприймачі ліфтових установок.

Для висотних будинків застосовують ліфти зі спеціальним електроприводом, куди входить електромагнітне гальмо й апаратура керування.

Крім того, до силових електроприймачів відносять електродвигуни вентиляторів і насосів, різні електромагніти для відкривання клапанів і люків систем димовідведення будинків висотою більше дев'яти поверхів, а також апаратуру зв'язку й сигналізацію.

Громадськими є наступні будинки: різні установи й організації управління, фінансування, кредитування, держстрахування, освіти, дошкільні заклади; бібліотеки, архіви, підприємства торгівлі, громадського харчування, побутового обслуговування населення; готелі, лікувальні установи, музеї, видовищні підприємства й спортивні споруди.

Всі електроприймачі громадських будинків умовно можна розділити на дві групи: освітлювальні й силові. В основних приміщеннях громадських будинків використовуються світильники з люмінесцентні лампами у виконанні, що відповідає умовам середовища й виконуваної роботи. Використовуються також металогалогенні, натрієві, ксенонові лампи для внутрішнього й зовнішнього освітлення. У допоміжних приміщеннях (склади, комори) застосовують світлодіодні лампи.

До силових електроприймачі відносяться електроприймачі механічного устаткування; електротеплового устаткування; холодильних машин, підйомно-транспортного устаткування, санітарно-технічних установок, зв'язку, сигналізації, протипожежних пристроїв і ін.

Громадські будинки мають також припливно-витяжні вентиляційні установки, широко застосовуються системи кондиціонування повітря, насоси систем гарячого й холодного водопостачання. Більшість механізмів устаткування є асинхронними електродвигунами з короткозамкненим ротором.

Електричні мережі міста забезпечують роботу підприємств комунального господарства: водоочистних і насосних станцій, станцій очищення стічних вод, насосних установок систем теплопостачання [9].

Чисельність населення мікрорайону, що розглядається в магістерській роботі міста Ужгород становить 16 тис. осіб при забудові його одно, п'яти, дев'яти поверховими будинками. У даному мікрорайоні переважають багатоповерхові будинки.

Планування й забудова житлових районів забезпечує найбільш сприятливі умови для побуту й відпочинку населення, виховання й освіти дітей. Із цією метою передбачається зведення необхідних комунально-побутових установ. У групі житлових будинків у радіусі обслуговування 0,3 км перебувають дитячі ясла, дитячі садки й фізкультурні площадки, школи, готель і установа охорони здоров'я.

Нормами визначаються також основні вимоги до розміщення в мікрорайоні електромережових споруджень, які необхідно приймати в міських системах електропостачання. Понижувальні підстанції розміщуються в промислових й комунально-складських зонах. Розмір для підстанції приймається до 0,3 Га.

1.3. Категорії електроприймачів по надійності електропостачання

При розгляді надійності електропостачання комунально-побутових електроспоживачів електричної енергії, до відповідної категорії, треба як правило, відносити окремі електроприймачі. Допускається категорювання надійності електропостачання для групи електроприймачів [8, 9].

Група електроприймачів – сукупність електроприймачів, що характеризується однаковими вимогами до надійності електропостачання, наприклад, електроприймачі операційних, родильних відділень і ін. В окремих випадках як група електроприймачів можуть розглядатися споживачі в цілому, наприклад, водопровідна насосна станція, будинок і ін.

У мікрорайоні, що проектується в м. Ужгород і розглядається в магістерській роботі, немає електроприймачів, яких можна було б віднести до особливої групи першої категорії й до першої категорії.

Оскільки, у даному мікрорайоні переважають житлові будинки висотою 6 поверхів і вище з газовими плитами, гуртожитки місткістю 50

чоловік і більше, є дитячі установи, медичні установи, аптеки, магазини з торговельною площею 250 м², навчальні заклади з кількістю учнів до 1000 чоловік, електроприймачі установок теплових мереж, то діні електроприймачі відносимо до II категорії по надійності електропостачання.

1.4. Кліматичні умови

Місто Ужгород розташоване на заході України, неподалік від державного кордону. Істотний вплив на клімат міста чинить захищеність Карпатами від холодних північних вітрів. У цілому клімат Ужгорода є помірно континентальним з м'якою зимою і теплим літом.

Середньорічна температура повітря становить 9,7 °С, найнижча вона у січні (мінус 2,8 °С), найвища – в липні (19,9 °С).

Найнижча середньомісячна температура повітря в січні (мінус 11,1 °С) зафіксована в 1964 р., найвища (4,1 °С) – в 1936 р. Найнижча середньомісячна температура в липні (17,6 °С) спостерігалась у 1902 і 1979 рр., найвища (23,6 °С) – в 1994 р. Абсолютний мінімум температури повітря (мінус 32,0 °С) зафіксовано 9–10 лютого 1929 р., абсолютний максимум (38,6 °С) – 15 липня 1952 р. В останні 100–120 років температура повітря в Ужгороді, так само як і в цілому на Землі, має тенденцію до підвищення. Протягом цього періоду середньорічна температура повітря підвищилася приблизно на 1,0 °С. Більшим у цілому є підвищення температури в першу половину року.

У середньому за рік в Ужгороді випадає 748 мм атмосферних опадів, найменше – у лютому і квітні, найбільше – у червні та липні.

Мінімальна річна кількість опадів (443 мм) спостерігалась у 1961 р., максимальна (1134 мм) – в 1980 р. Максимальну добову кількість опадів (75 мм) зафіксовано у червні 1892 р. У середньому за рік у місті спостерігається 156 днів з опадами; найменше їх (9) у жовтні, найбільше (18) – у грудні. Щороку в Ужгороді утворюється сніговий покрив, проте його висота незначна.

Відносна вологість повітря становить в середньому 73%, найменша вона у квітні (63%), найбільша – у грудні (84%).

Найменша хмарність спостерігається в серпні, найбільша – у грудні.

Найбільшу повторюваність у місті мають вітри з південного сходу, найменшу – із заходу.

Найбільша швидкість вітру – у квітні, найменша – у серпні. У січні вона в середньому становить 2,2 м/с, у липні – 2,3 м/с.

1.5. Відомості про джерела живлення

Мікрорайон, що розглядається в м. Ужгород, будемо заживлювати від підстанції ГПП 110/10 «Промзона - 2», що знаходиться на відстані 8,2 км.

Живлення підстанції здійснюється по дволанцюговій повітряній лінії електропередач напругою 110 кВ ПС «Б - 1». Від ЗРП 10 кВ живляться трансформаторні підстанції (ТП) мікрорайону. Захист силових трансформаторів Т1 і Т2 діє на відключення високовольтних вимикачів напругою 10 кВ введів цих трансформаторів і на відключення КЗ Т1 і Т2. Живлення ланцюгів керування й сигналізації здійснюється від щита власних потреб.

2. СИСТЕМАТИЗАЦІЯ Й РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Вихідними параметрами для рішення комплексно-технічних і економічних розрахунків, що виникають при проектуванні сучасних підприємств є їх електричні навантаження.

Визначення навантажень необхідно для правильного вибору потужності трансформаторів, компенсуючих пристроїв, вибору перерізу проводів і кабелів, шин, вибору й прийняття вставок релейного захисту, розрахунку втрат, відхилень і коливань напруги.

Завищення й заниження навантажень приводить до збільшення приведених витрат, недовикористанню електроустаткування або недовідпустку продукції й підвищенню втрат електроенергії. Тому правильне визначення

електричних навантажень є вирішальним чинником при проектуванні й експлуатації електричних мереж і електропостачання підприємств.

2.1. Навантаження житлових будинків

Розрахункове навантаження живильних ліній введів і на шинах РП - 0,4 кВ трансформаторної підстанції (ТП) визначається по формулі:

$$D_{\text{e}\hat{a}} = D_{\text{e}\hat{a}.i\hat{e}o} \cdot i$$

$D_{\text{e}\hat{a}.i\hat{e}o}$ – питоме навантаження електроприймачів квартир, приймається залежно від числа квартир, приєднаних до лінії (ТП), типу кухонних плит і наявності побутових кондиціонерів повітря, кВт/квартира; n – кількість квартир, приєднаних до лінії (ТП).

Значення навантажень є приведеними, тобто встановлені з урахуванням коефіцієнта одночасності залежно від числа квартир і є довідковими даними.

Силове навантаження загальбудинкових приймачів електричної енергії, включаючи ліфти, визначається окремо, з урахуванням відповідних коефіцієнтів попиту й потужності. У результаті розрахункове навантаження житлового будинку, що не має вбудованих установок, визначають як суму навантаження квартир і силового навантаження загальбудинкових приймачів:

$$D_{\text{e}\hat{a}.\hat{a}} = D_{\text{e}\hat{a}} + \hat{E} \cdot \sum D_{\hat{N}}$$

де $D_{\text{e}\hat{a}.i\hat{e}o}$ – навантаження житлового будинку; $D_{\hat{N}}$ – силове навантаження загальбудинкових установок; K – коефіцієнт, що враховує участь силових установок у максимумі навантаження квартир, рівний 0,9.

У свою чергу, силове навантаження для ліфтових установок дорівнює:

$$D_{\hat{N}} = D_{\hat{E}} = \hat{E}_{\hat{N}.i\hat{e}} \cdot \sum_{i=1}^m D_{o_i}$$

де $\hat{E}_{\hat{N}.i\hat{e}}$ – розрахунковий коефіцієнт попиту для ліфтових установок, приймається за довідковими даними; m – кількість ліфтів, D_{o_i} – установлена потужність електродвигуна ліфта, кВт.

Повне розрахункове навантаження житлового будинку визначають по формулі:

$$S_{e.a.} = D_{E.A.} / \cos \varphi_{ж.б.уд.} + 0,9 \cdot \sum D_{E.A.} / \cos \varphi_c,$$

де $\cos \varphi_{ж.б.}$ і $\cos \varphi_c$ – коефіцієнти потужності, що характеризують навантаження квартир і загальбудинкових приймачів відповідно.

Крім будинків, у житлових районах міст розташовуються установи й підприємства громадсько-комунального характеру, навантаження яких визначають, як правило, індивідуально, у процесі розробки проектів їхнього внутрішнього електроустаткування. Навантаження визначають із використанням коефіцієнта попиту.

У результаті (наприклад, при наявності в житловому будинку вбудованого підприємства або установи) розрахункове навантаження житлового будинку буде складати:

$$\sum D_{e.a.} = D_{e.a.} + \hat{E} \cdot D_{\zeta a \bar{a}},$$

$\sum D_{e.a.}$ – сумарне навантаження житлового будинку й вбудованого підприємства в максимумі навантаження житлового будинку; $D_{\zeta a \bar{a}}$ – навантаження підприємства.

Сумарні розрахункові активні й реактивні навантаження в цілому по житловому району визначають підсумовуванням відповідних навантажень об'єктів.

2.2. Навантаження громадських будинків

Розрахункові електричні навантаження на вводах у громадські будинки приймають по проектах електроустаткування цих будинків.

Для міських розподільчих мереж 10 кВ повні навантаження визначаються з використання середніх значень коефіцієнта потужності для мереж у цілому.

Як правило, одночасно з розрахунком активного навантаження визначають і реактивну потужність, що дозволяє знайти повне навантаження для будь-якого елемента системи електропостачання.

Повне розрахункове навантаження, приведене до розглядуваного елемента міської електричної мережі, повинно визначатися з урахуванням

коефіцієнтів і $\text{tg } \varphi$ – характерних для навантаження кожного з розглянутих комунально - побутових споживачів.

Навантаження кожного споживача виражаються у кВА з використанням відповідного коефіцієнта потужності [8, 9]:

- підприємства громадського харчування $\cos \varphi = 0,98$;
- продовольчих і промтоварних магазинів $\cos \varphi = 0,85$;
- дитячі садки $\cos \varphi = 0,97$;
- загальноосвітні школи $\cos \varphi = 0,95$;
- ліфтів і іншого піднімального устаткування $\cos \varphi = 0,65$;
- для житлового багатоповерхового будинку $\cos \varphi = 0,92$.

2.3. Розрахунок потужності трансформаторної підстанції ТП - 41

ТП живить чотири семидесяти двох квартирні дев'яти поверхові будинки, два сто сорока чотирьох квартирні дев'ятиповерхові гуртожитки, один двохсот шістнадцяти квартирний дев'ятиповерховий будинок, один п'ятнадцяти квартирний одноповерховий будинок, один двадцяти дев'яти квартирний одноповерховий будинок.

Визначаємо розрахункове активне електричне навантаження для сімдесяти двох квартирних дев'яти поверхових будинків:

$$D_{\text{ea}} = D_{\text{ea.iod}} \cdot \dot{i} = 0,8 \cdot 72 = 57,6 \text{ кВт};$$

Таблиця 2.1

Навантаження комунально-побутових споживачів

№ п/п	№ корпусу	Найменування споживача	Поверховість	Одиниця вимірювання	Місткість $F \text{ м}^2$ (площа), кіл. кв.	Питомий показник $P_{\text{пит. кв.}}$, кВт	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Кількість ліфтів	P_y , кВт	Кс.л.	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p ,кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	9	Житловий будинок	9	квартира	72	0,8	0,92	0,42	2	11	0,8	73,44	42,72	86,37
2	5	Житловий будинок	9	квартира	216	0,5	0,92	0,42	6	11	0,75	152,55	97,48	184,22
3	11	Житловий будинок	9	квартира	72	0,8	0,92	0,42	2	11	0,8	73,44	42,72	86,37
4	6/2	Гуртожиток	9	квартира	144	0,75	0,98	0,2	4	11	0,7	135,72	54,03	151,78
5	12	Житловий будинок	9	квартира	72	0,8	0,92	0,42	2	11	0,8	73,44	42,72	86,37
6	10	Житловий будинок	9	квартира	72	0,8	0,92	0,42	2	11	0,8	73,44	42,72	86,37
7	6/1	Гуртожиток	9	квартира	144	0,75	0,98	0,2	4	11	0,7	135,72	54,03	151,78
8	4/1	Гуртожиток	9	квартира	144	0,75	0,98	0,2	4	11	0,7	135,72	54,03	151,78
9	4/2	Гуртожиток	9	квартира	144	0,75	0,98	0,2	4	11	0,7	135,72	54,03	151,78
10		Кафе	-	місце	100	0,9	0,95	0,33	0	0	0	90,00	29,70	94,74
11	41	Дит. садок	-	місце	160	0,4	0,96	0,42	0	0	0	64,00	26,88	66,67
12	1/1	Гуртожиток	9	квартира	144	0,75	0,98	0,2	4	11	0,7	135,72	54,03	151,78
13	1/2	Гуртожиток	9	квартира	144	0,75	0,98	0,2	4	11	0,7	135,72	54,03	151,78
14	3	Житловий будинок	9	квартира	246	0,5	0,92	0,42	6	11	0,75	167,55	103,78	200,52

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
15	17	Навчальний корпус	-	місце	1176	0,14	0,95	0,42	0	0	0	164,64	69,15	173,31
16	31	Житловий будинок	5	квартира	160	0,5	0,92	0,42	0	0	0	80,00	33,60	86,96
17	32	Житловий будинок	5	квартира	80	0,6	0,92	0,42	0	0	0	48,00	20,16	52,17
18	30"В"	Житловий будинок	5	квартира	160	0,5	0,92	0,42	0	0	0	80,00	33,60	86,96
19	30"Б"	Житловий будинок	5	квартира	111	0,6	0,92	0,42	0	0	0	66,60	27,97	72,39
20	39	Дитячий садок	-	місце	280	0,4	0,96	0,29	0	0	0	112,00	32,48	116,67
21	28	Житловий будинок	5	квартира	180	0,5	0,92	0,42	0	0	0	90,00	37,80	97,83
22	56	Житловий будинок	9	квартира	216	0,5	0,92	0,42	6	11	0,75	152,55	97,48	184,22
23	20	Житловий будинок	5	квартира	125	0,55	0,92	0,42	0	0	0	68,75	28,88	74,73
24	58	Житловий будинок	5	квартира	125	0,55	0,92	0,42	0	0	0	68,75	28,88	74,73
25		Гастроном	-	м ² торг. пл.	600	0,22	0,8	0,75	0	0	0	132,00	99,00	165,00
26	19	Житловий будинок	9	квартира	180	0,5	0,92	0,42	5	11	0,55	117,23	69,65	138,66
27	16	Школа	-	місце	1176	0,14	0,95	0,33	0	0	0	164,64	54,33	173,31

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
28	16	Житловий будинок	9	квартира	173	0,82	0,92	0,42	5	9	0,75	172,24	95,12	199,76
29	15	Житловий будинок	9	квартира	105	0,88	0,92	0,42	3	11	0,75	114,68	64,87	133,85
30	61	Житловий будинок	9	квартира	223	0,82	0,92	0,42	6	11	0,75	227,41	128,92	265,59
31	18	Житловий будинок	9	квартира	173	0,82	0,92	0,42	5	9	0,75	172,24	95,12	199,76
32	14	Житловий будинок	9	квартира	105	0,88	0,92	0,42	3	11	0,75	114,68	64,87	133,85
33	8	Житловий будинок	9	квартира	105	0,88	0,92	0,42	3	11	0,75	114,68	64,87	133,85
34	13"В"	Житловий будинок	9	квартира	144	0,55	0,92	0,42	4	11	0,7	106,92	65,70	127,67
35	13"А"	Житловий будинок	9	квартира	144	0,55	0,92	0,42	4	11	0,7	106,92	65,70	127,67
36	13"Б"	Житловий будинок	9	квартира	144	0,55	0,92	0,42	4	11	0,7	106,92	65,70	127,67
37	46	Дитячий садок	-	місце	280	0,4	0,96	0,42	0	0	0	112,00	47,04	116,67
38	1-14	Житловий будинок	-	квартира	15	3	0,92	0,42	0	0	0	45,00	18,90	48,91
39	15-19	Житловий будинок	-	квартира	4	3	0,92	0,42	0	0	0	12,00	5,04	13,04
40	21	Житловий будинок	-	квартира	1	3	0,92	0,42	0	0	0	3,00	1,26	3,26

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
41	2-30	Житловий будинок	-	квартира	29	3	0,92	0,42	0	0	0	87,00	36,54	94,57
42	32-66	Житловий будинок	-	квартира	33	3	0,92	0,42	0	0	0	99,00	41,58	107,61
43	70	Житловий будинок	-	квартира	1	3	0,92	0,42	0	0	0	3,00	1,26	3,26
44	1-30	Житловий будинок	-	квартира	30	3	0,92	0,42	0	0	0	90,00	37,80	97,83
45		Гастроном	-	м ² торг. пл.	300	0,22	0,8	0,75	0	0	0	66,00	49,50	82,50
46		Готель	-	кВт/місце	60	0,4	0,85	0,62	0	0	0	24,00	14,88	28,24
47		Гастроном	-	м ² торг. пл.	1000	0,22	0,8	0,75	0	0	0	220,00	165,00	275,00
48		Клуб	-	кВт/місце	300	0,4	0,92	0,43	0	0	0	120,00	51,60	130,43
49		Промтоварний магазин	-	м ² торг. пл.	400	0,14	0,9	0,48	0	0	0	56,00	26,88	62,22
50		Котельня										524,20	324,05	616,24
		Разом:										5698,64	2992,33	6436,5

Таблиця 2.2

Визначення розрахункових навантажень споживачів по району в цілому

№ п/п	№ корпусу	Найменування споживача	Pr,кВт	Qr,кВар	Sp,кВА
1	2	3	4	5	6
1	9	Житловий будинок	73,44	42,72	86,37
2	5	Житловий будинок	152,55	97,48	184,22
3	11	Житловий будинок	73,44	42,72	86,37
4	6/2	Гуртожиток	135,72	54,03	151,78
5	12	Житловий будинок	73,44	42,72	86,37
6	10	Житловий будинок	73,44	42,72	86,37
7	6/1	Гуртожиток	135,72	54,03	151,78
8	4/1	Гуртожиток	135,72	54,03	151,78
9	4/2	Гуртожиток	135,72	54,03	151,78
10		Кафе	90,00	29,70	94,74
11	41	Дитячий садок	64,00	26,88	66,67
12	1/1	Гуртожиток	135,72	54,03	151,78
13	1/2	Гуртожиток	135,72	54,03	151,78
14	3	Житловий будинок	167,55	103,78	200,52
15	17	Начальний корпус	164,64	69,15	173,31
16	31	Житловий будинок	80,00	33,60	86,96
17	32	Житловий будинок	48,00	20,16	52,17
18	30"В"	Житловий будинок	80,00	33,60	86,96
19	30"Б"	Житловий будинок	66,60	27,97	72,39
20	39	Дитячий садок	112,00	32,48	116,67
21	28	Житловий будинок	90,00	37,80	97,83
22	56	Житловий будинок	152,55	97,48	184,22
23	20	Житловий будинок	68,75	28,88	74,73
24	58	Житловий будинок	68,75	28,88	74,73
25		Гастроном	132,00	99,00	165,00
26	19	Житловий будинок	117,23	69,65	138,66
27	16	Школа	164,64	54,33	173,31
28	16	Житловий будинок	172,24	95,12	199,76
29	15	Житловий будинок	114,68	64,87	133,85
30	61	Житловий будинок	227,41	128,92	265,59
31	18	Житловий будинок	172,24	95,12	199,76
32	14	Житловий будинок	114,68	64,87	133,85
33	8	Житловий будинок	114,68	64,87	133,85
34	13"В"	Житловий будинок	106,92	65,70	127,67
35	13"А"	Житловий будинок	106,92	65,70	127,67

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5	6
36	13"Б"	Житловий будинок	106,92	65,70	127,67
37	46	Дитячий садок	112,00	47,04	116,67
38	1-14	Житловий будинок	45,00	18,90	48,91
39	15-19	Житловий будинок	12,00	5,04	13,04
40	21	Житловий будинок	3,00	1,26	3,26
41	2-30	Житловий будинок	87,00	36,54	94,57
42	32-66	Житловий будинок	99,00	41,58	107,61
43	70	Житловий будинок	3,00	1,26	3,26
44	1-30	Житловий будинок	90,00	37,80	97,83
45		Гастроном	66,00	49,50	82,50
46		Готель	24,00	14,88	28,24
47		Гастроном	220,00	165,00	275,00
48		Клуб	120,00	51,60	130,43
49		Промтоварний магазин	56,00	26,88	62,22
50		Котельня	524,20	324,05	616,24
		Разом:	5698,64	2992,33	6436,5

$D_{\text{е.а.г.д.}} = 0,8$ кВт/кв питоме навантаження електроприймачів квартир, приймається залежно від числа квартир, приєднаних до лінії (ТП), типу кухонних плит і наявності побутових кондиціонерів повітря, кВт/квартира; $n = 72$ кількість квартир, приєднаних до лінії (ТП).

$$D_N = D_E = \hat{E}_{\text{Н.Е.}} \cdot \sum_{i=1}^m D_{\text{о}i} = 0,8 \cdot (11+11) = 17,6 \text{ кВт};$$

D_N – силове навантаження загальбудинкових установок; $\hat{E}_{\text{Н.Е.}} = 0,8$ – розрахунковий коефіцієнт попиту для ліфтових установок, приймається за довідковими даними; $D_{\text{о}i} = 11$ кВт – встановлена потужність електродвигуна ліфта кВт.

Силове навантаження загальбудинкових приймачів електричної енергії, включаючи ліфти, визначаються окремо, з урахуванням відповідних коефіцієнтів попиту й потужності. У результаті розрахункове навантаження житлового будинку, що не має вбудованих установок, визначають як суму навантаження квартир і силового навантаження загальнобудинкових приймачів:

$$D_{\alpha . \dot{a}} = D_{\dot{e} \dot{a}} + \hat{E} \cdot \sum D_{\bar{N}} = 57,6 + 0,9 \cdot 17,6 = 73,44 \text{ кВт};$$

де $D_{\alpha . \dot{a}}$ – навантаження житлового будинку; $D_{\bar{N}}$ – силове навантаження загальбудинкових установок; K – коефіцієнт, що враховує участь силових установок у максимумі навантаження квартир, рівний 0,9.

Визначаємо розрахункове реактивне навантаження житлового будинку

$$Q_{\delta \alpha . \dot{a}} = D_{\dot{e} \dot{a}} \cdot \text{tg} \varphi_{\alpha . \dot{a}} + 0,9 \cdot D_{\bar{N}} \cdot \text{tg} \varphi_{\bar{n}} = 57,6 \cdot 0,42 + 0,9 \cdot 17,6 \cdot 1,3 = 42,72 \text{ кВар}.$$

Обчислюємо повну потужність житлового будинку

$$S_{\alpha . \dot{a}} = \frac{D_{\dot{e} \dot{a}}}{\cos \varphi_{\alpha . \dot{a}}} + 0,9 \cdot \frac{D_{\bar{N}}}{\cos \varphi_c} = \frac{57,6}{0,92} + 0,9 \cdot \frac{17,6}{0,6} = 86,37 \text{ кВА}.$$

Визначаємо активне навантаження для двохсот шістнадцяти квартирною дев'ятиповерхового будинку

$$D_{\dot{e} \dot{a}} = D_{\dot{e} \dot{a} \cdot \dot{i} \dot{o}} \cdot \dot{i} = 0,5 \cdot 216 = 108 \text{ кВт};$$

$$D_{\bar{N}} = D_{\bar{E}} = \hat{E}_{\bar{N} \cdot \bar{E}} \cdot \sum_{i=1}^m D_{\dot{o} i} = 0,75 \cdot 6 \cdot 11 = 49,5 \text{ кВт};$$

$$\sum D_{\alpha . \dot{a}} = D_{\alpha . \dot{a}} + \hat{E} \cdot D_{\zeta \dot{a} \dot{a}} = 108 + 0,9 \cdot 49,5 = 152,55 \text{ кВт}.$$

Обчислюємо реактивне навантаження житлового будинку

$$Q_{\delta \alpha . \dot{a}} = D_{\dot{e} \dot{a}} \cdot \text{tg} \varphi_{\alpha . \dot{a}} + 0,9 \cdot D_{\bar{N}} \cdot \text{tg} \varphi_{\bar{n}} = 108 \cdot 0,42 + 0,9 \cdot 49,5 \cdot 1,3 = 97,48 \text{ кВар}.$$

Визначаємо повну потужність житлового будинку

$$S_{\alpha . \dot{a}} = \frac{D_{\dot{e} \dot{a}}}{\cos \varphi_{\alpha . \dot{a}}} + 0,9 \cdot \frac{D_{\bar{N}}}{\cos \varphi_c} = \frac{108}{0,92} + 0,9 \cdot \frac{49,5}{0,6} = 184,22 \text{ кВА}.$$

Обчислюємо навантаження для гуртожитку

$$D_{\dot{e} \dot{a}} = D_{\dot{e} \dot{a} \cdot \dot{i} \dot{o}} \cdot \dot{i} = 0,75 \cdot 144 = 108 \text{ кВт};$$

$$D_{\bar{N}} = D_{\bar{E}} = \hat{E}_{\bar{N} \cdot \bar{E}} \cdot \sum_{i=1}^m D_{\dot{o} i} = 0,7 \cdot 4 \cdot 11 = 30,8 \text{ кВт};$$

$$\sum D_{\alpha . \dot{a}} = D_{\alpha . \dot{a}} + \hat{E} \cdot D_{\zeta \dot{a} \dot{a}} = 108 + 0,9 \cdot 30,8 = 135,72 \text{ кВт};$$

$$Q_{\delta \alpha . \dot{a}} = D_{\dot{e} \dot{a}} \cdot \text{tg} \varphi_{\alpha . \dot{a}} + 0,9 \cdot D_{\bar{N}} \cdot \text{tg} \varphi_{\bar{n}} = 108 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 30,8 = 54,03 \text{ кВар};$$

$$S_{\alpha . \dot{a}} = \frac{D_{\dot{e} \dot{a}}}{\cos \varphi_{\alpha . \dot{a}}} + 0,9 \cdot \frac{D_{\bar{N}}}{\cos \varphi_c} = \frac{108}{0,98} + 0,9 \cdot \frac{30,8}{0,6} = 151,78 \text{ кВА}.$$

Визначаємо навантаження для п'ятнадцяти квартирному одноповерхового будинку.

$$D_{\hat{a}} = D_{\hat{a}.i\hat{e}\hat{o}} \cdot i = 15 \cdot 3 = 45 \text{ кВт};$$

$$Q_{\hat{a}.a.} = D_{\hat{a}} \cdot \text{tg}\varphi_{\hat{a}.a.} = 45 \cdot 0,42 = 18,9 \text{ кВар};$$

$$S_{\hat{a}} = \frac{D_{\hat{a}}}{\cos \varphi_{\hat{a}.a.}} = \frac{45}{0,92} = 48,91 \text{ кВА.}$$

Обчислюємо навантаження для двадцяти дев'яти квартирному одноповерхового будинку

$$D_{\hat{a}} = D_{\hat{a}.i\hat{e}\hat{o}} \cdot i = 29 \cdot 3 = 87 \text{ кВт};$$

$$Q_{\hat{a}.a.} = D_{\hat{a}} \cdot \text{tg}\varphi_{\hat{a}.a.} = 87 \cdot 0,42 = 36,54 \text{ кВар};$$

$$S_{\hat{a}} = \frac{D_{\hat{a}}}{\cos \varphi_{\hat{a}.a.}} = \frac{87}{0,92} = 94,56 \text{ кВА.}$$

Визначаємо навантаження гастроному

$$D_{\delta} = D_{\delta.i\hat{e}\hat{o}} \cdot F = 300 \cdot 0,22 = 66 \text{ кВт};$$

де $D_{\delta.i\hat{e}\hat{o}}$ – питомий показник з табл. 2.1; F – ємність (у м² торговельній площі) з табл. 2.1

$$Q_{\delta} = D_{\delta} \cdot \text{tg}\varphi = 66 \cdot 0,75 = 49,5 \text{ кВар};$$

$$S_{\delta} = \frac{D_{\delta}}{\cos \varphi} = \frac{66}{0,8} = 82,5 \text{ кВА.}$$

Розрахункову потужність трансформаторної підстанції ТП - 41 визначають по розрахункових активних і реактивних навантаженнях.

Сумарні активні навантаження визначаємо по формул:

$$D_{\delta\Sigma} = D_9 + D_5 + D_{11} + D_{6/2} + D_{12} + D_{10} + D_{1-14} + D_{2-30} + D_{\hat{a}} = 73,44 + 152,55 + 73,44 + 135,72 + 73,44 + 73,44 + 45,0 + 87,0 + 66,0 = 853,47 \text{ кВт.}$$

Сумарні реактивні навантаження визначаємо по формулі:

$$Q_{\delta\Sigma} = Q_9 + Q_5 + Q_{11} + Q_{6/2} + Q_{12} + Q_{10} + Q_{1-14} + Q_{2-30} + Q_{\hat{a}} = 42,72 + 97,48 + 42,72 + 54,03 + 42,72 + 42,72 + 18,90 + 36,54 + 49,50 = 427,33 \text{ кВар.}$$

Розрахунок повної потужності ТП трансформаторної підстанції 41:

$$S_{\partial} = \sqrt{D_{\partial\Sigma}^2 + Q_{\partial\Sigma}^2} = \sqrt{780,03^2 + 427,33^2} = 954,5 \text{ кВА};$$

Для інших ТП мікрорайону розрахунок ведеться аналогічно, крім ТП - 40. Розрахункові дані заносимо в табл. 2.4.

Для ТП - 40 розрахунок ведеться методом упорядкованих діаграм, тому що від цієї трансформаторної підстанції живиться котельня мікрорайону, з устаткуванням, що складається з насосів і вентиляторів табл. 2.3.

Приведемо приклад розрахунку навантажень для мережевого насосу №1 табл. 2.3. Визначаємо середнє активне навантаження за найбільш завантажену зміну по формулі:

$$D_{\bar{n}i} = \hat{E}_{\bar{a}} \cdot \Sigma D_i = 0,8 \cdot 400 = 320 \text{ кВт};$$

де $\hat{E}_{\bar{a}}$ – коефіцієнт використання для групи електроприймачів 0,8, характеризує використання активної потужності;

ΣD_i – сумарна номінальна потужність устаткування, 400 кВт.

Обчислюємо середнє реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну по формулі:

$$Q_{\bar{n}i} = D_{\bar{n}i} \cdot \text{tg}\varphi = 320 \cdot 0,62 = 198,4 \text{ кВар};$$

\hat{E}_i – коефіцієнт максимуму активної потужності визначають із порівняння, залежно від $n_{\hat{a}\hat{o}}$ – ефективного числа електроприймачів групи.

$$n_{\hat{a}\hat{o}} = \frac{\left(\frac{\Sigma D_{\bar{m}i}}{1} \right)^2}{\Sigma_1^n D_{\bar{m}i}^2} = 2,37.$$

Визначаємо максимальне активне навантаження мережевого насосу:

$$D_i = \hat{E}_i \cdot D_{\bar{n}i} = 1 \cdot 320,0 = 320,0 \text{ кВт}.$$

Обчислюємо реактивне максимальне навантаження мережевого насосу:

$$Q_i = \hat{E}_i \cdot Q_{\bar{n}i} = 1 \cdot 198,4 = 198,4 \text{ кВар}.$$

Для іншого устаткування розрахунок ведеться аналогічно, всі дані заносяться в табл. 2.3.

Визначимо повну середньозмінну й максимальну потужність трансформаторної підстанції ТП - 40.

$$S_{\bar{m}} = S_i = \sqrt{\sum P_{\bar{m}}^2 + \sum Q_{\bar{m}}^2} = \sqrt{524,2^2 + 324,05^2} = 616,27 \text{ кВА};$$

Таблиця 2.3

Розрахунок навантажень для ТП – 40

№ п/п	Найменування устаткування	К - сть	P_n , кВт	K_B	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_{cm} , кВт	Q_{cm} , кВар	S_{cm} , кВА	K_M	η_{ef}	P_M , кВт	Q_M , кВар	S_M , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Насос мережевий	2	400,0	0,8	0,85	0,62	320,0	198,4				320	198,4	
2	Насос мережевий	2	100,0	0,8	0,85	0,62	80,0	49,6				80,0	49,6	
3	Насос живильний	1	4,0	0,8	0,85	0,62	3,2	1,98				3,2	1,98	
4	Насос вихровий	4	30,0	0,8	0,85	0,62	24	14,88				24	14,88	
5	Насос підживлюючий	2	44,0	0,8	0,85	0,62	35,2	21,8				35,2	21,8	
6	Вентилятор дуттєвий	2	8,0	0,95	0,85	0,62	7,6	4,7				7,6	4,7	
7	Вентилятор дуттєвий	4	22	0,95	0,85	0,62	20,9	12,96				20,9	12,96	
8	Димосос	1	30	0,95	0,85	0,62	28,5	17,67				28,5	17,67	
9	Освітлення		4,8	1	0,9	0,43	4,8	2,06				4,8	2,06	
	Разом:		642,8	0,8			524,2	324,05	616,27	1	2,37	524,2	324,05	616,24

Таблиця 2.4

Розрахункові потужності трансформаторних підстанцій

№ п/п	№ ТП	P_p , кВт	Q_p , кВар,	S_p , кВА
1	2	3	4	5
1.	ТП - 40	524,2	324,05	616,28
2.	ТП – 41	853,47	427,33	954,5
3.	ТП – 42	829,71	378,98	830,58
4.	ТП – 43	652,08	248,38	697,78
5.	ТП - 44	386,6	2322,05	445,83
6.	ТП – 45	310	202,8	370,44
7.	ТП – 46	290,05	155,23	328,97
8.	ТП – 47	413,85	237,8	447,3
9.	ТП – 48	915,91	513,77	1050,17
10.	ТП - 49	522,76	281,93	593,93
	Разом:	5698,64	2992,33	6436,5

3. ВИБІР НАПРУГИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Вибір величини напруги живильних і розподільчих мереж залежить від потужності, споживаної підприємством, його відстані від джерела живлення, напруги джерел живлення, кількості, номінальної напруги й одиничної потужності електроприймачів. Шкала стандартної напруги визначається прогресом в області виготовлення електроустаткування й зміною характеру споживання електричної енергії. Тому вона згодом удосконалюється. Значення номінальних напруг мають наступні значення: 0,22–0,38–0,66–3–6–10–20–35–110 кВ.

Напруги електропостачальних мереж визначаються місцевими умовами міста: характеристиками джерел живлення, їхнім розміщенням на території

міста, щільністю й величиною навантаження й т.д. Залежно від цих умов здійснення системи електропостачання міста, вимагає застосовувати кілька ступенів трансформації.

Згідно [8] доцільно застосовувати системи електропостачання напруги 110/10/0,4 кВ. Зокрема, у нових районах забудови напруга мереж приймається не нижче 10 кВ незалежно від напруги мережі в існуючій частині району. Вибираємо напругу 10 кВ, оскільки зменшуються втрати в порівнянні з напругою 6 кВ. Напруга 6 кВ може застосовуватися у виняткових випадках, наприклад, при переважній більшості на розглядуваних підприємствах електроприймачів напругою 6 кВ (зокрема двигунів).

При реконструкції й розширенні діючих мереж напругою 6 кВ рекомендується переводити їх на напругу 10 кВ. В [8, 9] вказується, що мережі загального користування в районах новобудов існуючих міських розподільчих мереж повинні виконуватися трифазними чотирипровідними із глухим заземленням нейтралі напругою 380/220 В. При реконструкції мереж необхідно використовувати ці ж напруги.

Отже, напругу зовнішньої живильної мережі приймаємо 110 кВ, нижчу напругу приймаємо 10 кВ, для живлення силових і освітлювальних електроприймачів напругою до 1 кВ приймаємо напругу 380/220 В.

4. ВИБІР СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Враховуючи безперервний ріст навантаження міських споживачів, розподільна мережа повинна містити можливості її систематичного розвитку в міру збільшення навантаження без її корінної перебудови. Мережа повинна мати просту схему, бути зручною в експлуатації й безпечною для обслуговуючого її персоналу.

Вибір схеми електропостачання визначається вимогами надійності й безперервності електропостачання споживачів електроенергією, розташуванням об'єкта електропостачання стосовно джерела живлення й електричних мереж енергетичної системи.

Для розподілу енергії низької напруги в роботі прийнята петлева схема живлення електричних навантажень.

Петлеве виконання електроживлення забезпечує надійну й гнучку систему електропостачання мікрорайону, оскільки в нормальних й післяаварійних режимах можливе використання реверсивних напрямків потоків потужності. Одночасно із цим забезпечується досить економічний розвиток електропостачання мережі в міру потреби з ростом навантаження окремих частин мікрорайону.

Можливість проводити випробування й ревізію будь-якого вимикача без порушення роботи елементів схеми також говорить про її економічність. Зменшення міжремонтного періоду при надійності вимикачів, а так само зменшення тривалості ремонту значно підвищує надійність схем.

Перевагою всіх петлевих схем є використання роз'єднувачів тільки для ремонтних операцій. Кількість операцій роз'єднувачами в таких схемах невелика.

До недоліків петлевих схем варто віднести більш складний вибір трансформаторів струму, вимикачів і роз'єднувачів, встановлюваних у кільці, тому що залежно від режиму роботи схеми струм, що протікає по апаратах міняється.

4.1. Техніко - економічні розрахунки

Опис варіантів схем електропостачання є варіант, що відповідає технічним вимогам і має найменші приведені витрати.

4.1.1. Перший варіант

Для розподілу електроенергії по території мікрорайону передбачається спорудження головної понижувальної підстанції типу ТДН - 16000/110. Для живлення підстанції прийнята ПЛ - 110 кВ.

Трансформаторні підстанції мікрорайону з потужністю 250, 400, 630, 1000 одержують живлення від ГПП 110/10.

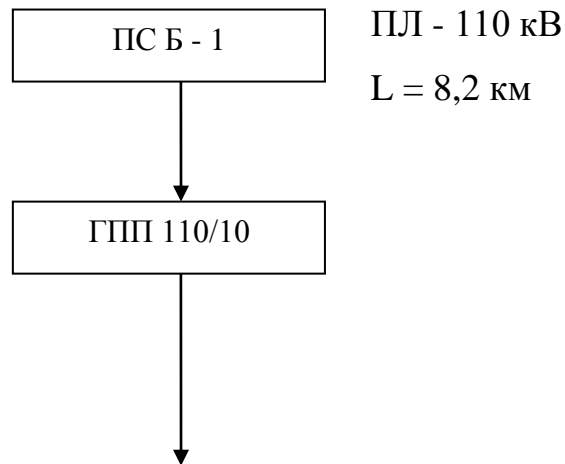


Рис. 4.1. Спрощена схема першого варіанту

4.1.2. Другий варіант

Для розподілу електроенергії по території мікрорайону передбачають спорудження розподільчого пункту (РП).

Розподільчий пункт передбачається двосекційним з одинарною системою збірних шин. Секційні вимикачі обладнані автоматичним ввімкненням резерву (АВР). Електроенергія від високовольного розподільчого пункту подається фідерами до комплектних трансформаторних підстанцій. Для живлення прийнята петлева схема. Розподільчий пункт і підключені на пряму електроприймачі від ГПП, на якому встановлені два трансформатори.

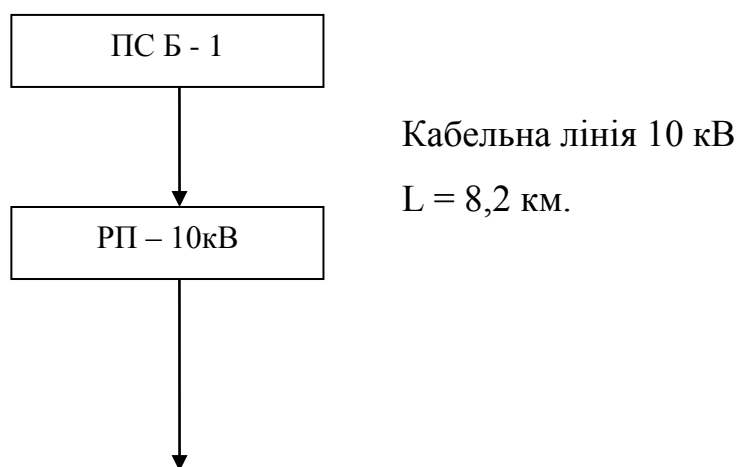


Рис. 4.2. Спрощена схема другого варіанта

4.2. Техніко - економічний розрахунок першого варіанта

Приведені витрати визначаються по формулі:

$$C = \dot{A}_i \cdot \hat{E} + \hat{A}_i;$$

де \dot{A}_i – нормативний коефіцієнт економічної ефективності, 1/рік, $\dot{A}_i = 0,15$ – для енергетичної галузі; \hat{E} – одноразові капітальні вкладення, євро; \hat{A}_i – щорічні витрати виробництва при нормальній експлуатації.

Капіталовкладення обумовлені за укрупненими показниками. Вартість устаткування обрана із проектів пропонованої продукції на ринку.

Таблиця 4.1

Найменування устаткування	Кількість	Капіталовкладення тис.євро
ПЛ - 110 кВ 1км - АС – 120 (вартість – 136 тис. євро)	8,2	1115,2
ГПП ТДН 16000 (вартість – 240 тис.євро)	2	480
УСЬОГО:		1595,2

Щорічні витрати виробництва при нормальній експлуатації визначаються по формулі:

$$\hat{A}_i = \hat{A}_a + \hat{A}_r, \text{ євро/рік};$$

де \hat{A}_a – амортизаційні відрахування, євро.

$$\hat{A}_a = \dot{A}_a \cdot \hat{E};$$

де \dot{A}_a – коефіцієнт відрахування, $\dot{A}_a = 0,035$ – для металевих і залізобетонних опор; $\dot{A}_a = 0,03$ – для підстанцій [1];

\hat{E} – капіталовкладення на елементи електропостачання, що споруджуються;

\hat{A}_i – вартість втрат електроенергії, тис. євро.

Визначаємо вартість втрат електроенергії в трансформаторах і повітряних лініях.

Втрати електроенергії в трансформаторах визначаються з виразу:

$$\Delta W_{\delta\delta} = 2\Delta D_{\delta.\delta} \cdot 8760 + \frac{\Delta D_{e.c.}}{2} \cdot \tau;$$

де $\Delta D_{\delta.\delta}$ – втрати холостого ходу трансформатора;

$\Delta D_{e.c.}$ – втрати короткого замикання;

τ – річний час найбільших втрат, год.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{\dot{D}_{\hat{a}\hat{e}\hat{n}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \text{ год};$$

де $\dot{D}_{\hat{a}\hat{e}\hat{n}}$ – річне число годин використання максимуму, $\dot{D}_{\hat{a}\hat{e}\hat{n}} = 3000$ год. [1];

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1489,2 \text{ год};$$

$$\Delta W_{\delta\delta} = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{85}{2} \cdot 1489,2 = 378651 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

Втрати електроенергії в повітряних лініях

$$\Delta W_{\tilde{e}} = \frac{D_{\hat{a}\hat{e}\hat{n}}^2}{U_i^2} \cdot Z_{\tilde{e}}, \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

де $D_{\hat{a}\hat{e}\hat{n}}$ – активна максимальна потужність передана по лінії;

U_i – номінальна напруга лінії;

$Z_{\tilde{e}}$ – повний опір лінії;

Опір повітряної лінії визначається по формулі:

$$Z_{\tilde{e}} = \sqrt{(r_0 \cdot l)^2 + (x_0 \cdot l)^2}, \text{ Ом};$$

де r_0, x_0 – питомі опори, Ом/км; l – довжина повітряної лінії $l = 8,2$ км;

$$Z_{\tilde{e}} = \sqrt{(0,27 \cdot 16,2)^2 + (0,391 \cdot 16,2)^2} = 3,89 \text{ Ом};$$

$$\Delta W_{\tilde{e}} = \frac{15118,83^2}{110000^2} \cdot 3,89 \cdot 1489,2 = 612,22 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

Сумарні втрати визначаються по формулі:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\delta\delta} + \Delta W_{\varepsilon} = 376851 + 612,22 = 377463,2 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

Визначаємо вартість втрат електроенергії по формулі:

$$\hat{A}_i = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \text{ тис.євро};$$

де β – середня собівартість електроенергії в енергосистемі, євро/кВт·год., $\beta = 0,2$ євро/кВт·год (для мікрорайону міста).

$$\hat{A}_i = 0,2 \cdot 377463 = 75493 \text{ євро}$$

Визначаємо амортизаційні відрахування:

$$\hat{A}_{\dot{a}\ddot{v}} = 0,035 \cdot 1115,2 = 39,032 \text{ тис.євро};$$

$$\hat{A}_{\dot{a}i} = 0,03 \cdot 480 = 14,4 \text{ тис.євро};$$

$$\hat{A}_{\dot{a}} = 39,032 + 14,4 = 53,432 \text{ тис.євро}.$$

Щорічні витрати виробництва:

$$\hat{A}_i = 53,432 + 75,493 = 128,925 \text{ тис.євро}.$$

Приведені витрати по першому варіанту:

$$З = 0,15 \cdot 1595,2 + 128,925 = 368,205 \text{ тис.євро}.$$

4.3. Техніко - економічний розрахунок другого варіанта

Приведені витрати визначаються по формулі

$$C = \hat{A}_i \cdot \hat{E}_{\tilde{n}} + \hat{E}_i;$$

Капітальні витрати визначаємо за укрупненими показниками. Вартість устаткування обрана із прайслистів.

Таблиця 4.2

Найменування устаткування	Кількість	Капіталовкладення тис. євро
Кабель 1км - АПвЕгаПу (3x240) (вартість – 57,2 тис. євро)	8,2	469,04
Вимикач	20	55
УСЬОГО:		1569,04

Визначаємо одноразові капітальні вкладення по формулі:

$$\hat{E} = N \cdot \hat{E}_a + \hat{E}_e, \text{ тис.євро};$$

де N – число осередків розподільчих пристроїв з вимикачами, $N = 20$; \hat{E}_a і \hat{E}_e – сумарна вартість вимикачів і ліній з урахуванням транспортних витрат.

$$\hat{E} = 20 \cdot 55 + 469,04 = 1569,04 \text{ тис.євро};$$

Визначимо вартість втрат електроенергії в кабельних лініях:

$$\Delta W = n \cdot I_{\delta}^2 \cdot r_{i\delta} \cdot l \cdot \tau_i \cdot 10^3 \text{ кВт·год};$$

де n – число фаз;

$I_{\delta} = 117,43$ – розрахунковий струм, А;

$r_{i\delta}$ – питомий опір (активний) кабелю, Ом/км $\tau_i = 1489,2$ год;

$$\Delta W_e = 3 \cdot 117,43^2 \cdot 0,129 \cdot 8,2 \cdot 1489,2 \cdot 10^{-3} = 651682,4 \text{ кВт·год}$$

Визначаємо вартість втрат електроенергії:

$$\hat{A}_i = 0,2 \cdot 651682,4 = 130336 \text{ євро};$$

Визначаємо амортизаційні відрахування:

$$\hat{A}_{ae} = 0,03 \cdot 469,04 = 14,071 \text{ тис.євро};$$

$$\hat{A}_{adi} = 0,063 \cdot 1100 = 69,3 \text{ тис.євро};$$

$$\hat{A}_a = 14,071 + 69,3 = 83,371 \text{ тис.євро};$$

Щорічні витрати виробництва:

$$\hat{A}_i = 83,371 + 130,336 = 213,707 \text{ тис.євро};$$

Приведені витрати по другому варіанту:

$$C = 0,15 \cdot 1569,04 + 213,707 = 449,063 \text{ тис.євро.}$$

У результаті зробленого техніко-економічного порівняння двох варіантів системи електропостачання мікрорайону, з'ясувалося, що більш економічним є **перший** варіант.

4.4. Трансформаторні підстанції (ТП) мікрорайону

Кожна трансформаторна підстанція є основною ланкою системи електропостачання. На ТП є комутаційні апарати, пристрої захисту й автоматики, вимірювальні прилади, збірні й з'єднувальні шини, допоміжні пристрої. На ТП встановлені двобмоткові трансформатори, схема з'єднання обмоток трансформатора Δ/Y . Підстанція цегельного виконання. У них установлені камери КСО-366 з вимикачем навантаження ВНП-16. Запобіжники ПУ - 10/150. Лінії, що відходять, виконані кабелями АПвЕгаПу з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Вони прокладені в траншеях на глибині 0,7 м.

5. ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТП І РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ

5.1. Вибір потужності трансформаторів трансформаторних підстанцій (ТП)

Вибираємо трансформатор на ТП-41: потужністю 2x630 кВА. Коефіцієнт завантаження даних трансформаторів дорівнює:

$$\beta = \frac{S_{\delta}}{S_{\delta\delta}} = \frac{954,47}{2 \cdot 630} = 0,75,$$

де S_{δ} – розрахункова потужність підстанції; $S_{\delta\delta}$ – потужність вибраного трансформатора.

Приймаємо до установки два трансформатори типу ТМ-10/0,4 потужністю 630 кВА.

Таблиця 5.1

Параметри трансформатора ТМ – 10/0,4 кВ потужністю 630 кВА

$\Delta P_{x.x.}$, кВт	$\Delta P_{к.з.}$, кВт	$I_{x.x.}$, %	$U_{к.з.}$, %
1	2	3	4
1,42	7,6	2,2	5,5

Втрати активної потужності трансформатора ΔP , кВт, визначаємо по формулі:

$$\Delta D = 2 \cdot (\Delta D_{\bar{o},\bar{o}} + \beta^2 \cdot \Delta D_{\bar{e},\bar{e}}) = 2 \cdot (1,42 + 0,75^2 \cdot 7,6) = 11,39 \text{ кВт.}$$

Втрати реактивної потужності трансформатора ΔQ , кВар, обчислюємо по формулі:

$$\Delta Q = \beta^2 \cdot U_{\bar{e},\bar{e},\%} \cdot \frac{S_f}{100} + I_{\bar{o},\bar{o},\%} \cdot \frac{S_f}{100} = 0,78^2 \cdot 5,5 \cdot \frac{1260}{100} + 2,0 \cdot \frac{1260}{100} = 70,5 \text{ кВар.}$$

Визначаємо втрати повної потужності ΔS , кВА:

$$\Delta S = \sqrt{\Delta D^2 + \Delta Q^2} = \sqrt{11,39^2 + 70,5^2} = 71,39 \text{ кВА;}$$

Вибір трансформаторів всіх ТП і визначення їхніх втрат потужності наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2

Трансформатори ТП і втрати потужності трансформаторів ТП

№ ТП	Тип трансформатора	β	Параметри трансформаторів				Втрати потужності		
			$\Delta P_{x.x.}$, кВт	$\Delta P_{к.з.}$, кВт	$I_{x.x.}$, %	$U_{к.з.}$, %	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	ΔS , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	ТМ – 2 х 400/10	0,77	0,92	5,5	2,5	4,5	8,36	41,34	42,17
41	ТМ – 2 х 630/10	0,75	1,42	7,6	2,5	5,5	11,39	70,5	71,39
42	ТМ – 2 х 630/10	0,72	1,42	7,6	2,5	5,5	10,7	67,43	68,27
43	ТМ – 2 х 630/10	0,55	1,42	7,6	2,5	5,5	7,5	52,46	52,99
44	ТМ – 2 х 400/10	0,55	0,92	5,5	2,5	4,5	5,16	30,89	31,32
45	ТМ – 2 х 400/10	0,46	0,92	5,5	2,5	4,5	6,9	27,61	28,22

Продовження табл. 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
46	ТМ – 2 х 250/10	0,66	1,05	3,7	2,3	4,5	5,32	26,35	54,65
47	ТМ – 2 х 400/10	0,59	0,92	5,5	2,5	4,5	5,66	32,53	33,02
48	ТМ – 2 х 1000/10	0,52	2,2	12,3	1,4	5,5	11,06	25,48	27,78
49	ТМ – 2 х 400/10	0,74	0,92	5,5	2,5	5,5	9,98	44,09	45,2
Разом втрати повної потужності, кВА:									502,01

5.2. Вибір потужності конденсаторних батарей

Якщо електропостачання житлового району передбачає тільки електропостачання громадських будинків непромислового призначення (житлові будинки, підприємства торгівлі, навчальні установи, підприємства побутового обслуговування населення й ін.) то компенсація реактивної потужності не потрібна відповідно до «Правил користування електроенергією».

У даному мікрорайоні крім житлових і громадських будинків є також котельня, де встановлене промислове устаткування. У котельні застосовуються конденсаторні установки. Для вибору потужності конденсаторної батареї Q_k задається вхідна реактивна потужність або P_{cm} і $tg\varphi_{вх}$.

P_{cm} визначаємо із розрахунку навантажень (табл. 2.3), а $tg\varphi_{вх}$ приймаємо рівним 0,05.

$$Q_{\hat{e}} = D_{\tilde{n}i} \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{\hat{a}\hat{o}}) = 524,2 \cdot (0,62 - 0,05) = 298,79 \text{ кВар.}$$

В якості компенсуючої установки, вибираємо найближчу більшу по потужності конденсаторну установку типу УКЛН - 0,38 - 300 - 50У3.

5.2.1. Компенсація реактивної потужності на напрузі 0,4 кВ

Потужність трансформатора з урахуванням компенсації

$$S_{\hat{o}\hat{o}} = \sqrt{D_{\tilde{n}i}^2 + (Q_{\tilde{n}i} - Q_{\hat{e}})^2} = \sqrt{524,2^2 + (324,05 - 300)^2} = 524,75 \text{ кВА.}$$

Коефіцієнт завантаження

$$\beta = \frac{S_{\hat{o}\hat{o}}}{S_{i.\hat{o}.}} = \frac{524,75}{2 \cdot 400} = 0,66.$$

Визначаємо втрати активної потужності в трансформаторах цеху по формулі:

$$\Delta D_{i\dot{a}\dot{o}} = n \cdot \Delta D_{\dot{o},\dot{o}} + \beta^2 \cdot n \cdot \Delta D_{\dot{e},\dot{z}},$$

де $\Delta D_{\dot{o},\dot{o}}$ – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta D_{\dot{e},\dot{z}}$ – втрати короткого замикання, кВт;

β – коефіцієнт завантаження трансформатора;

n – число трансформаторів.

$$\Delta P_{max} = 2 \cdot 0,95 + 0,66^2 \cdot 2 \cdot 5,5 = 6,7 \text{ кВт.}$$

Обчислюємо втрати активної енергії в трансформаторі ТП-40

$$\Delta W = n \cdot \Delta D_{\dot{o},\dot{o}} \cdot \dot{O}_{\dot{a}\dot{z}\dot{z}} + \beta \cdot n \cdot \Delta D_{\dot{e},\dot{z}} \cdot \tau,$$

де $\dot{O}_{\dot{a}\dot{z}\dot{z}}$ – річне число роботи устаткування; $\dot{O}_{\dot{a}\dot{z}\dot{z}} = 8760$ годин

$$\Delta W = 2 \cdot 0,92 \cdot 8760 + 0,66^2 \cdot 5,5 \cdot 2 \cdot 1489,2 = 23162,31 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

5.2.2. Компенсація реактивної потужності на напрузі 10 кВ

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$\beta = \frac{S_{\dot{i}}}{S_{\dot{i},\dot{o}}} = \frac{616,28}{2 \cdot 400} = 0,77$$

Обчислюємо втрати активної потужності в трансформаторах цеху по формулі:

$$\Delta P_{max} = 2 \cdot 0,95 + 0,77^2 \cdot 2 \cdot 5,5 = 8,42 \text{ кВт.}$$

Визначаємо втрати активної енергії в трансформаторі ТП-40:

$$\Delta W = 2 \cdot 0,92 \cdot 8760 + 0,77^2 \cdot 5,5 \cdot 2 \cdot 1489,2 = 24837,19 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

З порівняння варіантів і аналізу літературних джерел, при майже однакових втратах енергії видно, що витрати в другому варіанті будуть менші ніж у першому, тому компенсацію реактивної потужності здійснюємо на напрузі 10 кВ.

6. ГОЛОВНА ПОНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ

6.1. Вибір трансформаторів головної понижувальної підстанції (ГПП)

Вибираючи трансформатори, ми перевіряємо їх по перевантажувальній здатності, у зв'язку із цим трансформатори вибираються із запасом потужності, що зменшує приведені витрати.

Практично вони залежать від наступних факторів:

- величина електричного навантаження;
- коефіцієнт потужності;
- наростання навантаження по роках;
- тривалість і використання максимуму навантаження;
- характер графіка навантаження;
- віддаленість трансформатора від джерела виробництва електроенергії;
- годин роботи підприємства;
- вартості електроенергії й т.д.

Всі зазначені фактори змінюються в часі, і не завжди до моменту розробки проекту можуть бути виявлені з достатньою точністю. Тому трансформатори ГПП, зазвичай, вибираються так, щоб при виході з роботи одного з них, інший забезпечував роботу підприємства на час заміни трансформатора, що вийшов з ладу, з урахуванням можливого обмеження навантаження без шкоди для основної діяльності підприємства й міста, і з використанням додаткового перевантаження підприємства.

Згідно з ПУЕ допускається перевантаження трансформаторів не більше п'яти діб на 40 % понад номінальний режим, на час максимуму навантаження загальною тривалістю не більше шести годин на добу.

Розрахункове навантаження ГПП визначається з урахуванням розрахункового навантаження житлових і громадських будинків $S_{\text{доп}}$ – втрат у трансформаторах трансформаторних підстанцій ΔS і стороннього навантаження.

$$S_{\text{д}} = S_{\text{доп}} + \Delta S + S_{\text{нод}} = 6436,5 + 502,04 + 11085,58 = 18024,1 \text{ кВА.}$$

Виходячи з умов забезпечення живлення всіх споживачів мікрорайону міста в нормальному режимі, необхідно встановити два трансформатори по 16 МВА.

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі:

$$\hat{E}_{\varphi i} = \frac{S_{\delta}}{2 \cdot S_{i,\delta}} = \frac{18,024}{2 \cdot 16} = 0,56.$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора при відключенні одного із трансформаторів:

$$\hat{E}_{\varphi i} = \frac{S_{\delta}}{S_{i,\delta}} = \frac{18,024}{16} = 1,12 < 1,4.$$

Остаточно вибираємо два трансформатори із РПН типу ТДН - 16000/110-76У, параметри якого наведені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Параметри трансформатора ТДН – 16000/110 - 76У

$\Delta P_{x,x}$, кВт	$\Delta P_{к.з.}$, кВт	$I_{x,x}$, %	$U_{к.з.}$, %
18	85	0,7	10,5

6.2. Розрахунок втрат потужності трансформаторів ГПП

Втрати активної потужності трансформатора ΔP , кВт, визначаємо по формулі:

$$\Delta D = 2 \cdot (\Delta D_{\bar{\alpha},\bar{\alpha}} + \beta^2 \cdot \Delta D_{\bar{\epsilon}}) = 2 \cdot (18 + 0,56^2 \cdot 85) = 89,31 \text{ кВт.}$$

Втрати реактивної потужності трансформатора ΔQ , кВар, обчислюємо по формулі:

$$\Delta Q = 2 \cdot (\beta^2 \cdot U_{\bar{\epsilon},\bar{\epsilon},\%} \cdot \frac{S_i}{100} + I_{\bar{\alpha},\bar{\alpha},\%} \cdot \frac{S_i}{100}) =$$

$$0,56^2 \cdot 10,5 \cdot \frac{16000}{100} + 0,7 \cdot \frac{16000}{100} = 1277,69 \text{ кВар}$$

Визначаємо втрати повної потужності ΔS , кВА:

$$\Delta S = \sqrt{\Delta D^2 + \Delta Q^2} = \sqrt{89,31^2 + 1277,69^2} = 1280,8 \text{ кВА.}$$

Конструктивне виконання ГПП

ГПП 110/10кВ має два трансформатори типу ТДН – 16000/110 - 76У. Схема з'єднання обмоток трансформатора Y/Δ . Фундамент під трансформатори прийнятий залізобетонний, стрічкового типу. З боку 110 кВ трансформатори живляться дволанцюговими повітряними лініями через роз'єднувачі, і елегазові вимикачі типу ВГТ - 110 П 40/2500У1.

З боку 10 кВ знаходяться ЗРП – 10 кВ, виконаний з комплектних розподільчих пристроїв типу КРП 2 - 10, з одинарною секціонованою системою шин з АВР.

До кожної секції шин підключені трансформатори власних потреб типу ТМ - 160/10, обмежувач перенапруги типу ОПН - 10, трансформатори напруги типу НТМИ - 10 - 66 УЗ.

Лінії, що відходять від шин 10 кВ, мають роз'єднувачі типу РВ - 10/400, вакуумні вимикачі типу ВВЭ- 10 - 20 /630, трансформатори струму типу ТЛ-10-1.

7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

7.1. Загальні відомості й вихідні дані за розрахунками струмів короткого замикання

Струм короткого замикання розраховується з метою вибору електроустаткування, апаратів, струмообмежувальних реакторів (при необхідності), шин і з'єднувальних кабелів. При розрахунку визначають періодичну складову струму короткого замикання для найбільш важкого режиму роботи мережі. Врахування періодичної складової проводять приблизно, допускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в розглядуваній фазі.

Виконання розрахунків трифазного короткого замикання ведеться в наступному порядку:

- складається розрахункова схема;
- за розрахунковою схемою складають електричну схему заміщення;

- постійно перетворюючи схему заміщення, приводячи її до простого виду так, щоб кожне джерело живлення було пов'язане із місцем короткого замикання одним опором ($\tilde{O}_{\partial\partial\zeta}$);
- визначається початкове значення періодичної складової струму короткого замикання (I_e'');
- визначається значення ударного струму короткого замикання (i_{∂}) й при необхідності періодичну й аперіодичну складову струму короткого замикання для заданого моменту часу (t).

Розрахункова схема – це однолінійна схема електроустановки із нанесенням тих елементів і їхніх параметрів, які впливають на значення струму короткого замикання. На розрахунковій схемі намічають розрахункові струми так, щоб апарати й провідники потрапляли в найбільш важкі умови роботи.

За розрахунковою схемою складають схему заміщення, замінюючи електромагнітні зв'язки електричними.

Розрахунок струмів короткого замикання можна вести як в іменованих, так і у відносних одиницях. У мережах до 1000 В, розрахунок ведеться в іменованих одиницях. Базову потужність для зручності беруть рівною 100 або 100 МВА, а за базову напругу беруть середню еквівалентну напругу ($U_{\partial\partial}$) тієї ділянки, на якій розглядається коротке замикання, а саме: 230, 115, 37, 10,5, 6,3 кВ.

У розрахунках не враховуються активні опори елементів, тому що вони значно менші за індуктивні, практично не впливають на рівень струму короткого замикання й тільки ускладнюють обчислення.

Таким чином, для кожної ділянки короткого замикання існують свої базисні напруги й струми:

$$I_{\partial} = \frac{S_{\partial}}{\sqrt{3} \cdot U_{\partial}};$$

Опір всіх елементів короткозамкненого ланцюга у відносних одиницях при базових умовах визначаємо по формулах:

- а) для синхронних генераторів:

$$\tilde{\sigma}_{*a} = \tilde{\sigma}_d'' \cdot \frac{S_d}{S_{\tilde{m}}};$$

де $\tilde{\sigma}_d''$ – відносний надперехідний індуктивний опір генератора по поздовжній осі, визначається по довідниках;

$S_{\tilde{m}}$ – номінальна потужність даного обладнання, МВА;

б) для двообмоткових трансформаторів:

$$\tilde{\sigma}_{*d} = \frac{U_{\hat{e}.c.\%}}{100} \cdot \frac{S_d}{S_{\tilde{m}}};$$

де $U_{\hat{e}.c.\%}$ – напруга короткого замикання визначається по довіднику, %;

в) двообмоткові трансформатори із розщепленими обмотками вводяться в схему заміщення як індуктивні опори, приведені до базисних умов. Якщо відомо $U_{\hat{e}.c.\hat{A}\hat{I}}$ для трифазного трансформатора з розщепленими обмотками, то:

$$\tilde{\sigma}_{\hat{A}\hat{I}} = \frac{U_{\hat{e}.c.\hat{A}\hat{I}}}{100};$$

$$\tilde{\sigma} = 0,125 \cdot \tilde{\sigma}_{\hat{A}\hat{I}};$$

$$\tilde{\sigma}_{l,1} = \tilde{\sigma}_{l,2} = 1,75 \cdot \tilde{\sigma}_{\hat{A}\hat{I}};$$

г) повітряні й кабельні лінії характеризуються питомими значеннями індуктивних опорів і ємнісних провідностей та конструкції самої лінії:

$$\tilde{\sigma}_{*e} = \frac{\tilde{\sigma}_{i\hat{e}d} \cdot l \cdot S_d}{U_{\tilde{m}}^2}.$$

Приведені до базисних умов опори елементів схеми наносять на схему заміщення, позначаючи дробом: у чисельнику порядковий номер, а в знаменнику – значення відносного індуктивного опору елемента схем. Після цього робимо перетворення схеми для визначення результуючого опору ланцюга короткого замикання для даної ділянки короткого замикання.

Можливі наступні види перетворення:

- при послідовному з'єднанні:

$$\tilde{\sigma}_* = \tilde{\sigma}_{*1} + \tilde{\sigma}_{*2} + \tilde{\sigma}_{*3} + \dots + \tilde{\sigma}_{*r};$$

- при паралельному з'єднанні:

$$\frac{1}{\tilde{\sigma}_*} = \frac{1}{\tilde{\sigma}_{*1}} + \frac{1}{\tilde{\sigma}_{*2}} + \frac{1}{\tilde{\sigma}_{*3}} + \dots + \frac{1}{\tilde{\sigma}_{*r}};$$

При з'єднанні опорів зіркою з відносним опором променів x_* , x_{*2} і x_{*3} її можна замінити еквівалентним з'єднанням у трикутник:

$$\tilde{\sigma}_{*12} = \tilde{\sigma}_{*1} + \tilde{\sigma}_{*2} + \frac{\tilde{\sigma}_{*1} \cdot \tilde{\sigma}_{*2}}{\tilde{\sigma}_{*3}};$$

$$\tilde{\sigma}_{*13} = \tilde{\sigma}_{*1} + \tilde{\sigma}_{*3} + \frac{\tilde{\sigma}_{*1} \cdot \tilde{\sigma}_{*3}}{\tilde{\sigma}_{*2}};$$

$$\tilde{\sigma}_{*23} = \tilde{\sigma}_{*2} + \tilde{\sigma}_{*3} + \frac{\tilde{\sigma}_{*2} \cdot \tilde{\sigma}_{*3}}{\tilde{\sigma}_{*1}};$$

При перетворенні трикутника опорів в еквівалентну зірку:

$$\tilde{\sigma}_{*1} = \frac{\tilde{\sigma}_{*12} \cdot \tilde{\sigma}_{*13}}{\tilde{\sigma}_{*1} + \tilde{\sigma}_{*2} + \tilde{\sigma}_{*3}};$$

$$\tilde{\sigma}_{*2} = \frac{\tilde{\sigma}_{*12} \cdot \tilde{\sigma}_{*23}}{\tilde{\sigma}_{*1} + \tilde{\sigma}_{*2} + \tilde{\sigma}_{*3}};$$

$$\tilde{\sigma}_{*3} = \frac{\tilde{\sigma}_{*13} \cdot \tilde{\sigma}_{*23}}{\tilde{\sigma}_{*1} + \tilde{\sigma}_{*2} + \tilde{\sigma}_{*3}};$$

Перетворюючи схему, приводимо до одного з видів, зручних для розрахунку струму короткого замикання, з урахуванням індивідуальної зміни в окремих променях.

Після перетворення схеми й знаходження результуючого опору, визначаємо початкове значення струму короткого замикання:

$$I_{\dot{e}}'' = \frac{I_{\dot{a}}}{\tilde{\sigma}_{* \dot{\delta} \dot{\zeta}}}, \text{ кА};$$

де $\tilde{\sigma}_{* \dot{\delta} \dot{\zeta}}$ – еквівалентний (результуючий) опір схеми; $I_{\dot{a}}$ – базисний струм даної ділянки.

Значення періодичної складової струму, у довільний момент часу τ , можна виразити через початковий надперехідний струм:

$$I_{n\tau} = \gamma_{\tau} \cdot I_{\dot{e}}'',$$

де γ_{τ} – коефіцієнт, що характеризує загасання періодичної складової струму, (визначається по кривих [12])

При значенні реактивного опору $\tilde{\sigma} > 1$, значенням періодичної складової струму за час до 0,1 с можна знехтувати [12, 13].

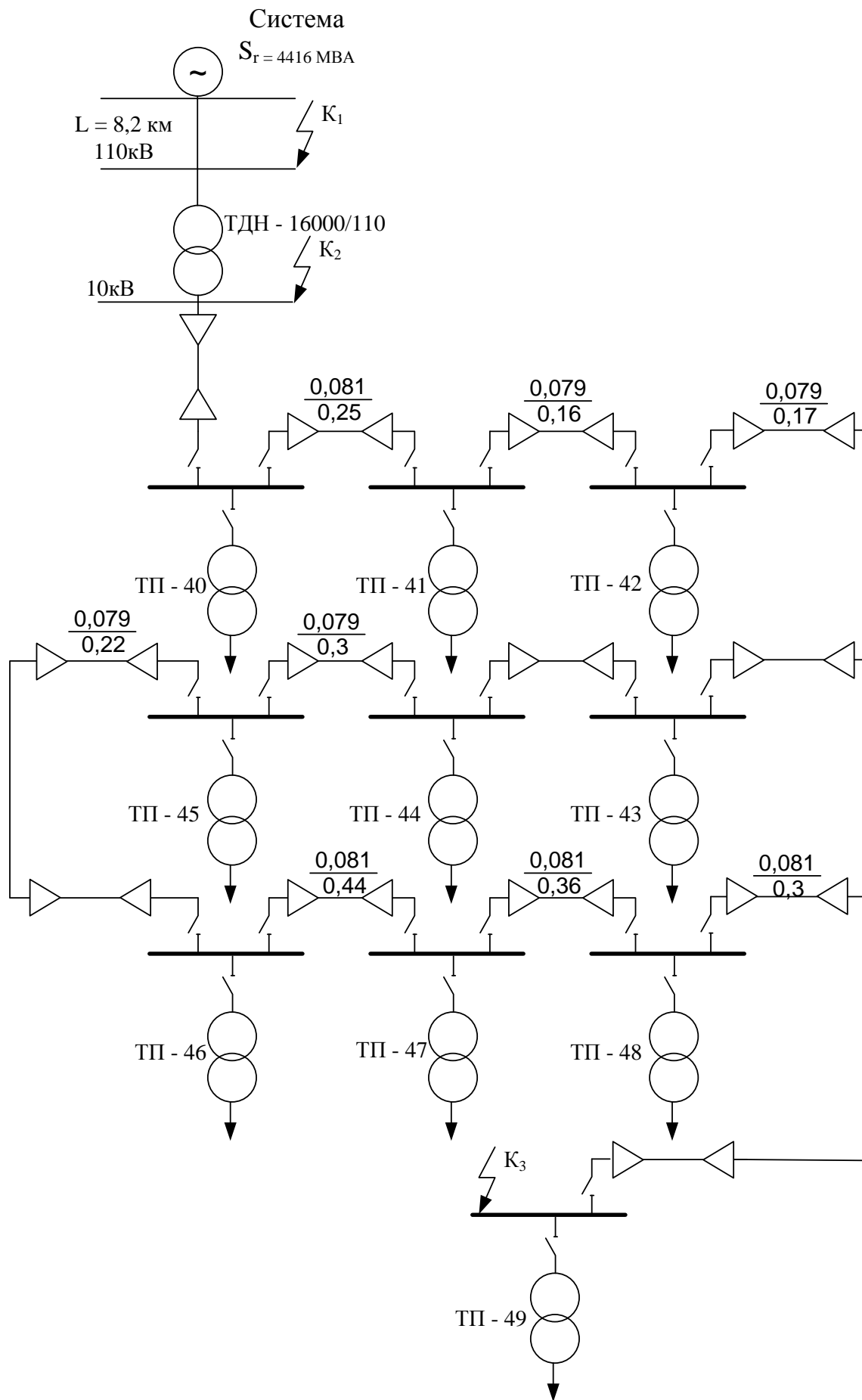


Рис. 7.1. Принципова схема

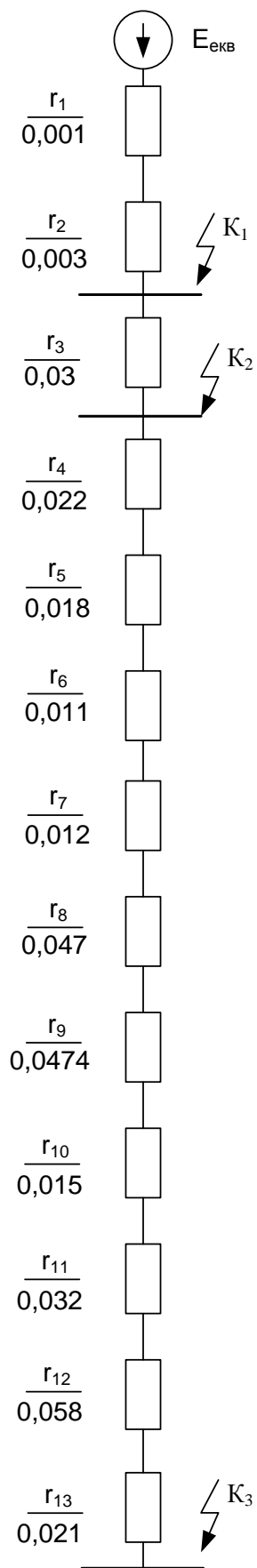


Рис. 7.2. Схема заміщення мікрорайону і системи

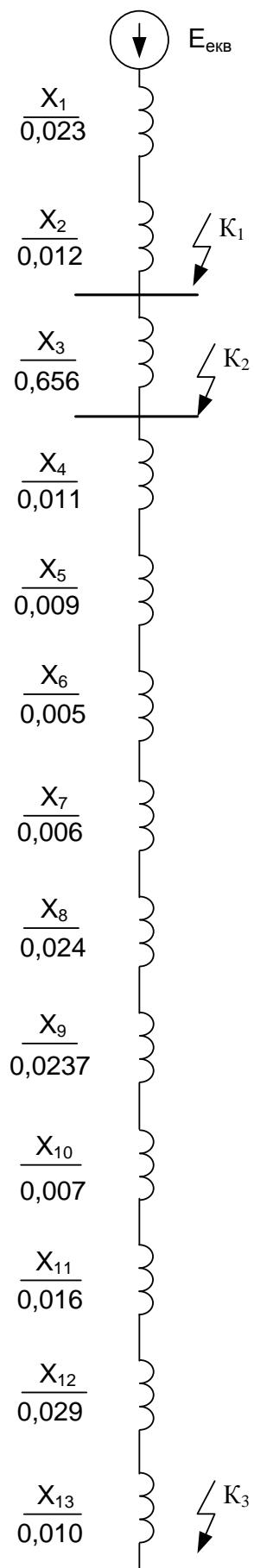


Рис. 7.3. Схема заміщення мікрорайону і системи

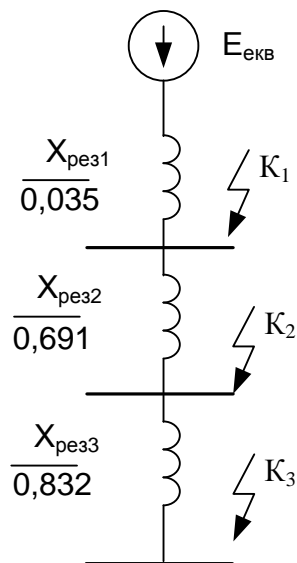


Рис. 7.4. Схема заміщення мікрорайону і системи

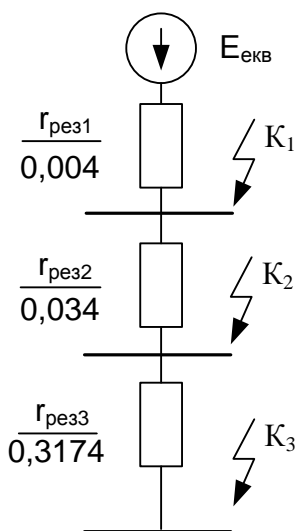


Рис. 7.5. Схема заміщення мікрорайону і системи

Аперіодичну складову струму короткого замикання в довільний момент часу τ , і ударний струм визначаємо по формулах:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I''_{\dot{e}.\dot{c}} \cdot \lambda_{\tau},$$

де λ_{τ} – коефіцієнт загасання аперіодичної складової.

$$i_{\acute{o}\ddot{a}} = k_{\acute{o}\ddot{a}} \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{\acute{e}.c.},$$

де $k_{\acute{o}\ddot{a}}$ – ударний коефіцієнт, визначається по формулі:

$$k_{\acute{o}\ddot{a}} = 1 + e^{-0.01/T_a};$$

T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$\dot{O}_a = \frac{\tilde{\delta}_{\acute{\delta}\acute{c}}}{\omega \cdot r_{\acute{\delta}\acute{c}}}, \text{ с};$$

де $r_{\acute{\delta}\acute{c}}$ – результуючий (еквівалентний) активний опір схеми, що розраховується аналогічно індуктивному опору $\tilde{\delta}_{\acute{\delta}\acute{c}}$.

7.2. Складання електричної схеми заміщення прямої послідовності

За базисну потужність приймаємо $S_{\acute{a}} = 100$ МВА. Струм або потужність короткого замикання береться за даними енергопостачального підприємства. У нашому випадку потужність короткого замикання на шинах 110 кВ підстанції 110/10 кВ дорівнює $S_{\acute{e}.c.} = 4416$ МВА. Розрахункова схема наведена на рис. 7.1, а електрична схема заміщення на рис. 7.2, перетворені схеми заміщення на рис. 7.3.

$$\text{Базисні напруги } U_{\acute{a}1} = 115 \hat{A}, U_{\acute{a}2} = 10,5 \hat{A}$$

Приймаємо:

$$X_c/R_c = 20,$$

де X_c – індуктивний опір системи,

R_c – активний опір системи.

$$X_l/R_l = 0,5,$$

де X_l – індуктивний опір лінії,

R_l – активний опір лінії.

$$X_k/R_k = 0,5,$$

де X_k – індуктивний опір кабелю,

R_k – активний опір лінії.

Опір системи:

$$\tilde{\sigma}_1 = \frac{S_{\dot{a}}}{S_{\dot{e},\zeta}} = \frac{100}{4416} = 0,023;$$

$$r_1 = \frac{\tilde{\sigma}_1}{(\tilde{\sigma}_1 / r_{\bar{n}})} = 0,023 / 20 = 0,001.$$

Відношення x/r для елементів електричної системи береться з [14].

Опір ПЛ від системи до ГПП:

$$\tilde{\sigma}_2 = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,4 \cdot 8,2 \cdot \frac{100}{2 \cdot 115^2} = 0,012;$$

$$r_2 = \frac{\tilde{\sigma}_2}{(\tilde{\sigma}_2 / r_2)} = 0,012 / 4 = 0,003.$$

Опір трансформатора ГПП:

$$\tilde{\sigma}_3 = \frac{U_{\dot{e}}}{100} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{S_{\dot{m}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,656;$$

$$r_3 = \frac{P_k \cdot S_{\dot{a}}}{1000 \cdot S_{\dot{m}}^2} = \frac{85 \cdot 100}{1000 \cdot 16^2} = 0,03;$$

Опір кабельних ліній 10 кВ:

$$\tilde{\sigma}_4 = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,077 \cdot 3,28 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,011;$$

$$r_4 = \frac{\tilde{\sigma}_4}{(\tilde{\sigma}_4 / r_{\dot{e}})} = 0,011 / 0,5 = 0,022;$$

$$\tilde{\sigma}_5 = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,081 \cdot 0,25 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,009;$$

$$r_5 = \frac{\tilde{\sigma}_5}{(\tilde{\sigma}_5 / r_{\dot{e}})} = 0,009 / 0,5 = 0,018;$$

$$\tilde{\sigma}_6 = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,079 \cdot 0,16 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,005;$$

$$r_6 = \frac{\tilde{\sigma}_6}{(\tilde{\sigma}_6 / r_{\dot{e}})} = 0,005 / 0,5 = 0,011;$$

$$\tilde{\sigma}_7 = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,079 \cdot 0,17 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,006;$$

$$r_7 = \frac{\tilde{\sigma}_7}{(\tilde{\sigma}_7 / r_{\dot{e}})} = 0,006 / 0,5 = 0,012;$$

$$\tilde{\sigma}_8 = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,081 \cdot 0,65 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,024;$$

$$r_8 = \frac{\tilde{\sigma}_8}{(\tilde{\sigma}_{\dot{e}} / r_{\dot{e}})} = 0,024 / 0,5 = 0,047;$$

$$\tilde{\sigma}_9 = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,079 \cdot 0,3 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,0237;$$

$$r_9 = \frac{\tilde{\sigma}_9}{(\tilde{\sigma}_{\dot{e}} / r_{\dot{e}})} = 0,0237 / 0,5 = 0,0474;$$

$$\tilde{\sigma}_{10} = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,079 \cdot 0,22 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,007;$$

$$r_{10} = \frac{\tilde{\sigma}_{10}}{(\tilde{\sigma}_{\dot{e}} / r_{\dot{e}})} = 0,007 / 0,5 = 0,015;$$

$$\tilde{\sigma}_{11} = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,081 \cdot 0,44 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,016;$$

$$r_{11} = \frac{\tilde{\sigma}_{11}}{(\tilde{\sigma}_{\dot{e}} / r_{\dot{e}})} = 0,016 / 0,5 = 0,032;$$

$$\tilde{\sigma}_{12} = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,081 \cdot 0,36 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,029;$$

$$r_{12} = \frac{\tilde{\sigma}_{12}}{(\tilde{\sigma}_{\dot{e}} / r_{\dot{e}})} = 0,029 / 0,5 = 0,058;$$

$$\tilde{\sigma}_{13} = \tilde{\sigma}_{i\dot{e}\dot{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{n \cdot U_i^2} = 0,081 \cdot 0,3 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10,5^2} = 0,010;$$

$$r_{13} = \frac{\tilde{\sigma}_{13}}{(\tilde{\sigma}_{\dot{e}} / r_{\dot{e}})} = 0,005 / 0,5 = 0,021;$$

Визначаємо результуючі опори до ділянок короткого замикання

До ділянки K_1

$$\tilde{\sigma}_{\dot{a}\dot{c}1} = \tilde{\sigma}_1 + \tilde{\sigma}_2 = 0,023 + 0,012 = 0,035;$$

$$r_{\dot{a}\dot{c}1} = r_1 + r_2 = 0,001 + 0,003 = 0,004;$$

До ділянки K_2

$$\tilde{\sigma}_{\dot{a}\dot{c}2} = \tilde{\sigma}_{\dot{a}\dot{c}1} + \tilde{\sigma}_3 = 0,035 + 0,656 = 0,691;$$

$$r_{\dot{a}\dot{c}2} = r_{\dot{a}\dot{c}1} + r_3 = 0,004 + 0,03 = 0,034;$$

До ділянки K_3

$$\tilde{\sigma}_{\delta\dot{a}\zeta 3} = \tilde{\sigma}_{\delta\dot{a}\zeta 2} + \tilde{\sigma}_4 + \tilde{\sigma}_5 + \tilde{\sigma}_6 + \tilde{\sigma}_7 + \tilde{\sigma}_8 + \tilde{\sigma}_9 + \tilde{\sigma}_{10} + \tilde{\sigma}_{11} + \tilde{\sigma}_{12} + \tilde{\sigma}_{13};$$

$$\tilde{\sigma}_{\delta\dot{a}\zeta 3} = 0,691 + 0,011 + 0,009 + 0,005 + 0,006 + 0,024 + 0,0237 + 0,007 + 0,016 + 0,029 + 0,010 = 0,832;$$

$$r_{\delta\dot{a}\zeta 3} = r_{\delta\dot{a}\zeta 2} + r_4 + r_5 + r_6 + r_7 + r_8 + r_9 + r_{10} + r_{11} + r_{12} + r_{13};$$

$$r_{\delta\dot{a}\zeta 3} = 0,034 + 0,022 + 0,018 + 0,011 + 0,012 + 0,047 + 0,0474 + 0,015 + 0,032 + 0,058 + 0,021 = 0,3174;$$

7.3. Визначення надперехідного струму короткого замикання

Базисні струми в місцях короткого замикання :

$$I_{\dot{a}} = \frac{S_{\dot{a}}}{U_{\dot{a}} \cdot \sqrt{3}},$$

$$I_{\dot{a}1} = \frac{100}{115 \cdot \sqrt{3}} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{\dot{b}2} = \frac{100}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 5,5 \text{ кА};$$

$$I_{\dot{b}3} = \frac{100}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 5,5 \text{ кА};$$

де I_6 – базисний струм.

Визначаємо надперехідний струм короткого замикання:

$$I_1'' = \frac{I_{\dot{a}1}}{\tilde{\sigma}_{\delta\dot{a}\zeta}} = \frac{0,502}{0,035} = 14,91 \text{ кА};$$

$$I_2'' = \frac{I_{\dot{a}2}}{\tilde{\sigma}_{\delta\dot{a}\zeta}} = \frac{5,5}{0,691} = 7,95 \text{ кА};$$

$$I_3'' = \frac{I_{\dot{a}3}}{\tilde{\sigma}_{\delta\dot{a}\zeta}} = \frac{5,5}{0,832} = 6,61 \text{ кА}.$$

7.4. Визначення ударного струму короткого замикання

Визначення постійної часу загасання аперіодичної складової:

$$\dot{O}_{\dot{a}1} = \frac{\tilde{\sigma}_{\delta\dot{a}\zeta 1}}{(\omega \cdot r_{\delta\dot{a}\zeta 1})} = \frac{0,035}{314 \cdot 0,004} = 0,027 \text{ с};$$

$$\dot{O}_{\dot{a}2} = \frac{\tilde{\sigma}_{\delta\dot{a}\zeta 2}}{(\omega \cdot r_{\delta\dot{a}\zeta 2})} = \frac{0,691}{314 \cdot 0,034} = 0,065 \text{ с};$$

$$\dot{O}_{\dot{a}3} = \frac{\ddot{\sigma}_{\dot{a}3}}{(\omega \cdot r_{\dot{a}3})} = \frac{0,832}{314 \cdot 0,314} = 0,008 \text{ с.}$$

Визначення ударного коефіцієнту:

$$k_{\dot{a}1} = 1 + e^{-0,01/\dot{O}_{\dot{a}1}} = 1 + \bar{a}^{-0,01/0,027} = 1,69;$$

$$k_{\dot{a}2} = 1 + e^{-0,01/\dot{O}_{\dot{a}2}} = 1 + \bar{a}^{-0,01/0,065} = 1,86;$$

$$k_{\dot{a}3} = 1 + e^{-0,01/\dot{O}_{\dot{a}3}} = 1 + \bar{a}^{-0,01/0,008} = 1,29.$$

Визначення ударного струму короткого замикання:

$$i_{\dot{a}1} = \sqrt{2} \cdot k_{\dot{a}1} \cdot I_1'' = \sqrt{2} \cdot 1,69 \cdot 14,91 = 35,63 \text{ кА}$$

$$i_{\dot{a}2} = \sqrt{2} \cdot k_{\dot{a}2} \cdot I_2'' = \sqrt{2} \cdot 1,86 \cdot 7,95 = 20,91 \text{ кА}$$

$$i_{\dot{a}3} = \sqrt{2} \cdot k_{\dot{a}3} \cdot I_3'' = \sqrt{2} \cdot 1,29 \cdot 6,61 = 12,05 \text{ кА};$$

Значення аперіодичної складової струму в місці КЗ у момент $\tau=0,1$ с [12]:

$$i_{a\tau_1} = \sqrt{2} \cdot I_1'' \cdot e^{-\tau/T_{a1}} = 1,4 \cdot 14,91 \cdot e^{-0,1/0,027} = 0,51 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau_2} = \sqrt{2} \cdot I_2'' \cdot e^{-\tau/T_{a2}} = 1,4 \cdot 7,65 \cdot e^{-0,1/0,065} = 2,29 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau_3} = \sqrt{2} \cdot I_3'' \cdot e^{-\tau/T_{a3}} = 1,4 \cdot 6,61 \cdot e^{-0,1/0,008} = 0,00003 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму короткого замикання не змінюється в часі й дорівнює I'' .

Таблиця 7.1

Результати розрахунку струмів КЗ

Місце КЗ	i_{ν} , кА	I'' , кА	i_a , кА	k_{ν}
К ₁	35,63	14,91	0,51	1,69
К ₂	20,91	7,95	2,29	1,86
К ₃	12,05	6,61	0,00003	1,29

8. ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.1. Загальні відомості

Вибір струмопровідних частин апаратів, провідників є найважливішим етапом проектування будь-якої електричної установки, від яких залежить надійність її роботи.

При виборі струмопровідних частин необхідно забезпечити виконання ряду вимог, що впливають із наступних умов роботи. Апарати й провідники повинні:

- довгостроково проводити робочі струми без підвищення (поверх норми) температури;
- провідність короточасній електродинамічній і тепловій дії струмів короткого замикання;
- витримувати механічне навантаження;
- задовольняти вимогам економічності електроустановки.

Високовольтні електричні апарати вибирають за умовами тривалого режиму роботи й перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для всіх апаратів проводиться:

- а) вибір по напрузі;
- б) вибір по нагріванню при тривалих струмах;
- в) перевірка на електродинамічну стійкість (відповідно до ПУЕ [11], не перевіряються апарати й провідники, захищені плавкими запобіжниками з номінальним струмом до 60 А);
- г) перевірка на термічну стійкість;
- д) вибір за формою виконання (для зовнішньої установки).

У режимі перезавантаження надійна робота забезпечується обмеженням величини струму в таких межах, при яких ще гарантується нормальна робота за рахунок запасу міцності.

У режимі короткого замикання – відповідністю вибраних параметрів умовам термічної стійкості.

8.2. Вибір і перевірка роз'єднувачів

Роз'єднувачі вибирають за номінальним струмом й номінальній напрузі,

- за напругою:

$$U_H \geq U_{H \cdot \text{вст.}}$$

де U_H – номінальна напруга роз'єднувача;

$U_{H \cdot \text{вст.}}$ – номінальна напруга трансформатора.

$$110 \text{кВ} = 110 \text{кВ}$$

- за номінальним струмом:

$$I_H \geq I_{p \cdot \text{ф.}}$$

$$1000 \text{ А} \geq 117,7 \text{ А}$$

де $I_{p \cdot \text{ф.}}$ – форсований струм трансформатора.

$$I_{\text{д.д.}} \geq K_n \cdot I_{\text{н}} = 1,4 \cdot 84,07 = 117,7 \text{ А};$$

де K_n – коефіцієнт перевантаження, $K_n = 1,0 \dots 1,5$ [1];

$I_{\text{ном.}}$ – номінальний струм трансформатора.

$$I_{\text{ном.}} = \frac{S_{\text{ном.заг}}}{U_{\text{ном.}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{16000}{110 \cdot \sqrt{3}} = 84,07 \text{ А};$$

де $S_{\text{ном.}}$ – номінальна потужність трансформатора;

$U_{\text{ном.}}$ – номінальна напруга трансформатора.

Вибираємо роз'єднувачі типу РДЗ - 2 - 110Б/1000 НУХЛ1 [1].

- номінальний струм $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$;

- номінальна напруга $U_{\text{номQS}} = 110 \text{ кВ}$;

- нормований вміст аперіодичної складової $b = 40\%$;

- струм термічної стійкості й допустимий час його дії $I_{\text{TC}} = 31,5 \text{ кА}$,

$t_{\text{TC}} = 3 \text{ с}$;

- граничний наскрізний струм $i_{\text{TC}} = 80 \text{ кА}$;

Перевірка на електродинамічну стійкість.

$$I_{\text{TC}} = 80 \text{ кА} > i_y = 20,569 \text{ кА};$$

тобто умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість.

$$W_{к.доп} \geq W_{к.розр.}$$

$$W_{к.доп} = I_{ТС}^2 \cdot t_{ТС} = 31,5^2 \cdot 3 = 2,977 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$W_{к.розр.} = 2 \cdot I_1''^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) = 2 \cdot (14,91)^2 \cdot (0,255 + 0,0125) = 118,935 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 118,935 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

тобто умова виконується.

Перевірка на динамічну стійкіс

$$i_{пс} = 80 \text{ кА} > i_y = 35,63 \text{ кА},$$

тобто умова виконується.

До установки вибираємо роз'єднувач типу РДЗ-2-110Б/1000 НУХЛ1.

Параметри роз'єднувача й розрахункових величин зведені в табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Параметри роз'єднувача

Параметри роз'єднувача		Розрахункові дані	
Позначення	Величина	Позначення	Величина
1	2	3	4
$U_{ном}$	110 кВ	$U_{н.вст.}$	110 кВ
$I_{ном}$	1000 А	$I_{р.ф.}$	117,7 А
$i_{пс}$	80 кА	i_y	35,63 кА
$I_{пт}^2 \cdot t_{пт}$	2977 кА ² ·с	$W_{к.сум}$	118,935 кА ² ·с

8.3. Вибір і перевірка вимикача

Вимикачі вибирають за номінальним струмом й номінальній напрузі.

- за номінальною напругою:

$$U_n \geq U_{н.вст.},$$

де U_H – номінальна напруга вимикача; $U_{H.вст.}$ – номінальна напруга трансформатора.

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

- за номінальним струмом:

$$I_H \geq I_{p.f.}$$

$$2500 \text{ А} \geq 117,7 \text{ А}$$

Вибираємо вимикач типу ВГТ - 110 П 40/2500 У1.

- номінальний струм $I_{номQ} = 2500 \text{ А}$;
- номінальна напруга $U_{номQ} = 110 \text{ кВ}$;
- нормований вміст аперіодичної складвої $b = 40\%$;
- власний час відключення $t_{св} = 0,035 \text{ с}$;
- повний час відключення $t_{по} = 0,055 \text{ с}$;
- струм термічної стійкості й допустимий час його дії $I_{TC} = 40 \text{ кА}$,
 $t_{TC} = 3 \text{ с}$;
- граничний наскрізний струм $i_{пс} = 102 \text{ кА}$;
- повний час відключення з урахуванням АПВ:

$$2 \cdot t_{відк} = 2 \cdot (t_{рз} + t_{по}) = 2 \cdot (0,2 + 0,055) = 0,51 \text{ с.}$$

Перевіряємо вимикачі на динамічну й термічну стійкість:

- на динамічну стійкість:

$$i_{пс} \geq i_y,$$

$$102 \text{ кА} \geq 35,63 \text{ кА};$$

- на термічну стійкість:

$$B_{к.доп.} = I_{nm}^2 \cdot t_{nm} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, [2]$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 118,935 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Параметри вимикача й розрахункових величин зведені в табл. 8.2.

Таблиця 8.2

Параметри вимикача

Параметри вимикача		Розрахункові дані	
Позначення	Величина	Позначення	Величина
1	2	3	4
$U_{\text{НОМ}}$	110 кВ	$U_{\text{Н.ВСТ.}}$	110 кВ
$I_{\text{НОМ}}$	2500 А	$I_{\text{р.ф.}}$	117,7 А
$I_{\text{пс}}$	102 кА	I_y	35,63 кА
$I_{\text{пт}}^2 \cdot t_{\text{пт}}$	4800 кА ² · с	$B_{\text{КСУМ}}$	118,935 кА ² · с

8.4. Вибір трансформатора струму

Вибираємо трансформатор струму в ланцюзі лінії.

Перевірка за допустимим струмом і напругою:

- за номінальною напругою:

$$U_{\text{НОМ. ВСТ.}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{НОМ. ТА}} = 110 \text{ кВ};$$

- за номінальним струмом

$$I_{\text{НОМ. ТА}} = 300 \text{ А} > I_{\text{роб.форс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{51210}{\sqrt{3} \cdot 110} = 268,783 \text{ А.}$$

Для розгляду вибираємо трансформатор струму типу: ТФЗМ-110Б-300/5-1У1:

- номінальний струм $I_{\text{НОМТА}} = 300 \text{ А}$;
- номінальна напруга $U_{\text{НОМТА}} = 110 \text{ кВ}$;
- номінальний коефіцієнт трансформації 300/5;
- номінальний опір вторинного навантаження в класі точності 0,5 дорівнює

$$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом};$$

- кратність електродинамічної стійкості $k_{\text{дин}} = 45$;
- кратність термічної стійкості струму й допустимий час його дії $k_{\text{тс}} = 10$, $t_{\text{тс}}$

$$= 3 \text{ с.}$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

$$\sqrt{2} \cdot k_{\text{дин}} \cdot I_{\text{НОМ}} \geq i_y,$$

$$\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 300 \text{кА} \geq 20,569 \text{кА},$$

$20,6 \text{кА} \geq 20,569 \text{кА}$ – тобто умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість

$$(k_{TC} \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{TC} \geq B_{к.розр},$$

$$(10 \cdot 300)^2 \cdot 3 \text{кА}^2 \cdot c \geq 9,334 \text{кА}^2 \cdot c,$$

$27000 \text{кА}^2 \cdot c \geq 9,334 \text{кА}^2 \cdot c$ – тобто умова виконується.

Вибираємо трансформатор струму типу: ТФЗМ-110Б-300/5-1У1.

Перевірка за вторинним навантаженням у заданому класі точності 0,5 і опором навантаження на вторинній обмотці $Z_{ном} = 1,2 \text{ Ом}$.

Таблиця 8.3

Підключені прилади

Прилади	Тип	Навантаження, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник повного обліку енергії	Альфа	5	2,5	2,5
Разом		6	3	6

Сумарний опір підключених приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}.$$

У класі точності 0,5 вторинне номінальне навантаження трансформатора струму дорівнює $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$. Так як $r_k = 0,1 \text{ Ом}$, то:

$$Z_{пр} = Z_{2ном} - Z_{прил} - r_k = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}.$$

Приймаємо довжину контрольного кабелю з алюмінієвими жилами $l_{розр} = 100 \text{ м}$, визначимо переріз кабелю:

$$q_{\text{доп}} = 4 \text{ мм}^2 \geq q_{\text{доп}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{розр}}}{Z_{\text{пр}}},$$

$$4 \text{ мм}^2 \geq 0,0283 \cdot \frac{100}{0,86},$$

$4 \text{ мм}^2 \geq 3,291 \text{ мм}^2$ – тобто умова виконується.

Вибираємо до установки контрольний кабель АКВРГ із жилами 4 мм^2 .

8.5. Вибір трансформатора напруги

Вибираємо трансформатор напруги в ланцюзі лінії.

Трансформатор напруги вибирається за номінальною напругою й допустимим сумарним навантаженням, обумовленим потужністю приладів.

До трансформатора напруги, встановленого на стороні високої напруги, підключені наступні прилади, що приведені в табл. 8.4.

Таблиця 8.4

Підключені прилади

Прилади	Тип	$S_{\text{од.обм.}}$, ВА	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	n, шт	Загальне споживання потужності	
						P_{Σ} , Вт	Q_{Σ} , Вар
Амперметр	Э-335	2	1	0	2	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	1	0	2	6	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	1	0	1	10	-
Датчик повного обліку енергії	Альфа	12	0,9	0,9	1	14	9,7
Разом						32	9,7

Вторинне навантаження трансформатора напруги дорівнює:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{32^2 + 9,7^2} = 33,438 \text{ ВА}.$$

Прийmemo до установки трансформатор НАМИ-110 УХЛ1, номінальна напруга $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, номінальна потужність у класі точності 0,5

$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ ВА}$ – номінальна потужність у класі точності 0,5;

$S_{\text{макс}} = 2000 \text{ ВА}$ – гранична потужність трансформатора.

Перевірка за класом точності й вторинному навантаженню:

$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ ВА} > S_{2\Sigma} = 33,438 \text{ ВА}$, тобто умова за вторинним навантаженням виконується.

Вибираємо до установки трансформатор напруги НАМИ - 110 УХЛ1.

8.6. Вибір і перевірка вимикачів напругою 10 кВ

Вимикач є основним комутаційним апаратом і служить для відключення й включення ланцюгів у різних режимах роботи. Найбільш відповідальною операцією є відключення струмів короткого замикання й включення на відповідні короткі замикання.

Вимикачі повинні відключати будь-які струми: номінального режиму й короткого замикання, а також малі ємнісні й індуктивні струми. Для збереження стійкості роботи системи відключення короткого замикання, повинне виконуватися якнайшвидше: вимикач повинен бути пристосований для швидкодіючого АПВ.

По конструктивних особливостях і способу гасіння дуги розрізняють наступні типи вимикачів: масляні великооб'ємні, масляні малооб'ємні, електромагнітні, вакуумні. До особливої групи відносяться вимикачі навантаження, розраховані на відключення струмів нормального режиму.

1) Вибір за тривалим струмом й напругою виконується:

- за напругою:

$$U_{\text{н}} \geq U_{\text{н.вст.}}$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга вимикача; $U_{\text{н.вст.}}$ – номінальна напруга шин ЗРП.

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

- за номінальним струмом $I_{\text{н}}$, при якому вимикач призначений для тривалої роботи:

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р.ф.}}$$

де $I_{\text{р.ф.}}$ – форсований струм трансформатора.

$$I_{\text{р.ф.}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}} = 1,4 \cdot 924,8 = 1294,7 \text{ А}$$

де K_n – коефіцієнт перевантаження, $K_n=1,0-1,5$ [1]; $I_{ном.}$ – номінальний струм низької обмотки трансформатора.

$$I_{\text{III}} = \frac{S_{\text{III}}}{U_{\text{III}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{16000}{10 \cdot \sqrt{3}} = 924,8 \text{ A},$$

де $S_{ном.}$ – номінальна потужність трансформатора; $U_{ном.}$ – номінальна напруга трансформатора.

$$2000 \text{ A} > 1294,7 \text{ A}$$

- за типом: ВВЭ-10-31,5/2000У3 [5];

2) Перевірка вимикача:

- на електродинамічну стійкість:

$$I_{i.n.} \geq I_{\Sigma}''$$

де $I_{н.с.}$ – діюче нормативне значення гранично наскрізного струму.

$$31,5 \text{ кА} > 7,95 \text{ кА}$$

$$i_{i.n.} \geq i_y^{(3)},$$

де $i_{нс}$ – амплітудне нормоване значення гранично наскрізного струму;

i_y – ударний струм.

$$80 \text{ кА} > 20,91 \text{ кА}$$

- на термічну стійкість:

$$B_{к.доп} \geq B_{к.розр}$$

де $B_{к.розр}$ – тепловий імпульс сумарного струму КЗ ;

$B_{к.доп}$ – допустиме значення теплового імпульсу.

$$B_{\hat{e}.\hat{a}\hat{a}\hat{i}} = I_{\hat{a}\hat{o}}^2 \cdot t_{\hat{a}\hat{o}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де $I_{ГТ}$ – граничний струм термічної стійкості.

$$B_{\hat{e}.\hat{\delta}\hat{i}\hat{c}\hat{o}} = 2I_{\hat{a}\hat{z}\hat{i}\hat{e}}^2 \cdot (t_{\hat{a}\hat{z}\hat{i}\hat{e}} + T_{a2}) = 2 \cdot 7,95^2 \cdot (0,55 + 0,065) = 77,739 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2976,7 > 77,739$$

- на відмикаючу здатність:

$$I_{ном.відм.} \geq I_{нт.}$$

де $I_{ном.відм.}$ – номінальний струм відключення.

$$31,5 \geq 7,95$$

$\beta_{\text{НОМ}}$ – нормований відносний вміст аперіодичної складової, 40 %;

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \cdot (1 + \beta) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}},$$

$$\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,4) \geq \sqrt{2} \cdot 7,95 + 2,29,$$

$$62,37 \text{ кА} \geq 13,0 \text{ кА}.$$

Параметри вимикача й розрахункових величин зведені в табл. 8.5.

Таблиця 8.5

Параметри вимикача

Параметри вимикача		Розрахункові дані	
Позначення	Величина	Позначення	Величина
1	2	3	4
$U_{\text{НОМ}}$	10 кВ	$U_{\text{н.вст.}}$	10 кВ
$I_{\text{НОМ}}$	2000 А	$I_{\text{р.ф.}}$	1294,7 А
$I_{\text{пс}}$	31,5 к	$I'_{\text{сум}}$	7,95 кА
$i_{\text{пс}}$	80 кА	$I_{\text{усум}}$	20,91 кА
$I_{\text{ГТ}}^2 \cdot t_{\text{ГТ}}$	2976,7 кА ² ·с	$B_{\text{крозр}}$	77.739 кА ² ·с
$I_{\text{НОМ.відм}}$	31,5 кА	$I_{\text{нтсум}}$	7,95 кА
$1,4 \cdot I_{\text{НОМ.відм}} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}})$	62,37 кА	$1,4 \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}}$	13,0 кА
$i_{\text{вкл}}$	80 кА	$I_{\text{усум}}$	20,91 кА
$I_{\text{вкл}}$	31,5 кА	$I'_{\text{сум}}$	7,95 кА

Секційний вимикачі на шинах ЗРП вибираємо того ж типу.

8.7. Вибір вимикача на лініях, що відходять від шин РП

- за напругою:

$$U_H \geq U_{H.вст.},$$

де U_H – номінальна напруга вимикача;

$U_{H.вуст.}$ – номінальна напруга шин ЗРП.

- за номінальним струмом:

$$I_H \geq I_p,$$

де I_p – розрахунковий струм тривалого режиму ланцюга, у якому встановлений вимикач.

$$I_{\delta} = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_i} = \frac{6436,5}{1,73 \cdot 10} = 372,0 \text{ кА.}$$

$$630\text{A} > 372 \text{ A.}$$

- за типом:

$$\text{ВВЭ-10-20/630 ТЗ} \quad [5]$$

Перевірка вимикача:

- на електродинамічну стійкість:

$$I_{H.c.} \geq I''_{\Sigma},$$

де $I_{H.c.}$ – діюче нормативне значення гранично наскрізного струму

$$20 \text{ кА} > 6,61 \text{ кА}$$

$$i_{nc} \geq i_y^{(3)},$$

де i_{nc} – амплітудне нормоване значення гранично-наскрізного струму;

i_y – ударний струм.

$$52\text{кА} \geq 12,05 \text{ кА}$$

- на термічну стійкість:

$$B_{к.доп} \geq B_{к.розр},$$

де $B_{к.розр}$ – тепловий імпульс сумарного струму КЗ;

$B_{к.доп}$ – допустиме значення теплового імпульсу.

$$B_{к.доп} = I_{гт}^2 \cdot t_{гт} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $I_{гт}$ – граничний струм термічної стійкості.

$$B_{\hat{e}.\hat{\delta}\hat{\zeta}\hat{\delta}} = 2I_{\frac{a2}{2}}^2 \cdot (t_{\hat{a}3\hat{a}} + T_{a2}) = 2 \cdot 6,61^2 \cdot (0,55 + 0,00003) = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1200 > 48;$$

- на вимикаючу здатність:

$$I_{\text{НОМ.ВІДМ}} \geq I_{\text{НТ}},$$

де $I_{\text{НОМ.ВІДМ}}$ – номінальний струм відключення.

$$20 \text{ кА} \geq 6,61 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ВІДМ}} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НТ}} + i_{\text{ат}},$$

$$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,22) \geq \sqrt{2} \cdot 6,61 + 0,00003,$$

$$34,5 \text{ кА} \geq 9,35 \text{ кА}.$$

Параметри вимикача й розрахункових величин зведені в табл. 8.6.

Таблиця 8.6

Параметри вимикача

Параметри вимикача		Розрахункові дані	
Позначення	Величина	Позначення	Величина
1	2	3	4
$U_{\text{НОМ}}$	10 кВ	$U_{\text{Н.ВСТ.}}$	10 кВ
$I_{\text{НОМ}}$	630 А	$I_{\text{р.}}$	372 А
$I_{\text{пс}}$	29 кА	$I''_{\text{сум}}$	6,61 кА
$i_{\text{пс}}$	52 кА	$I_{\text{усум}}$	12,05 кА
$I_{\text{ГТ}}^2 \cdot t_{\text{ГТ}}$	1200 кА ² ·с	$B_{\text{КСУМ}}$	48 кА ² ·с
$I_{\text{НОМ.ВІДМ}}$	20 кА	$I_{\text{НТСУМ}}$	6,61 кА
$1,4 \cdot I_{\text{НОМ.ВІДМ}} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}})$	30,97 кА	$1,4 \cdot I_{\text{НТ}} + i_{\text{ат}}$	9,25 кА
$i_{\text{ВКЛ}}$	52 кА	$I_{\text{усум}}$	12,05 кА
$I_{\text{ВКЛ}}$	20 кА	$I''_{\text{сум}}$	6,61 кА

На виводах шин ЗРП і на лініях, що відходять до ТП вибираємо й встановлюємо вимикачі такого ж типу.

8.8. Вибір трансформаторів струму на напругу 10 кВ

Вибираємо трансформатор струму типу ТЛ - 10 - І. При виборі трансформаторів струму повинні виконуватися наступні умови:

- 1) вибір за напругою:

$$U_{ic} = 10\hat{A} \leq U_i = 10\hat{A} ;$$

- 2) номінальним струмом:

$$I_{\delta i \delta} = 372\hat{A} \leq I_{\bar{m}} = 400\hat{A} ;$$

де $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм первинного ланцюга трансформатора струму;

- 3) електричною стійкістю:

$$i_{\delta} \leq \sqrt{2} \cdot \hat{E}_{\delta i} \cdot I_{\bar{m}} ;$$

де $K_{\text{дин}} = 250$, кратність електродинамічної стійкості (визначається за [5]),

$$20,91 \leq 1,41 \cdot 250 \cdot 400 = 141,0 \text{ кА};$$

- 4) термічною стійкістю, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$,

$$\hat{A}_e \leq (\hat{E}_{\delta} \cdot I_{i.\tau})^2 \cdot t_{\delta} ;$$

де $\hat{E}_{\delta} = 35$ – кратність термічної стійкості [1];

$$354,5 \leq (35 \cdot 7,65)^2 \cdot 1 = 1819,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- 5) навантаженням вторинних ланцюгів:

$$Z_2 \leq Z_{2\bar{m}} ;$$

де Z_2 – розрахунковий опір вторинного ланцюга, Ом

$$Z_2 = Z_{i\delta e} + R_{i\delta a} + R_e = 0,124 + 0,56 + 0,1 = 0,784, \text{ Ом};$$

де $Z_{\text{прил}}$ – опір струмових котушок послідовно включених приладів;

$R_{\text{пров}}$ – опір з'єднувальних проводів;

$R_{\text{к}}$ – перехідний опір контактів (приймається рівним 0,1 Ом);

$Z_{2\bar{m}}$ – номінальний допустимий опір вторинного ланцюга.

Визначаємо навантаження на трансформатор струму від вимірювальних приладів і для зручності зведемо ці параметри в табл. 8.7.

$$S_{2\bar{m}} = 3,1 \text{ ВА} ; Z_{\bar{m}} = \frac{S_{2\bar{m}}}{I_{2\bar{m}}^2} = \frac{3,1}{5^2} = 0,124, \text{ Ом};$$

Визначаємо опір проводів із алюмінію з питомим опором:

$$\rho = 0,028 \frac{\hat{I} \cdot \bar{L}^2}{\bar{S}} ;$$

$$R_{\bar{m}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,028 \cdot 50}{2,5} = 0,56 \text{ Ом},$$

де l – довжина з'єднувальних проводів;

S – переріз проводу типу КВВГ.

Таблиця 8.7

Параметри навантаження на трансформатор струму

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження, кВА	
		фаза А	фаза С
1	2	3	4
Амперметр	Э-335	0,1	0,1
Ватметр	Д-335	0,5	0,5
Лічильник повного обліку енергії	Альфа	2,5	2,5
Разом		3,1	3,1

Таблиця 8.7.1

Розрахункові й номінальні параметри ТС

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані трансформатора
1	2	3
$U_{\bar{n}, \bar{m}} \leq U_{\bar{m}}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{розр} \leq I_{ном}$	$I_{розр} = 372 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$i_{\delta} \leq \sqrt{2} \cdot \hat{E}_{\bar{a}\bar{e}\bar{t}} \cdot I_{\bar{m}}$	$I_y = 20,91 \text{ кА}$	$i_y = 141 \text{ кА}$
$\hat{A}_e \leq (\hat{E}_{\delta} \cdot I_{\bar{i}, \tau})^2 \cdot t_{\delta}$	$B_k = 354,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1819,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\bar{m}}$	$Z_2 = 0,784 \text{ Ом}$	$Z_{2 ном} = 0,8 \text{ Ом}$

Вибраний трансформатор струму типу ТЛ - 10 - 1 задовільняє умовам перевірки.

8.9. Вибір трансформаторів напруги на напругу 10 кВ

Необхідні умови для вибору трансформатора напруги:

- 1) Номінальна напруга мережі й трансформаторів однакові:

$$U_{\hat{n}} = 10\hat{A} \leq U_{\hat{i}} = 10\hat{A} ;$$

- 2) Розрахункове повне навантаження вторинних ланцюгів:

$$S_2 \leq S_{2\hat{m}} ;$$

де $S_{2\text{ном}}$ – номінальне вторинне навантаження, ВА.

Підрахунок потужності роблять окремо по активній і реактивній складовим.

Для зручності підрахунку потужності складемо табл. 8.8.

Повна сумарна споживана потужність:

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ ВА}$$

Прийmemo до установки трансформатор напруги типу НТМИ-1066У3 з номінальною потужністю в класі 0,5 $S_{2\text{ном}} = 120 \text{ ВА}$, з'єднані в групу $Y_0/Y_0/\Delta$.

Таблиця 8.8.

Таблиця підрахунку потужності

Перелік приладів	Тип приладу	S, ВА	Число обмоток	cos φ	tg φ	Загальне число приладів	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	6	-
Варметр	Д-1,5	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Лічильник повного обліку енергії	Альфа	2	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Обліковий ваттметр	М-348	10	2	1	0	1	20	-

Продовження табл. 8.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Обліковий вольтметр	М-344	10	1	1	0	1	10	-
Частотомір	Э-372	3	1	1	0	1	6	-
Разом							7,1	9,7

Перевіримо трансформатор на виконання вимог. Ці дані зведемо в табл. 8.8.1.

Таблиця 8.8.1.

Розрахункові номінальні параметри апарату

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
1	2	3
$U_{м. ном} \leq U_{ном}$	$U_{м. ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$S_2 \leq S_{2 ном}$	$S_2 = 71,65 \text{ ВА}$	$S_{2 ном} = 120 \text{ ВА}$

Приймаємо до установки трансформатори напруги типу НТМИ-10-66УЗ

8.10. Вибір силових кабелів

Кабелі вибираються згідно [1]:

- за номінальною напругою;
- за умовами прокладання;
- за економічною густиною струму;

$$q_{\hat{a}\hat{e}} = \frac{I_{\delta.\hat{i}\hat{a}\hat{e}\hat{n}}}{j_{\hat{a}\hat{e}\hat{a}}}, \text{ з перевіркою стандартного перерізу жил } q_{\hat{n}\hat{o}} \approx q_{\hat{a}\hat{e}}.$$

Кабелі перевіряють:

- на нагрівання робочим струмом форсованого режиму

$$I_{\delta.\hat{o}} \leq \hat{E}_1 \cdot \hat{E}_2 \cdot \hat{E}_3 \cdot I_{\delta\delta\hat{e}\hat{a}.\hat{i}\hat{i}\hat{i}},$$

де $I_{\delta\delta\hat{e}\hat{a}.\hat{i}\hat{i}\hat{i}}$ – тривало допустимий струм кабелю;

K_1 – коефіцієнт, що враховує відношення навколишньої температури від стандартної;

K_2 – коефіцієнт, що враховує допустиме перевантаження кабелю на період ліквідації форсованого режиму.

Як приклад, розглянемо вибір силового кабелю від ГПП до ТП - 40 в аварійному режимі.

$$I_{\text{д.іаєн}} = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_i} = \frac{6436,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 198,64 \text{ А};$$

де $S_{\text{п}}$ – максимальна розрахункова потужність на початку лінії.

Визначаємо перетин кабелю по економічній густині струму.

$$q_{\text{яє}} = \frac{I_{\text{іаєн}}}{j_{\text{яє}}} = \frac{198,64}{1,2} = 165,53 \text{ мм}^2$$

Вибираємо для прокладки трьохжильний кабель марки АПВЕгаПу-10-3х185 з перерізом жил 185 мм^2 і $I_{\text{трив.доп}} = 310 \text{ А}$.

Перевірка на нагрівання тривалим струмом форсованого режиму (у роботі одна лінія).

$$I_{\text{д.д.}} = 2 \cdot I_{\text{д.іаєн}} = 2 \cdot 198,64 = 397,28 \text{ А};$$

Допустимий струм для двох кабелів, прокладених разом.

$$I_{\text{д.д.}} \leq \hat{E}_1 \cdot \hat{E}_2 \cdot \hat{E}_3 \cdot 2 \cdot I_{\text{д.д.іаєн}} ;$$

$$397,28 \leq 1 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 2 \cdot 310 = 697,5;$$

де $K_1=1$, так як $Q_p = Q_{\text{ср.ст}}$;

$K_2 = 0,9$, тому що прокладаються два кабелі на відстані 100 мм [1];

$K_3 = 1,25$ для коефіцієнте попереднього навантаження;

$$K_{\text{п}} = \frac{I_{\text{д.іаєн}}}{\hat{E}_1 \cdot \hat{E}_2 \cdot I_{\text{д.д.іаєн}}} = \frac{198,4}{1 \cdot 0,9 \cdot 310} = 0,71;$$

Розрахунки по інших силових кабелях представлені в табл. 8.9.

Таблица 8.9

Кабельный журнал

№ кабелю	Адреса кабелю	S_n , кВА	Довжина кабелю, м	I_p , макс, А	Марка кабелю	$Q_{ек,2}$ мм ²	$Q_{ст,2}$ мм ²	$I_{гр. доп, А}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП(ком.13) – ТП46(ком. 5)	6436,5	4510	198,64	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	165,53	185	310
2	ГПП(ком.31) – ТП46(ком. 6)	6436,5	4510	198,64	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	165,53	185	310
3	ГПП(ком.26) – ТП40(ком.6)	6436,5	3275	198,64	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	165,53	185	310
4	ГПП(ком.6) – ТП40(ком.2)	6436,5	3275	198,64	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	165,53	185	310
5	ТП40(ком.1) – ТП41(ком.3)	5820,2	250	168,21	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	140,17	185	310
6	ТП40(ком.7) – ТП41(ком.4)	5820,2	250	168,21	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	140,17	185	310
7	ТП41(ком.1)– ТП42(ком.2)	5482,0	160	158,44	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	132,03	185	310
8	ТП41(ком.6)– ТП42(ком.5)	5482,0	160	158,44	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	132,03	185	310
9	ТП42(ком.3) – ТП43(ком.7)	5524,3	170	159,66	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	133,05	185	310
10	ТП42(ком.4) – ТП43(ком.2)	5524,3	170	159,66	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	133,05	185	310
11	ТП43(ком.5) – ТП44(ком.1)	5990,7	650	173,14	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	144,28	185	310
12	ТП43(ком.4) – ТП44(ком.6)	5990,7	650	173,14	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	144,28	185	310
13	ТП44(ком.4) – ТП45(ком.4)	5990,7	300	173,14	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	144,28	185	310
14	ТП44(ком.3) – ТП45(ком.3)	5990,7	300	173,14	ААШВУ – 10 (3x185)	144,28	185	310
15	ТП46(ком.12) – ТП45(ком.5)	6066,0	220	175,32	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	146,1	185	310
16	ТП46(ком.7) – ТП45(ком.6)	6066,0	220	175,32	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	146,1	185	310
17	ТП46(ком.13) – ТП47(ком.2)	5959,2	440	172,23	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	143,53	185	310
18	ТП46(ком.10) – ТП47(ком.1)	5959,2	440	172,23	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	143,53	185	310
19	ТП47(ком.5) – ТП48(ком.9)	5386,3	360	155,67	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	129,73	185	310
20	ТП47(ком.6) – ТП48(ком.10)	5386,3	360	155,67	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	129,73	185	310
21	ТП48(ком.4) – ТП49(ком.3)	5842,6	300	168,86	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	140,72	185	310
22	ТП48(ком.7) – ТП49(ком.4)	5842,6	300	168,86	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	140,72	185	310
23	ТП42(ком.4) – ТП48(ком.4)	5386,3	180	155,67	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	129,73	185	310
24	ТП42(ком.3) – ТП48(ком.5)	5386,3	180	155,67	АПвЕгаПу – 10 (3x185)	129,73	185	310

9. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

9.1. Загальні відомості

Релейний захист виконується відповідно до розділу ПУЕ.

На кабелях, що відходять від шин головної понижувальної підстанції, передбачається як правило максимальний захист.

У необхідних випадках, зокрема для захисту ліній, що відходять від шин підстанції до синхронних двигунів і компенсаторів, де витримка часу максимального струмового захисту може виявитися неприйнятною по забезпеченню термічної стійкості кабелів або стійкості роботи синхронних машин, допускається установка поздовжнього диференційно-струмового захисту. Для трансформаторів потужність менше ніж 1000 кВА як основний захист застосовується максимально-струмовий захист, що ставиться з боку живлення.

Спеціальний захист від перевантаження кабельних ліній і трансформаторів, як правило не застосовується.

Відповідно до ПУЕ для силових трансформаторів ГПП передбачаємо наступні захисти:

- поздовжній диференціальний захист;
- максимально-струмовий захист;
- газовий захист;

9.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунки проводяться для початкового моменту часу ($t = 0$) періодичної складової струмів короткого замикання. Загасання струмів у процесі короткого замикання не враховуються.

Опір системи (дані енергосистеми):

- у мінімальному режимі:

$$\tilde{Z}_{\text{н.іж}} . \delta = 8,23 \text{ Ом}$$

- у максимальному режимі:

$$\tilde{Z}_{\text{н.іж}} . \delta = 5,18 \text{ Ом};$$

Опір лінії $\tilde{\sigma} = \tilde{\sigma}_0 \cdot l = 0,4 \cdot 8,2 = 3,28 \text{ Ом};$

Опір трансформатора:

- при середньому положенні РПН:

$$\tilde{\sigma}_\delta = \frac{U_{e\%}}{100} \cdot \frac{U_{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{d}\tilde{t}}^2}{S_f} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 86,79 \text{ Ом};$$

- при положенні РПН +16 %:

$$\tilde{\sigma}_{\tilde{a}\tilde{e}\tilde{n}} = \frac{U_{\tilde{a}\tilde{e}\tilde{n}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\tilde{A}\tilde{f}\tilde{i}\tilde{t}}^2}{S_f} = \frac{11,58}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 0,16)^2}{16} = 128,79 \text{ Ом};$$

- при положенні РПН – 16%:

$$\tilde{\sigma}_{\tilde{d}\tilde{i}\tilde{t}} = \frac{U_{\tilde{d}\tilde{i}\tilde{t}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\tilde{A}\tilde{f}\tilde{i}\tilde{t}}^2}{S_f} = \frac{9,77}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 0,84)^2}{16} = 56,98 \text{ Ом}.$$

Максимальний струм трифазного короткого замикання на виводах НН трансформатора, приведений до сторони ВН трансформатора:

$$I_{\tilde{e}\tilde{a}\tilde{e}\tilde{n}\tilde{A}} = \frac{U_{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{d}\tilde{t}}}{\sqrt{3} \cdot (\tilde{\sigma}_{\tilde{n}\tilde{i}\tilde{t}\tilde{d}} + \tilde{\sigma}_{\tilde{e}} + \tilde{\sigma}_{\tilde{d}\tilde{i}\tilde{t}})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (5,18 + 3,28 + 56,98)} = 1 \text{ кА}.$$

Теж саме, приведений до сторони НН трансформатора:

$$I_{\tilde{e}\tilde{a}\tilde{e}\tilde{n}\tilde{i}} = I_{\tilde{e}\tilde{a}\tilde{e}\tilde{n}\tilde{A}} \cdot \frac{U_{\tilde{A}\tilde{f}\tilde{i}\tilde{t}}}{U_{\tilde{f}\tilde{i}}} = 1 \cdot \frac{115 \cdot 0,84}{10,5} = 9,2 \text{ кА}.$$

Мінімальний струм трифазного короткого замикання на виводах НН трансформатора, приведений до сторони ВН трансформатора:

$$I_{\tilde{e}\tilde{i}\tilde{t}\tilde{A}} = \frac{U_{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{d}\tilde{t}}}{\sqrt{3} \cdot (\tilde{\sigma}_{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{e}\tilde{n}\tilde{d}} + \tilde{\sigma}_{\tilde{e}} + \tilde{\sigma}_{\tilde{a}\tilde{e}\tilde{n}})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (8,23 + 3,28 + 128,79)} = 0,47 \text{ кА}.$$

Теж саме, приведений до сторони НН трансформатора:

$$I_{\tilde{e}\tilde{i}\tilde{t}\tilde{A}} = I_{\tilde{e}\tilde{i}\tilde{t}\tilde{A}} \cdot \frac{U_{\tilde{A}\tilde{f}\tilde{i}\tilde{t}}}{U_{\tilde{f}\tilde{i}}} = 0,47 \cdot \frac{115 \cdot 1,16}{10,5} = 5,97 \text{ кА}.$$

Мінімальний струм трифазного короткого замикання на виводах НН трансформатора, приведений до сторони ВН трансформатора на середньому відгалуженні РПН:

$$I_{\tilde{e}\tilde{i}\tilde{t}} = \frac{U_{\tilde{n}\tilde{a}\tilde{d}\tilde{t}}}{\sqrt{3} \cdot (\tilde{\sigma}_{\tilde{n}\tilde{i}\tilde{t}\tilde{d}} + \tilde{\sigma}_{\tilde{e}} + \tilde{\sigma}_{\tilde{d}})} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (8,23 + 3,28 + 86,79)} = 0,67 \text{ кА} = 670 \text{ А}.$$

Теж саме, приведений до сторони НН трансформатора:

$$I_{\dot{e}, \dot{i} \dot{r} \dot{A}} = I_{\dot{e}, \dot{i} \dot{r} \dot{A}} \cdot \frac{U_{\dot{A} \dot{I}}}{U_{\dot{I} \dot{I}}} = 0,67 \cdot \frac{115}{10,5} = 7,34 \text{ кА.}$$

9.3. Вибір трансформаторів струму для розрахунку диференціального захисту трансформатора

Первинні номінальні струми обмоток:

$$I_{\dot{I} \dot{A}} = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,084 \text{ кА} = 84 \text{ А};$$

$$I_{\dot{I} \dot{I}} = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,92 \text{ кА} = 920 \text{ А};$$

З'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму на стороні ВН – трикутник, на стороні НН – зірка.

Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму:

$$\text{на стороні ВН } K_1 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i}{5} = 29,064;$$

$$\text{на стороні НН } K_1 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i}{5} = 318,32.$$

Приймаємо до установки трансформатори струму на високій стороні ТФЗМ 110Б - 1, $K = 150/5 = 30$, на низькій стороні ТЛ - 10 - 1, $K = 2000/5 = 400$.

Вторинний струм у плечах захисту, що відповідає номінальній потужності трансформатора:

$$\text{на стороні ВН}_{\text{ін}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\dot{A} \dot{I}}}{30} = 4,84 < 5 \text{ А};$$

$$\text{на стороні НН}_{\text{ін}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\dot{A} \dot{I}}}{400} = 3,98 < 5 \text{ А.}$$

9.4. Розрахунок чутливості захисту з реле РНТ – 565

Визначимо струми небалансу, обумовлені похибкою трансформаторів струму й РПН

$$I_{\dot{I} \dot{I}} = I'_{\dot{I} \dot{I}} + I'_{\dot{I} \dot{I}} = \dot{A} \cdot I_{\dot{e}, \dot{i} \dot{a} \dot{e} \dot{n}}^{(3)} + \Delta U \cdot I_{\dot{e}, \dot{i} \dot{a} \dot{e} \dot{n}}^{(3)},$$

де E – відносна повна похибка трансформатора струму; ΔU – відносна похибка, обумовлена РПН,

$$I_{\dot{a}} = 0,1 \cdot I_{\dot{e}.i\dot{a}e\dot{n}}^{(3)} + 0,16 \cdot I_{\dot{e}.i\dot{a}e\dot{n}}^{(3)} = 0,26 I_{\dot{e}.i\dot{a}e\dot{n}}^{(3)} = 0,26 I_{\dot{e}.i\dot{a}e\dot{n}}^{(3)} = 0,26 \cdot 970 = 252,2 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацювання захисту з умови відлаштування від розрахункового струму небалансу при зовнішньому КЗ, А:

$$I_{\dot{n}.c} \geq \hat{E}_{\dot{a}i\dot{e}.i\dot{a}} \cdot I_{\dot{a}} ;$$

$$I_{\dot{n}.c} \geq 1,5 \cdot 252,2 = 378,3 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацювання захисту з умови відлаштування від стрибку струму намагнічування:

$$I_{\dot{n}.c} = \hat{E}_{\dot{a}i\dot{e}.n\dot{o}\dot{d}} \cdot I_{\dot{i}.d\dot{d}} ,$$

де $\hat{E}_{\dot{a}i\dot{e}.n\dot{o}\dot{d}}$ – коефіцієнт відлаштування від стрибку струму намагнічування. Для реле РНТ – 565 $K_{\text{відл.стр}} = 1,3$,

$$I_{\dot{n}.c} = 1,3 \cdot 84 = 109,2 \text{ А.}$$

Розрахунковий струм спрацювання захисту:

$$I_{\dot{n}.c.d} = 378,3 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле з умови відлаштування від струму небалансу на основній стороні:

$$i_{\dot{n}\dot{d}.d\dot{i}c\dot{d}} = \frac{(\sqrt{3} \cdot I_{c.c.d.})}{130} = 22 \text{ А.}$$

Мінімальне значення струму в реле при двофазному короткому замиканні на виводах низької напруги:

$$i_{\dot{d}} = 1,5 \cdot \frac{I_{\dot{e}.i\dot{r}}^{(3)}}{\hat{E}_1} = 1,5 \cdot \frac{470}{30} = 23,5 \text{ А.}$$

Мінімальне значення коефіцієнта чутливості захисту при двофазному короткому замиканні:

$$\hat{E}_{\dot{e}.2} = i_{\dot{d}} \cdot \frac{W}{100} = 23,5 \cdot \frac{4}{100} = 0,94 < 1,5.$$

Чутливість захисту недостатня, тому виконуємо розрахунок диференціального захисту з реле ДЗТ – 11.

9.5. Визначення вставок і чутливості з реле ДЗТ – 11

1) Первинний струм спрацювання захисту з умови відлаштування від стрибка струму намагнічування, приведений до сторони з найбільшим вторинним номінальним струмом, А.

$$I_{\tilde{n}\zeta} = 1,5 \cdot I_{\tilde{m} \Delta} = 1,5 \cdot 84 = 126 \text{ А};$$

2) Струм спрацювання реле, приведений до основної сторони трансформатора, що захищається, А:

$$I_{\tilde{n}\delta} = 1,73 \cdot \frac{I_{cc}}{\hat{E}_1} = 1,73 \cdot \frac{126}{30} = 7,27 \text{ А};$$

3) Число витків робочої обмотки реле, включених у плече захисту з основної сторони:

$$W_{1.\delta i \zeta \delta} = \frac{F_{\tilde{n}\delta\delta}}{I_{\tilde{n}\delta\delta}} = \frac{100}{7,27} = 13,75 \text{ А};$$

$$W_i = 13;$$

4) Число витків робочої обмотки реле, що включаються в плече захисту з боку низької напруги:

$$W_{2.\delta i \zeta \delta} = W_i \cdot \frac{i_{1f}}{i_{2f}} = 13 \cdot \frac{4,84}{3,98} = 15,81;$$

$$W_2 = 15;$$

5) Мінімальне значення коефіцієнта чутливості захисту при двофазному короткому замиканні на виводах НН:

- на середньому положенні РПН:

$$\hat{E}_{-1} = \frac{i_{\delta 1} \cdot W}{100} = \frac{33,5 \cdot 13}{100} = 4,35 > 2;$$

де $i_{\delta 1} = 1,5 \cdot \frac{I_{e.c.i\delta 1}}{\hat{E}_1} = 1,5 \cdot \frac{670}{30} = 33,5 \text{ А}$ – мінімальне значення струму в реле при

двофазному КЗ на виводах НН на середньому відгалудженні РПН

- при крайньому положенні РПН:

$$\hat{E}_{-2} = i_{\delta 2} \cdot \frac{W}{100} = 23,5 \cdot \frac{13}{100} = 3,05 > 2,$$

де $i_{\delta 1} = 1,5 \cdot \frac{I_{\hat{e}.c.i\hat{r} 2}}{\hat{E}_1} = 1,5 \cdot \frac{470}{30} = 23,5 \text{ А}$ – мінімальне значення струму в реле при двофазному КЗ на виводах НН на крайньому положенні РПН.

Оскільки, чутливість захисту достатня, приймаємо до установки диференціальний захист із реле ДЗТ – 11.

9.6. Захист від зовнішніх струмів коротких замикань

Первинний струм спрацьовування струмових захистів трансформатора МСЗ від зовнішніх КЗ:

$$I_{\bar{n}.c.} = \hat{E}_{\hat{a}^3\hat{u}\hat{e}} \cdot \hat{E}_{\hat{c}\hat{a}\hat{i}} \cdot 1,4 \cdot \frac{I_{\hat{i}.\hat{\delta}\hat{\delta}}}{\hat{E}_{\hat{a}\hat{i}\hat{c}\hat{a}}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot \frac{84}{0,8} = 176,4 \text{ А};$$

МСЗ із комбінованим пуском по напрузі від зовнішніх КЗ:

$$I_{\bar{n}.c.} = \hat{E}_{\hat{a}^3\hat{u}\hat{e}} \cdot \frac{I_{\hat{i}.\hat{\delta}\hat{\delta}}}{\hat{E}_{\hat{a}\hat{i}\hat{c}\hat{a}\hat{\delta}}} = 1,2 \cdot \frac{84}{0,8} = 126 \text{ А};$$

$$U_{\bar{n}.c.} = 0,5 \cdot U_{\hat{i}.\hat{\delta}\hat{\delta}} = 55 \text{ кВ};$$

$$U_{2.\bar{n}\hat{\delta}} = 12 \text{ В}.$$

9.7. Захист трансформатора від перевантажень і вибір перерізу

з'єднувальних проводів

9.7.1. Захист трансформатора від перевантажень.

Первинний струм спрацьовування МСЗ від перевантажень:

$$I_{\bar{n}.c.} = \hat{E}_{\hat{a}^3\hat{u}\hat{e}} \cdot \frac{I_{\hat{i}.\hat{\delta}\hat{\delta}}}{\hat{E}_{\hat{a}\hat{i}\hat{c}\hat{a}\hat{\delta}}} = 1,05 \cdot \frac{84}{0,85} = 103,8 \text{ А};$$

9.7.2. Вибір перерізу з'єднувальних проводів.

1) Розрахункова кратність трансформаторів струму (ТС), вибраних у прийнятому варіанті захисту:

$$\hat{\delta}_{\hat{\delta}\hat{i}\hat{c}\hat{\delta}} = \hat{E}_{\hat{i}} \cdot \frac{I_{\hat{e}.c.i\hat{a}\hat{e}\hat{n}}}{I_{\hat{i}\hat{i}\hat{\delta}\hat{n}}} = 1,5 \cdot \frac{970}{400} = 3,64;$$

2) Допустима величина опору з'єднувальних проводів в один кінець:

- для ТС, з'єднаних у зірку з коефіцієнтом схеми $K = 1$

$$t_{i\delta} = \frac{Z_{2i\delta\delta}}{\hat{E}} - Z_{\delta} - Z_{e} = \frac{4,5}{1} - \frac{15}{5^2} - 0,7 = 3,8 \text{ Ом};$$

- для ТС, з'єднаних у трикутник з коефіцієнтом схеми $K = 1,43$:

$$t_{i\delta} = \frac{Z_{2i\delta\delta}}{\hat{E}} - Z_{\delta} - Z_{e} = \frac{4,5}{1,73} - 0,6 - 0,1 = 1,9 \text{ Ом}$$

3) Найменший розрахунковий допустимий переріз з'єднувальних проводів

$$q_{\delta i\delta} = \rho \cdot \frac{l}{Z_{i\delta}} = 0,026 \cdot \frac{50}{1,9} = 0,68 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо стандартний перетин з'єднувальних проводів

$$q = 2,5 \text{ мм}^2 > q_{\delta i\delta}.$$

9.8. Види захистів, що приймаються до реалізації

Також у проекті передбачені наступні види захистів:

На *ГПП*:

- максимальний струмовий захист на стороні 110 кВ;
- диференціальний захист;
- газовий захист;
- температурний захист;
- максимальний струмовий захист на стороні 10 кВ.

На *ТП*:

- максимальний струмовий захист;
- струмовий захист;
- газовий захист.

На *кабельних лініях*:

- захист від замикань на землю;
- струмовий захист;
- максимальний струмовий захист.

9.9. Пристрої автоматики

ЗРП 10 кВ виконується з комплектних розподільчих пристроїв типу КРП 2-10з з одинарною секційною системою шин із автоматичним включенням резерву (АВР). АВР забезпечує електропостачання споживачів, що втратили живлення, шляхом їхнього підключення до іншого джерела живлення.

Необхідні умови й економічність всієї системи електропостачання найбільш повно забезпечуються при автоматичному регулюванні напруги [15]. Трансформатори ГПП укомплектовані пристроями для регулювання напруги під навантаженням (РПН), встановленими на стороні високої напруги. Завдяки цьому з'являється можливість автоматично регулювати напругу шляхом перемикання числа витків однієї з обмоток трансформатора без його відключення.

Повітряні лінії (ПЛ), що з'єднують ГПП і підстанцію Б - 1 (див. п. 1), обладнані пристроєм автоматичного повторного включення (АПВ), оскільки, більшість пошкоджень (60 % - 75%) ПЛ нестійкі й при швидкому відключенні пошкодженої лінії відключаються.

10. ЗАХОДИ ЩОДО ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

У процесі експлуатації діючих мереж велика увага приділяється виконанню різних заходів щодо зниження втрат електричної енергії.

Проведення таких заходів поліпшує економічні показники мережі, тому що втрати енергії визначають одну із складових експлуатаційних витрат. Роботи зі зниження втрат енергії, як правило, планується з розробкою квартальних і річних планів.

Економія електроенергії досягається за рахунок зменшення втрат електроенергії в країні (втрати в лініях і трансформаторах), а також раціоналізація й удосконалювання технологічного процесу.

Вибір раціональної схеми електропостачання, а саме розміщення підстанцій у безпосередній близькості від найбільш енергоємних виробництв скорочує довжину кабельних ліній і зменшує втрати в них.

Втрати електроенергії в трансформаторах становлять значну частину від загального числа втрат і доводяться до можливого мінімуму шляхом правильного вибору числа й потужності трансформатора.

Більша частина втрат електроенергії залежить від недосконалості контролю її витрати.

Сучасні автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), що випускаються як у нашій країні, так і за кордоном, дозволяють знизити такі втрати.

Тому потрібне впровадження АСКОЕ на підприємствах енергосистеми. Витрати на установку таких систем гарантовано окупається за рахунок значної економії електроенергії.

11. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА. АНАЛІЗ МЕТОДІВ З ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕННЯ КАБЕЛІВ

11.1. Визначення місць пошкоджень кабелів

Для визначення місця пошкодження кабельної лінії спочатку необхідно з'ясувати тип і характер несправності. З цією метою за допомогою мегомметра на 2500 В вимірюють опір ізоляції між струмопровідними жилами та землею, а також між окремими парами жил. Далі перевіряють цілісність жил, щоб виключити наявність їхнього обриву. Після цього визначають орієнтовну ділянку (зону) пошкодження, у межах якої ймовірно знаходиться несправність, а потім на самій трасі кабелю встановлюють точне місце пошкодження [17, 18].

Визначення зони пошкодження виконують за допомогою ємнісного, петлевого, імпульсного або методу коливального розряду. Для точного локалізування дефекту застосовують індукційний або акустичний методи, які забезпечують високу точність пошуку місця пошкодження [18].

Найпоширенішими причинами пошкодження ізоляції кабельних ліній є такі [19]:

- виробничі дефекти, зокрема тріщини або отвори у свинцевій оболонці, неправильне накладання паперових стрічок, наявність заусениць на жилах;

- помилки під час монтажу – надломи ізоляції при розведенні жил, неякісна пайка з'єднувальних елементів, неповне заливання муфт мастикою, дефекти пропаювання шийок муфт;

- механічні пошкодження через різкі вигини, вм'ятини, перекручування або злами кабелю під час прокладання;

- пошкодження під час земляних робіт – пробої або деформації ізоляції внаслідок необережної розкопки кабельної траси;

- корозійні процеси свинцевої оболонки, спричинені блукаючими струмами чи агресивним хімічним складом ґрунту;

- перегрів і старіння ізоляційного матеріалу, що з часом призводять до втрати його електричної міцності.

Під час виникнення аварії насамперед визначають тип та характер пошкодження кабельної лінії. У таких мережах можуть спостерігатися наступні види несправностей:

- пробій або пошкодження ізоляції, що призводить до замикання однієї жили на землю;

- замикання двох або трьох жил на землю;

- коротке замикання між двома чи трьома жилами в одному місці;

- замикання між жилами у різних точках кабелю;

- обрив однієї, двох або трьох жил без контакту із землею;

- обрив жил із заземленням обірваних провідників;

- обрив жил із заземленням тих, що залишилися неушкодженими;

- періодичний або «запливаючий» пробій ізоляції, який проявляється нестабільно та залежить від умов навколишнього середовища.

Перед початком робіт із визначення характеру пошкодження кабельну лінію обов'язково відключають з обох боків, перевіряють відсутність напруги та виконують розрядку шляхом накладання заземлення на кожен фазу [16].

Більшість несправностей виявляють вимірюванням опору ізоляції кожної струмопровідної жили відносно землі та між окремими парами жил.

У разі різних типів пошкоджень, а також при несправностях, що виникають під час профілактичних випробувань підвищеною напругою, необхідно оперативно виконувати ремонт кабельної лінії, щоб уникнути порушень у роботі системи електропостачання. Найпоширенішими причинами виходу з ладу кабелів є механічні пошкодження, що виникають під час земляних робіт через недотримання правил охорони електричних мереж, а також пробої з'єднувальних і кінцевих муфт, спричинені неналежною якістю монтажу [16].

Коротке замикання, перегрів струмопровідних жил, а також зсув чи осідання ґрунту можуть спричинити обрив жил кабелю.

Щоб визначити місце пошкодження, спочатку необхідно встановити його характер, після чого обрати найбільш придатний метод вимірювання. Для кабельних ліній низької напруги тип пошкодження визначають за допомогою мегометра, яким вимірюють опір ізоляції кожної жили відносно землі та між парами жил. Під час перевірки цілісності струмопровідних жил один кінець кабелю попередньо закорочують.

У кабельних лініях високої напруги характер пошкодження визначають методом почергового випробування жил постійним струмом від установки типу АИИ-70, поступово підвищуючи напругу до випробувальної – при цьому інші жили випробовують як із заземленням, так і без нього.

У випадках подвійного розриву кабелю або пошкодження ізоляції в різних місцях для уточнення виду несправності використовують прилади типу ИКЛ-4 та ИКЛ-5.

Для полегшення виявлення місця пошкодження в кабельній лінії іноді застосовують метод пропалювання ізоляції, який дозволяє зменшити перехідний опір у зоні несправності. Якщо між пошкодженими жилами або між пошкодженою жилою та землею немає прямого контакту, а існує лише перехідний опір, визначити місце пошкодження стає складно. У таких випадках проводять пропалювання кабелю за допомогою спеціальних установок, що працюють на випрямленому струмі, струмі високої частоти тощо. Цей процес потребує високої кваліфікації персоналу, оскільки режим пропалювання

обирають з урахуванням типу пошкодження та стану кабельної лінії. Пропалювання припиняють, коли перехідний опір знижується до потрібного рівня. Зокрема, при пошкодженні кабелю в сухому ґрунті процес триває приблизно 10–20 хвилин, після чого опір падає до кількох десятків Ом.

Установки, що використовуються для пропалювання ізоляції кабелю, повинні мати достатній запас потужності, тому в практиці застосовують так званий «східчастий метод» пропалювання. Суть його полягає в поступовому зниженні напруги пробою та перехідного опору, що дозволяє одночасно підвищити струм, який проходить через зону пошкодження.

На першому етапі пропалювання застосовують напругу 30–50 кВ при струмі 0,1–0,5 А; на другому етапі – напругу 5–8 кВ і струм 5–10 А; на третьому етапі – напругу 0,005–0,5 кВ та струм до 100 А. Спочатку до кабельної лінії подають напругу першого ступеня. Після кількох хвилин повторних пробів напругу поступово знижують до рівня, який дозволяє перейти до другого ступеня пропалювання. Протягом 5–10 хвилин роботи на другому ступені напруга пробою зазвичай зменшується до нуля. Після цього вмикають третю ступінь, і вже через кілька хвилин стає можливим визначити відстань до місця пошкодження за допомогою імпульсного методу.

Після завершення процесу пропалювання ізоляції пошкодженої жили обов'язково перевіряють стан ізоляції решти жил, оскільки під час робіт вони також могли зазнати пошкоджень. У разі виявлення додаткових пробів проводять повторне пропалювання для цих жил, а місце дефекту визначають за схемою “фаза–фаза”.

Якщо під час пропалювання напруга не знижується або після кількох пробів при зменшеній напрузі електрична міцність ізоляції знову підвищується, процес припиняють. У таких випадках місце пошкодження визначають методом коливального розряду або акустичним способом. Подібний тип дефекту, який часто виникає в з'єднувальних муфтах, називають запливаючим пробоем.

Далі розглянемо основні методи, прилади та технічні засоби, що застосовуються для визначення зони пошкодження кабельної лінії [17, 18].

11.2. Імпульсний метод

Під час визначення зони пошкодження кабельних ліній імпульсним методом застосовують спеціалізовані прилади, зокрема ИКЛ-5 (випробувач кабелів і ліній), а також P5-1A, P5-5, P5-8, P5-9, P5-10.

Суть методу полягає у вимірюванні часового інтервалу між моментом надсилання короткого електричного імпульсу в кабель і моментом отримання відбитого сигналу від місця пошкодження. На екрані електронно-променевої трубки приладу ИКЛ-5 відображаються лінії імпульсу та масштабні поділки часу (рис. 11.1, а), інтервал між якими становить 2 мкс. Під час вимірювання початок імпульсу суміщають із нульовою позначкою шкали, після чого відраховують кількість поділок до моменту появи відбитого сигналу. Відстань до місця пошкодження визначають за формулою:

$$L=n \cdot vL,$$

де L – відстань до місця пошкодження, м; n – кількість відрахованих поділок часу; v – швидкість поширення імпульсу по кабельній лінії, м/мкс.

Наприклад, на рис. 11.1, а зображено екран приладу ИКЛ-5 під час вимірювання кабелю з коротким замиканням жил – у цьому випадку відбитий імпульс має вершину, спрямовану вниз. Якщо кількість відліків становить 2,8, а швидкість поширення сигналу дорівнює 160 м/мкс, то місце пошкодження знаходиться на відстані:

$L=2,8 \times 160=448$ м, де 160 – швидкість поширення імпульсу по кабельних лініях, м/мкс.

Імпульсний метод застосовується для визначення стійких однофазних і міжфазних коротких замикань, якщо перехідний опір у місці пошкодження не перевищує 100 Ом, а також для виявлення обривів однієї, двох або всіх жил кабелю. Цей спосіб є універсальним, оскільки може використовуватися для кабелів будь-якої конструкції – тип, матеріал і переріз жил, а також довжина лінії практично не впливають на швидкість поширення імпульсу. Завдяки цьому імпульсний метод забезпечує високу точність визначення місця пошкодження незалежно від параметрів кабелю.

Для реалізації цього методу застосовують вимірювачі неоднорідностей ліній типів P5-10, P5-12, P5-13, P5-15, P5-17, які дозволяють реєструвати відбиті імпульси та визначати відстань до дефекту з високою точністю.

Прилади призначені для визначення місця пошкодження, його характеру та відстані до нього в силових кабелях зв'язку, а також у повітряних лініях електропередачі та зв'язку.

Додаткові функції приладів типу P5 включають:

- визначення довжини кабелів у бухтах, після прокладання в траншеях, на кораблях, літаках та інших об'єктах, а також для заготовки кабелів і проводів необхідних розмірів;

- вимірювання хвильового опору кабелів та контроль узгодження навантажень;

- оцінку часу затримки імпульсних сигналів у з'єднувальних трактах (застосовується у ВЧ-техніці та розробці ЕОМ);

- розрахунок коефіцієнту вкорочення кабелів при відомій довжині, що корисно у виробництві та ремонті.

Принцип роботи приладів базується на імпульсному методі визначення відстані до місць неоднорідності хвильового опору (пошкоджень) та оцінки їх величини. Такі прилади особливо корисні для підприємств і організацій, що прокладають та обслуговують кабельні лінії електропередачі, зв'язку й комунікацій; для виробників кабелів і проводів; для розробників, монтажників та експлуатантів антенно-фідерних трактів приймально-передавальних і ретрансляційних станцій; а також для всіх, хто зацікавлений у підвищенні надійності та довговічності комунікацій. Прилади розраховані на роботу в складних умовах експлуатації, мають просту конструкцію, компактні розміри та високу надійність у використанні [19].

Процедура вимірювання дуже зручна: прилад підключають лише до одного кінця кабелю, а результат відображається безпосередньо в одиницях довжини.

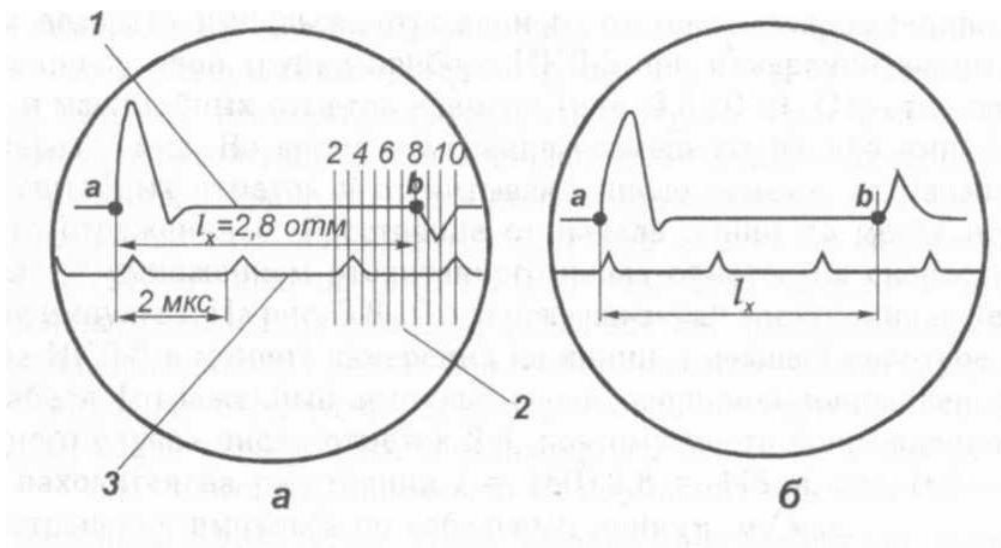


Рис 11.1. Зображення імпульсів на екрані приладу ИКЛ-5:

а - при вимірі на лінії, що має коротке замикання жил кабелю

б - при обриві жили в муфті

1- лінія імпульсу; 2 - сітка; 3 - лінія оцінок

11.3. Метод коливального розряду

Метод коливального розряду базується на вимірюванні періоду (або напівперіоду) власних електричних коливань, що виникають у кабелі під час пробою. Пошкоджена жила кабелю заряджається від випрямної установки до напруги пробою. Після цього відбувається коливальний розряд, при якому відстань до місця пошкодження пропорційна періоду цих коливань. Для фіксації періоду власних коливань використовуються електронний мікросекундомір ЭМКС-58 М або вимірювач відстані до місця пошкодження кабелю Щ 4120. При визначенні місця однофазного пошкодження цілі жили кабелю ізолюють. Якщо пробій стався між жилами, напруга подається на одну з них, а решта двох заземлюється через опір понад 1000 Ом.

11.4. Петлевий метод

Петлевий метод (рис. 11.2) ґрунтується на визначенні співвідношення активних опорів двох ділянок кабельних жил: перша ділянка – пошкоджена жила від одного кінця кабелю до місця пошкодження, друга – від місця пошкодження до іншого кінця кабелю разом із непошкодженою жилою. Для

визначення зони пошкодження обидві жили кабелю на одному кінці з'єднують перемичкою, а на іншому кінці підключають спеціальний кабельний або будь-який інший вимірювальний міст.

Зрівноважуючи міст, можна визначити відстань від точки вимірювання до місця пошкодження кабелю:

$$l_x = \frac{2Lr_1}{(r_1 + r_2)} \quad (11.1)$$

де L – повна довжина кабельної лінії, м;

r_1 і r_2 – опори плечей моста, Ом.

Вимірювання проводяться з обох кінців кабельної лінії. Після першого вимірювання перемичку та вимірювальний міст міняють місцями. Петлевий метод застосовують при замиканні однієї або двох жил на оболонку без обриву. Для визначення трифазного замикання необхідно використати додатковий провід, яким може бути паралельно прокладений кабель.

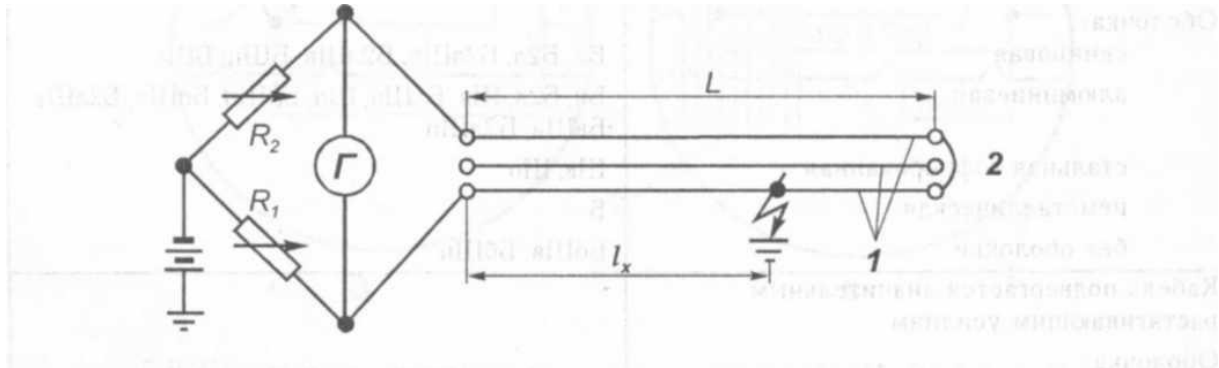


Рис. 11.2. Схема визначення місця пошкодження петлевим методом

1 – жили кабелю; 2 – перемичка; R_1 і R_2 – регульовані плечі моста

Петлевий метод застосовують, якщо перехідний опір жили не перевищує 500 Ом. У разі більшого опору використовують міст високої напруги з джерелом живлення напругою від 2 до 20 кВ, а регулювання резисторів моста здійснюють за допомогою ізолюючої штанги [16].

Для міжфазних пошкоджень кабелю з перехідним опором до 50 Ом доцільно використовувати індукційний метод для визначення місця пошкодження.

11.5. Індукційний метод

Індукційний метод ґрунтується на виявленні магнітного поля над кабелем, по якому протікає струм звукової частоти (800–1000 Гц). Генератор звукової частоти підключають до петлі короткого замикання (рис. 11.3). Внаслідок цього навколо кабелю формується магнітне поле, напруженість якого прямо пропорційна струму в кабелі. Електромонтер, рухаючись вздовж траси кабельної лінії з приймальною рамкою, підсилювачем і телефонними навушниками, фіксує звукові сигнали від генератора. Сигнал буде чутний на тих ділянках траси, де по кабелю проходить струм, поки не буде досягнуто місця пошкодження. На ділянці пошкодження гучність звуку різко зменшується. Слід враховувати, що до місця пошкодження спостерігаються періодичні посилення сигналу через скрученість жил кабелю, оскільки протягом кроку скрутки (1–1,5 м) положення жил у просторі змінюється.

Індукційний метод застосовують для визначення місця пошкодження при стійких двофазних і трифазних коротких замиканнях із перехідним опором 20–25 Ом.

Одним із різновидів індукційного методу є метод накладної рамки (рис. 11.4). Генератор звукової частоти підключають до пошкодженої жили та оболонки кабелю. На кабель накладають рамку, сторони якої розташовані симетрично, і обертають її. Під час одного оберту рамки звук у телефоні двічі досягає максимуму та мінімуму. У місці пошкодження звук стає монотонним, без коливань гучності. Цей метод здебільшого використовується на відкрито прокладених кабельних лініях.

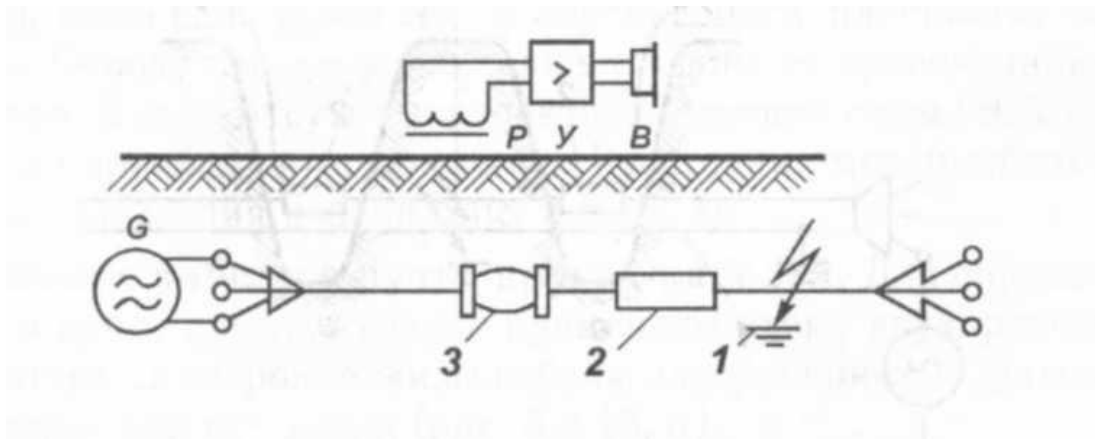


Рис. 11.3. Схема визначення замикання між жилами кабелю індукційним методом

*1 – місце пошкодження; 2 – кабель у трубі; 3 – з'єднувальна муфта;
G – генератор ГЗГЧ-4; P – прийомна антена; B – підсилювач; B – телефон*

11.6. Акустичний метод

Акустичний метод базується на виявленні звукових коливань, що виникають у місці пошкодження кабелю і передаються на поверхню землі. При стійких замиканнях у пошкоджену жилу подають періодичні імпульси постійного струму через розрядник від накопичувального конденсатора (рис. 11.5, а). Пробій іскрового проміжку в місці пошкодження викликає акустичний шум, який реєструють за допомогою стетоскопа або приладів, що перетворюють механічні коливання на електричні сигнали.

Замість накопичувальних конденсаторів можна використовувати ємності непошкоджених жил кабелю (рис. 11.5, б). При запливаючому пробії пошкоджену жилу заряджають до пробивної напруги для визначення місця пошкодження (рис. 11.5, в).

Акустичний метод не застосовують, якщо жила металеві з'єднана з оболонкою, оскільки в цьому випадку іскрові розряди відсутні. Також метод ускладнюється при високому рівні вуличного або промислового шуму.

11.7. Визначення глибини залягання кабелю

Для визначення глибини залягання кабелю застосовують ту саму схему живлення, що й при визначенні траси кабелю за схемою «фаза-земля» (рис. 11.6, а).

Рамку підсилювача встановлюють у вертикальному положенні та визначають трасу кабелю, позначаючи її лінією. Потім рамку повертають так, щоб її вісь утворювала кут 45° із вертикальною площиною, що проходить через кабель. Рамку відводять убік від проведеної лінії над трасою кабелю. У зоні, де відсутня електрорушійна сила (ЕРС) і не чути звуку у телефоні, проводять другу лінію. Відстань між двома лініями відповідає глибині залягання кабелю (рис. 11.6, з).

11.8. Визначення кабелю в пучку інших кабелів

Для виявлення потрібного кабелю в пучку інших кабелів використовують схему двопровідного підключення генератора до цілих жил кабелю, закорочених на протилежному кінці перемичкою без заземлення (рис. 11.7, а).

Струм генератора регулюють у межах 5–10 А залежно від перешкод, що створює пучок кабелів. Рамку кабелешукача встановлюють у вертикальне положення та, перетинаючи нею відкопаний пучок, знаходять потрібний кабель за звуком, частота якого відповідає сигналу від генератора.

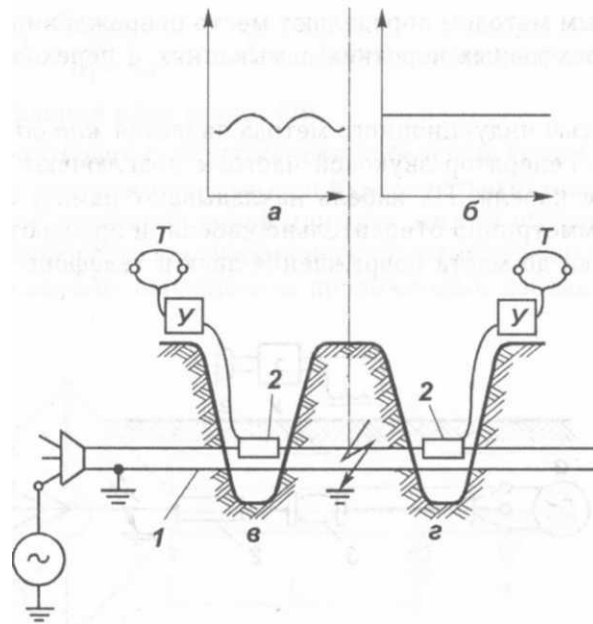


Рис. 11.4. Відшукування місця пошкодження методом накладної рамки:

а – характер звучання до місця пошкодження; *б* – характер звучання за місцем пошкодження;

в – шурф до місця пошкодження; *г* – шурф за місцем пошкодження

1 – кабель; 2 – накладна рамка з підсилювачем і телефоном

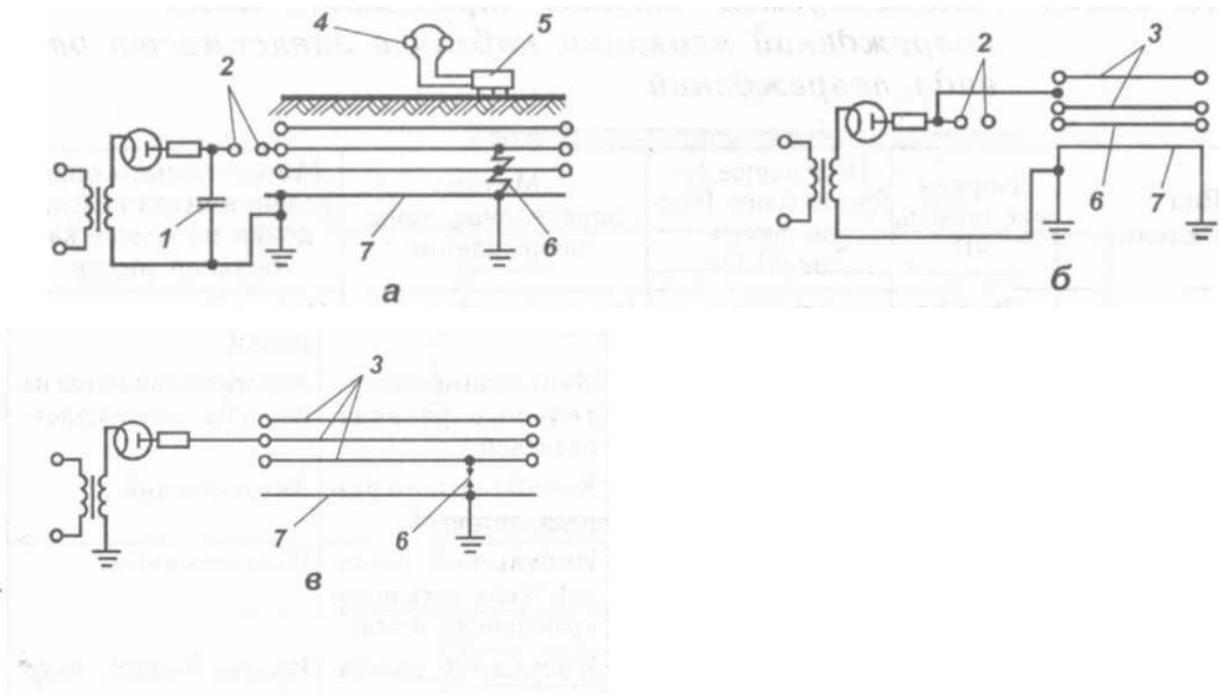


Рис. 11.5. Схеми визначення місця пошкодження кабелю

а – при стійкому замиканні в місці пошкодження; *б* – з використанням ємності непошкоджених жил; *в* – при запливаючих пробоях у муфті 1 – конденсатор; 2 – розрядник; 3 – фаза кабелю; 4 – телефонні навушники;

5 – п'єзо-датчик з підсилювачем; 6 – пошкоджене місце на кабельній лінії; 7 – металева оболонка

Таблиця 11.1.

Методи, що рекомендуються для визначення місць пошкоджень ізоляції кабелю залежно від виду пошкоджень

Вид пошкодження	Напруга пробою, кВ	Перехідний опір (після пропалювання). Ом	Метод визначення зони пошкодження	Метод точного визначення місця пошкодження на трасі кабельної лінії
Замикання жили на оболонку	До 25	0...40 40... 200 200... 300	Імпульсний петлевий Імпульсний, коливального розряду, петлевий Коливального розряду, петлевої	Метод вимірювання потенціалів, накладної рамки Акустичний метод вимірювання потенціалів Акустичний
Замикання двох або трьох жил між собою (і на землю) в одному місці	До 25	0...40 40... 200 200...3000	Імпульсний петлевий (якщо є непошкоджена жила) імпульсний, коливального розряду Коливального розряду	Індукційний Індукційний, акустичний Те ж
Подвійне замикання на землю	0.25	0.200 200 .3000	Імпульсний Петлевий, коливального розряду	Акустичний (з попереднім руйнуванням містка)
Обриви струмопровідних жил без замикання на землю	До випробувального	Вище 106	Імпульсний, коливального розряду, ємнісний	Акустичний
Обриви струмопровідних жил із замиканням на землю	До 10	0.200, з допалюванням до двофазного короткого замикання Вище 200	Імпульсний Коливального розряду	Індукційний Акустичний
Запливаючий пробій	Від 8 до випробувального	Вище 107	Коливального розряду	Акустичний

На оболонці знайденого кабелю спостерігається різке зміння гучності сигналу по обидва боки кабелю. Кабель очищають від землі з усіх боків і перевіряють за допомогою накладної рамки (рис. 11.8). Накладну рамку

підключають до входу кабелешукача. Якщо рамку використовують без підсилювача, струм, що проходить по кабелю, збільшують до 20 А.

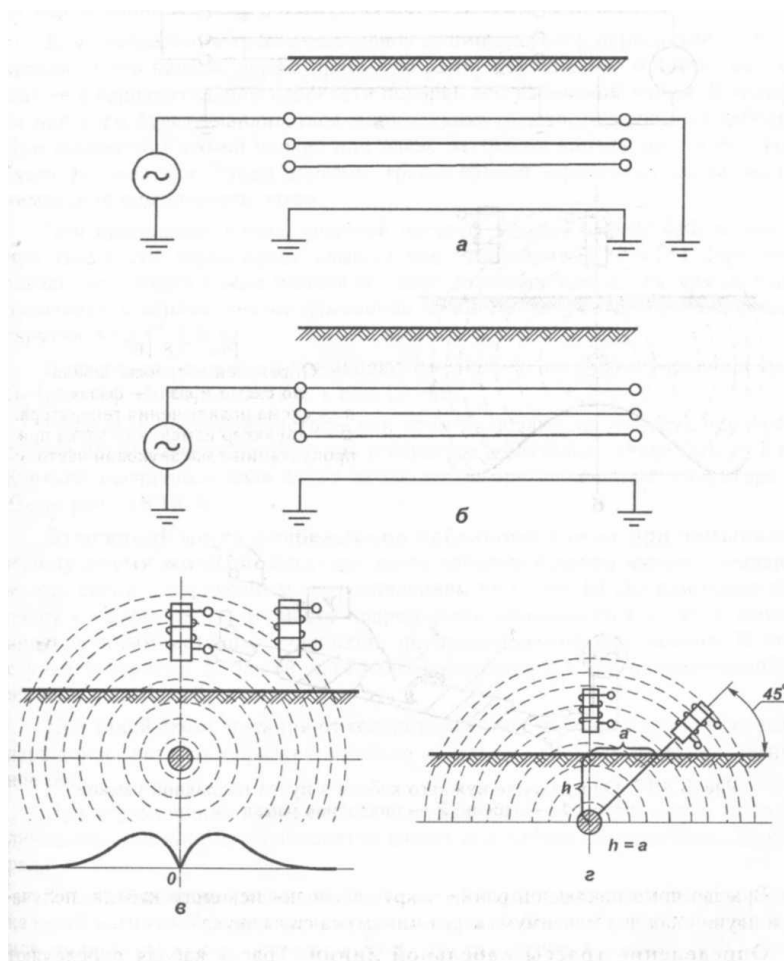


Рис 11.6. Визначення траси кабелю за схемою «фаза-земля»:
 а – схема підключення генератора із заземленням протилежного кінця жили;
 б – схема підключення генератора без заземлення протилежного кінця жили;
 в – характер зміни звуку при пропусканні струму звукової частоти;
 г – визначення глибини залягання кабелю

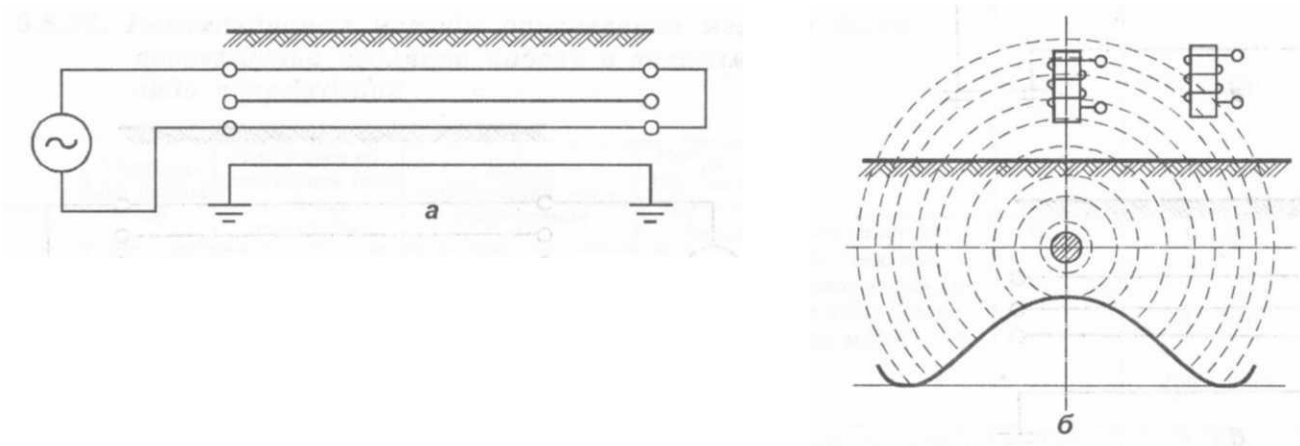


Рис. 11.7. Визначення траси кабелю за схемою «фаза-фаза»:
 а – схема підключення генератора; б – характер зміни звуку при пропусканні струму звукової частоти

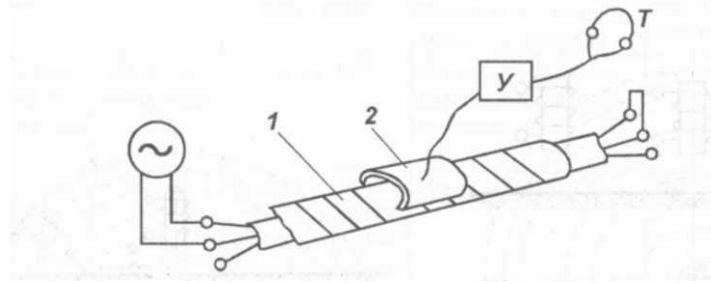


Рис. 11.8. Визначення потрібного кабелю в пучку накладною рамкою:

1 – кабель; 2 – накладна рамка

При обертанні ярма накладної рамки навколо оболонки шуканого кабелю у навушниках спостерігаються два максимуми та два мінімуми гучності сигналу.

11.9. Визначення траси кабельної лінії

Трасу кабелю визначають за допомогою генератора звукової частоти, переважно за схемою «фаза-фаза» або «фаза-земля» [19].

Один вивід генератора підключають до жили кабелю, протилежний кінець якої заземлюють, а другий вивід генератора також з'єднують із землею. Струм генератора при цьому повинен становити не менше 1–5 А.

Під час руху вздовж траси кабелю вісь приймальної рамки встановлюють вертикально до поверхні землі (рис. 11.6). Оператор пересувається від початку кабелю, тримаючи рамку вертикально та злегка переміщуючи її поперек осі кабельної лінії. У телефоні буде чутний мінімальний рівень звуку над кабелем. При відхиленні рамки вправо або вліво гучність сигналу зростає. Таким чином, трасу кабелю визначають за лінією мінімальної чутності сигналу.

При проходженні струму звукової частоти по двох фазах кабелю максимум гучності сигналу буде чути безпосередньо над кабелем (рис. 11.7). Через скрутку жил кабелю під час руху вздовж лінії спостерігається періодична зміна гучності сигналу, що відповідає кроку скрутки жил (1–1,5 м).

У практичних вимірюваннях застосовують ємнісний метод визначення траси кабелю (рис. 11.6, б) на частоті 1 або 10 кГц.

Генератор звукової частоти підключають до ємності непошкодженої жили кабелю, при цьому напругу генератора бажано збільшити до 1 кВ. Картина магнітного поля при такому підключенні буде аналогічною тій, що спостерігається при включенні генератора за схемою, наведеною на рис. 11.6, *a*.

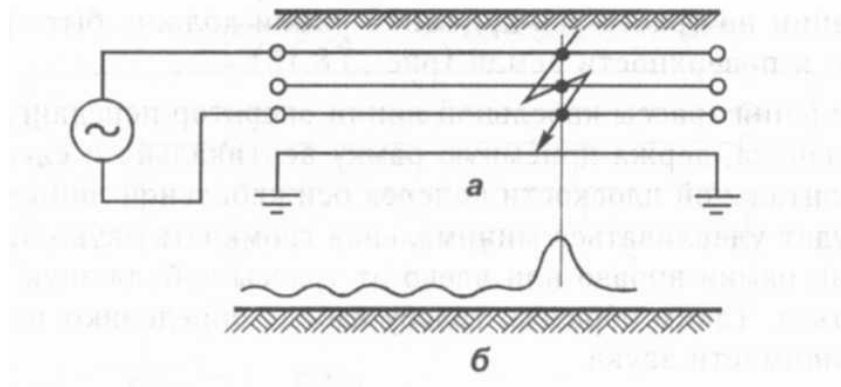
11.10. Визначення місця пошкодження кабельної лінії

11.10.1. Визначення місця пошкодження кабельної лінії при замиканні між двома жилами. Якщо дві жили кабелю мають замикання між собою з перехідним опором до 10 Ом або через оболонку в одній точці, місце пошкодження можна визначити швидко та легко індукційним методом із похибкою, що не перевищує крок скрутки. У цьому випадку генератор звукової частоти підключають до двох пошкоджених жил (рис. 11.9).

При такому підключенні від генератора до місця пошкодження протікає пара струмів, яка створює у кабелі результуюче радіальне магнітне поле. Під час переміщення вздовж кабелю це магнітне поле, через скрутку жил, обертається навколо осі кабелю по спіралі.

Змінне магнітне поле можна вловлювати як рамкою з вертикальною, так і горизонтальною магнітною віссю. Оскільки радіальне поле пари струмів обертається, наводима в рамці ЕРС змінюється від мінімуму до максимуму зі зсувом уздовж кабелю на половину кроку скрутки.

Рамка з горизонтальною магнітною віссю при максимальній чутності знаходиться у верхній частині магнітного поля, а нижньою частиною поля не пронизується. Рамка з вертикальною магнітною віссю розташовується на осі магнітного поля і перетинає більшу кількість магнітних ліній і силових потоків.



*Рис 11.9. Визначення пошкодження при замиканні між двома жилами:
а – схема підключення генератора; б – крива чутності при проходженні випробувачем уздовж
траси кабельної лінії*

Оскільки рамка у вертикальному положенні при максимальній чутності створює більшу наводиму ЕРС, вона є більш ефективною для роботи. Після попереднього визначення зони пошкодження та включення генератора з налаштуванням струму необхідно прослухати кабель на невеликому проміжку на початку досліджуваної ділянки, звертаючи увагу на появу мінімумів і максимумів чутності по повивам. Місце пошкодження можна виявити, якщо при переміщенні рамки уздовж траси кабелю скрутки жил будуть чітко відображатися по сигналу. Пошук слід починати за кілька метрів до передбачуваного місця пошкодження, щоб точно визначити його положення.

При проходженні уздовж траси кабелю в місцях розташування муфт довжина інтервалів між точками з максимальною чутністю сигналу порушується, а гучність різко збільшується через посилення результуючого магнітного поля, що виникає через більшу відстань між жилами в муфті (рис. 11.10). За цими ознаками визначають місце розташування муфти.

Над ділянкою кабелю з наявними повивами сигнал значно посилюється, а потім обривається. Проте звук не завжди добре прослуховується по всій довжині кабелю. На деяких ділянках сигнал може зникати або спостерігатися розпливчастий «мінімум звуку», що зумовлено неправильною скруткою жил, великою глибиною прокладання або екрануванням кабелю металевими трубами. Тому особливу увагу слід приділяти кінцевому ефекту: якщо звук поступово

слабшає або обривається без помітного підсилення, це свідчить про те, що кабель заглиблений або прокладений у металевій трубі. Якщо ж звук підсилюється, рамка знаходиться над місцем пошкодження (рис. 11.10).

Гучність звуку в телефоні кабелешукача під час прослуховування пошкодженої кабельної лінії залежить від кількох факторів: величини струму, що протікає по жилах кабелю; рівня перешкод, створюваних магнітними полями повітряних, транспортних та кабельних ліній; а також коефіцієнта підсилення кабелешукача. При живленні кабелю від джерела частотою 1000 Гц вплив перешкод стає ще більш помітним.

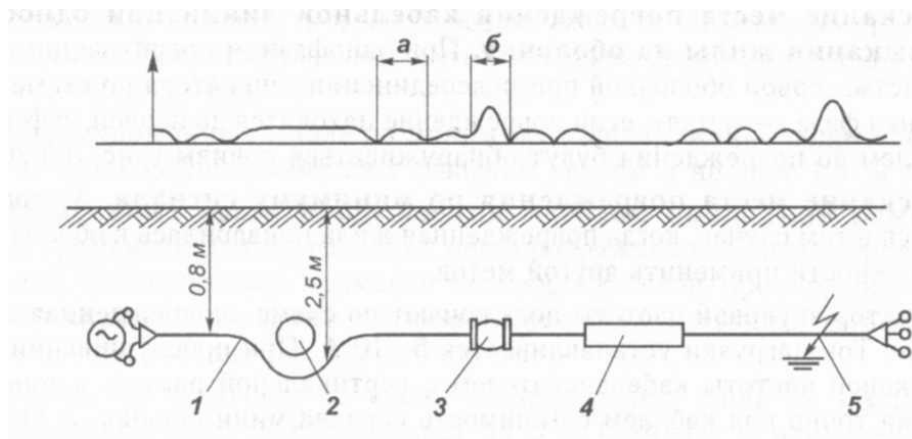


Рис. 11.10. Крива зміни звучання по трасі кабельної лінії при підключенні генератора за схемою «фаза–фаза»:

a – крок скрутки (повиву) жил; б – довжина муфти (б>а) 1 – підвищення заглиблення кабелю; 2 – теплопровід; 3 – з'єднувальна муфта; 4 – ділянка кабелю в металевій трубі; 5 – місце пошкодження

ЕРС індукції в рамці кабелешукача від зовнішніх перешкод іноді перевищує ЕРС корисного сигналу. Збільшення частоти живлення кабельної лінії до 10 кГц дозволяє покращити умови відсіювання найбільш інтенсивних перешкод. Для кабелів із пошкодженнями на великій глибині, розташованих у зоні сильних електромагнітних завад, щоб отримати більш виразну чутність, струм високої частоти збільшують до 10–80 А. Крім того, ефективність роботи підвищується за рахунок спрямованості рамки кабелешукача: при повороті рамки з вертикального положення в горизонтальне, паралельно осі кабелю, чутність сигналу в навушниках збільшується, а перешкоди прослуховуються слабкіше.

Якщо відстань до місця пошкодження велика, петля з двох жил кабелю на частоті 1000 Гц проявляє значний індуктивний опір, і пропустити достатній струм для прослуховування стає неможливо навіть при повній напрузі генератора. У таких випадках встановлюють трансформатор, що підвищує напругу на навантаженні.

Щоб збільшити струм навантаження, можна компенсувати індуктивність кабельної лінії ємнісним опором батареї конденсаторів змінної ємності. При послідовному резонансі в петлі залишиться лише активний опір, що забезпечує максимальний струм. У сумнівних випадках або при слабкій чутності рекомендується проводити вимірювання з обох кінців кабелю. У цьому випадку звучання має припинятися в одному й тому ж місці траси.

11.10.2. Визначення місця пошкодження кабельної лінії при однофазному замиканні жили на оболонку. При однофазному пошкодженні кабелів із пластмасовою оболонкою, коли генератор підключають за схемою «пошкоджена фаза–земля», і місце пошкодження знаходиться до першої муфти, над кабелем до місця пошкодження спостерігаються повиви жил (рис. 11.11).

11.10.3. Визначення місця пошкодження по мінімуму сигналу. Цей метод застосовують, коли пошкоджена жила з'єднана з оболонкою, і немає можливості використати інші методи.

Генератор звукової частоти підключають за схемою «пошкоджена жила – земля». Струм навантаження встановлюють у межах 5–10 А. Під час прослуховування сигналу кабелешукачем із вертикальною рамкою над кабелем у зоні пошкодження чутність сигналу мінімальна. При відхиленні рамки вправо або вліво від осі кабелю гучність сигналу різко зростає, що фіксується телефоном та стрілочним індикатором кабелешукача. Кабелешукач повинен бути селективним по частоті, щоб виділити корисний сигнал «спливання нуля», що обумовлений пошкодженням, на фоні численних перешкод із відмінною частотою. Наявність з'єднувальної муфти в зоні огляду може дати помилкове

збільшення сигналу. Таке підвищення сигналу може виникнути і над непошкодженим кабелем, тому необхідно перевіряти кабель далі. Якщо повторно підвищення сигналу повторюється, пошкодження знаходиться біля останньої точки з максимальним сигналом.

Метод прослуховування сигналу по мінімуму вимагає значних зусиль і не гарантує 100% точності визначення місця пошкодження.

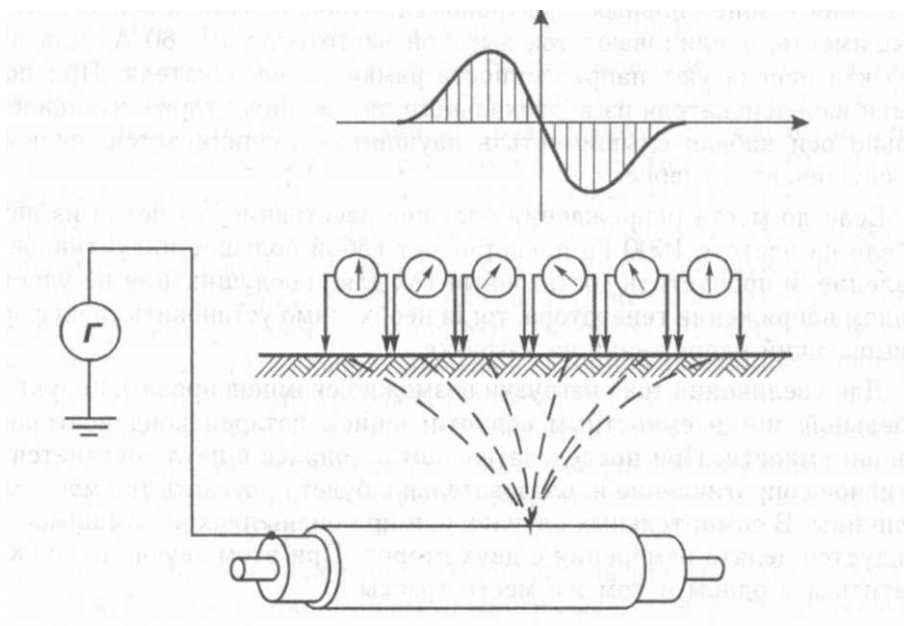


Рис. 11.11. Уточнення місця пошкодження зовнішньої оболонки методом постійного струму

11.10.4. Визначення місця пошкодження методом накладної рамки. Цей метод застосовують для визначення місця пошкодження відкрито прокладених кабелів. Він також може використовуватися для кабелів, прокладених у землі, за умови розкопки шурфів у зоні пошкодження.

Генератор підключають за схемою «пошкоджена жила – земля». Струм у пошкодженій жилі встановлюють до 5 А при використанні рамки з підсилювачем і до 25 А – при роботі без підсилювача. Для кабелів, прокладених у землі, у зоні пошкодження розкопують шурфи та на відкритих ділянках кабелю оцінюють зміни напруженості магнітного поля при обертанні рамки навколо осі кабелю по його оболонці (рис. 11.4).

Якщо шурф розташований до місця пошкодження, під час одного оберту рамки по кабелю в телефоні прослуховуються два максимуми й два мінімуми сигналу. Якщо шурф знаходиться за пошкодженням, звучання стає незмінним і помітно ослабленим. За цими відмінностями у характері сигналу визначають ділянку траси, де знаходиться пошкодження.

Якщо відстань між шурфами невелика, пошкоджену ділянку можна виявити, розкопавши перемичку між ними. При великій відстані між шурфами розкопують додатковий шурф, поступово зменшуючи зону пошуку місця пошкодження. Цей метод ефективний лише за наявності металевого замикання між жилою й оболонкою кабелю.

11.10.5. Визначення місцевих пошкоджень захисних покриттів трубопроводів кабельних ліній напругою 110–500 кВ. Схема виявлення локальних пошкоджень антикорозійного покриття трубопроводів наведена на рис. 11.12. Напруга постійного струму 20–100 В періодично подається між стінкою трубопроводу (можна використовувати контрольні виводи) та анодним заземлювачем. На поверхні землі над трасою трубопроводу вимірюють різницю потенціалів між двома електродами (6 і 8), один з яких фіксований, а інший переміщується вздовж трубопроводу.

Для вимірювання потенціалів слід використовувати вольтметр із високим внутрішнім опором – не менше 400 кОм/В. Покриття вважають справним, якщо підключення джерела живлення не викликає зміни показів вольтметра. Коли рухомий електрод розташований над місцем пошкодження покриття або над ділянкою трубопроводу з поганим захистом, вольтметр зафіксує відхилення при включенні батареї.

Як приклад наведена технологічна карта визначення місця пошкодження кабелю (рис. 11.13). Для пошуку траси, визначення глибини залягання та місця пошкодження кабелю застосовують відповідні прилади. Більшість пошкоджень визначають шляхом вимірювання опору ізоляції кожної струмопровідної жили кабельної лінії відносно землі та між кожною парою жил.

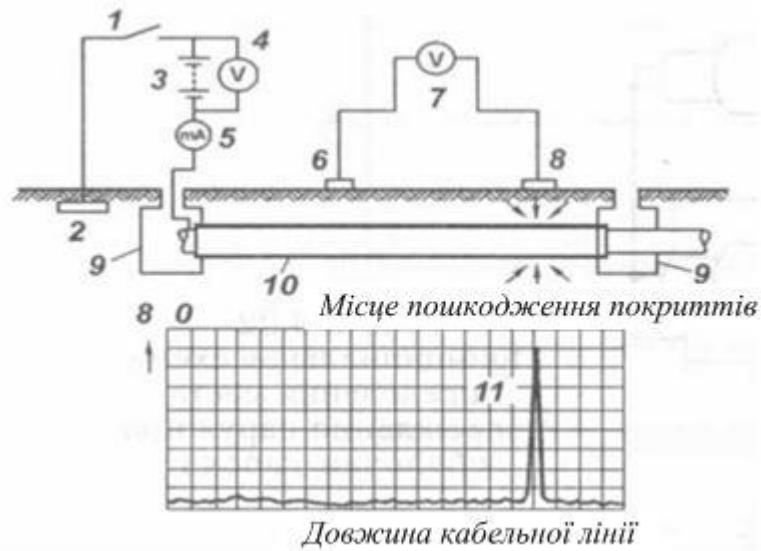


Рис. 11.12. Схема знаходження місцевих пошкоджень захисних покриттів:

- 1 – вимикач; 2 – заземлення; 3 – батарея 20... 100 В; 4 – вольтметр;
 5 – міліамперметр; 6 – нерухомий електрод; 7 – вольтметр із великим внутрішнім опором 100 кОм; 8 – електрод, переміщуваний уздовж траси в процесі вимірювань;
 9 – кабельний колодязь; 10 – трубопровід КЛ із захисним покриттям;
 11 – діаграма обмірюваних потенціалів уздовж КЛ

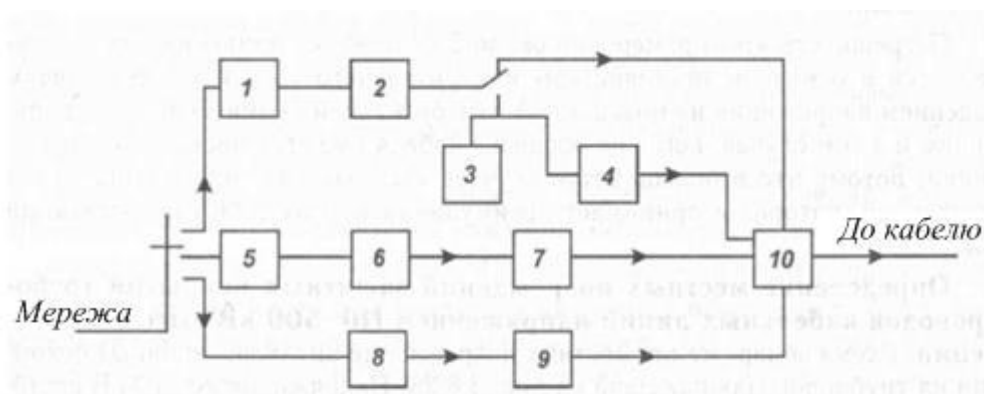


Рис. 11.13. Сітковий графік для визначення місця пошкодження кабелю:

- 1 – випробувальний трансформатор з регулятором напруги; 2 – випрямляч;
 3 – конденсатор; 4 – розрядник; 5 – регулятор струму пропалювання або регулятор напруги АСМН-40-220; 6 – трансформатор, що пропалює; 7 – випрямляч ВП-10;
 8 – генератор звукової частоти; 9 – погоджувачий трансформатор для генератора АГО-8-1000 або ГИС-45-2; 10 – високовольний перемикач

Для перевірки цілісності струмопровідних жил на одному кінці кабелю встановлюють перемичку між трьома фазами. Якщо мегаомметром не вдається визначити характер пошкодження, проводять додаткові випробування ізоляції високою напругою як стосовно металеві оболонки кабелю, так і між самими жилами.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено систему електропостачання мікрорайону в м. Ужгород та наведено аналіз методів з визначення місць пошкодження кабелів.

На підставі аналізу даних про споживачі електричної енергії мікрорайону міста, вибрано відповідні методи та методики, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі по розрахунку електричних навантажень, вибору основного електрообладнання до схеми електропостачання для надійної та ефективної її роботи як в нормальному так і аварійному режимах.

За результатами виконання магістерської роботи щодо розробки системи електропостачання мікрорайону в м. Ужгород чисельністю 16 тис. осіб, на підставі проведених розрахунків прийняті такі нижче наведені рішення.

1. З урахуванням розрахункового навантаження житлових і громадських будинків (6436,5 кВА), втрат у трансформаторах трансформаторних підстанцій (502 кВА) і стороннього навантаження (11086 кВА), визначено загальне розрахункове навантаження ГПП, яке склало 18024 кВА.

2. На підставі техніко-економічного розрахунку, для розподілу електроенергії по території мікрорайону передбачено спорудження головної понижувальної підстанції з двома трансформаторами типу ТДН - 16000/110. Для живлення підстанції прийнята ПЛ - 110 кВ. Трансформаторні підстанції мікрорайону з потужністю 250, 400, 630, 1000 кВА одержують живлення від ГПП 110/10.

3. При побудові головної схеми електропостачання керувалися всіма можливими режимами роботи, які можуть виникнути під час експлуатації, а також наслідками від перериву електропостачання. Для розподілу енергії низької напруги в роботі прийнята петлева схема живлення електричних навантажень, що забезпечує надійну й гнучку систему електропостачання мікрорайону, оскільки в нормальних й післяаварійних режимах можливе використання реверсивних напрямків потоків потужності та одночасно із цим забезпечується досить економічний розвиток електропостачання мережі в міру потреби з ростом навантаження окремих частин мікрорайону. Перевагою всіх петлевих схем є використання роз'єднувачів тільки для ремонтних операцій. Кількість операцій роз'єднувачами в таких схемах невелика. До недоліків петлевих схем варто віднести більш складний вибір трансформаторів струму, вимикачів і роз'єднувачів, встановлюваних у кільці, тому що залежно від режиму роботи схеми струм, що протікає по апаратах міняється.

4. У роботі були розраховані струми короткого замикання, на підставі яких зроблено вибір та перевірку основного електрообладнання та струмопровідних частин до термічного і динамічного впливу на різних ступенях напруг системи електропостачання мікрорайону м. Ужгород.

5. ГПП 110/10 кВ виконуємо з двома трансформаторами типу ТДН – 16000/110 - 76У. Схема з'єднання обмоток трансформатора Y/Δ. Фундамент під трансформатори прийнятий залізобетонний, стрічкового типу. З боку 110 кВ трансформатори живляться дволанцюговими повітряними лініями через роз'єднувачі, і елегазові вимикачі типу ВГТ - 110 II 40/2500У1. З боку 10 кВ знаходяться ЗРП – 10 кВ, виконаний з комплектних розподільчих пристроїв типу КРП 2 - 10, з одинарною секціонованою системою шин з АВР. До кожної секції шин підключені трансформатори власних потреб типу ТМ - 160/10, обмежувач перенапруги типу ОПН - 10, трансформатори напруги типу НТМИ - 10 - 66 УЗ. Лінії, що відходять від шин 10 кВ, мають роз'єднувачі типу РВ - 10/400, вакуумні вимикачі типу ВВЭ- 10 - 20 /630, трансформатори струму типу ТЛ-10-1.

6. На ТП встановлено комутаційні апарати, пристрої захисту й автоматики, вимірювальні прилади, збірні й з'єднувальні шини та допоміжні пристрої. На ТП встановлюємо двобмоткові трансформатори, схема з'єднання обмоток трансформатора Δ/Y . Підстанція цегельного виконання. У них установлені камери КСО-366 з вимикачем навантаження ВНП-16 та запобіжники ПУ - 10/150. Лінії напругою 10 кВ, що відходять від ТП, виконуємо кабелями зі зшитого поліетилену типу АПвЕгаПу перерізом 185 мм^2 , що прокладаються в траншеях на глибині 0,7 м.

6. Для організації технічного (контрольного) і розрахункового (комерційного) обліку електроенергії використовуємо лічильники «Альфа» (лічильник активної й реактивної енергії), клас точності 0,5S.

7. У розділі «Релейний захисту і автоматики» згідно до вимог ПУЕ передбачено такі захисти: на ГПП – максимальний струмовий захист на стороні 110 кВ, диференціальний захист, газовий захист, температурний захист тв максимальний струмовий захист на стороні 10 кВ; на ТП – максимальний струмовий захист, струмовий захист та газовий захист; на кабельних лініях – захист від замикань на землю, струмовий захист та максимальний струмовий захист.

8. Наведено основні заходи щодо економії електроенергії.

9. В спеціальній частині роботи було проаналізовано методи з визначення місць пошкодження кабелів на підставі якого встановлено:

- Існує низка методів визначення місць пошкодження кабелів, серед яких найпоширеніші: індукційний, акустичний, петлевий, імпульсний, метод накладної рамки та метод по мінімуму сигналу. Кожен із них має свої переваги та обмеження залежно від типу кабелю, глибини залягання, характеру пошкодження та умов прокладання;

- Методи на основі вимірювання електричних параметрів (імпульсний, петлевий) більш точні при визначенні відстані до пошкодження, тоді як індукційний та акустичний методи зручні для оперативного пошуку місця пошкодження на відкритих або доступних ділянках;

- При виборі методу слід враховувати тип кабелю (пластмасовий, із металевою оболонкою), характер пошкодження (однофазне, двофазне, замикання на оболонку), глибину прокладання, рівень зовнішніх перешкод та наявність доступу до обох кінців кабелю;

- Для підвищення точності і надійності результатів часто використовують комбінування методів: наприклад, спочатку індукційний або акустичний для локалізації, а потім петлевий чи імпульсний для точного визначення відстані до пошкодження.

Отже, можна зробити висновок, що спроектована система електропостачання відповідає всім вимогам ПУЕ, ПТЕ, ДБН та іншим чинним нормативно-технічним документам України і може забезпечити надійне, безперебійне та якісне електропостачання мікрорайону в м. Ужгород чисельністю 16 тис. осіб.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2011 р. – 656 с.
2. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
3. Бахор З.М., Яцейко А.Я. Проектування підстанцій електричних мереж: навч. посібник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2023. – 304 с.
4. Сегеда М.С., Бахор З.М., Яцейко А.Я. Проектування ліній електричних мереж: навч. посібник. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020. – 200 с.
5. Попов В.А., Ткаченко В.В., Ярмолюк О.С. Проектування систем забезпечення електричною енергією широкого кола споживачів. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 156 с.
6. Коваленко О.І., Коваленко Л.Р., Мунтян В.О., Радько І.П. Основи електропостачання: навч. посібник. – Харків: ХНУРЕ, 2019. – 278 с.

7. Панасюк В.М., Трофимчук А.В. Електричні мережі та системи електропостачання: навч. посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 312 с.
8. Соколов В. І. Електропостачання населених пунктів: підручник.– Київ: НУБіП, 2022. – 268 с.
9. Білоус О.В. Енергетичні системи міст і промислових об'єктів. – Харків: ХПІ, 2021. – 230 с.
10. ДБН В.2.5-23:2010. Електроустановки. Проектування та монтаж електричних мереж. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. – 112 с. (з оновленнями 2020 р.).
11. ПУЕ-2023. Правила улаштування електроустановок (чинна редакція). – Київ: Мінпаливенерго України, 2023. – 540 с.
12. Мельник О.П., Ковальський О.В. Перехідні процеси в електричних мережах. – Львів: "Світ", 2016. – 412 с.
13. Герасименко В.В., Мартинюк О.П. Аналіз перехідних процесів в електроустановках. – Харків: "Харківський національний університет міського господарства", 2019. – 320 с.
14. Луценко С.О., Марченко І.В. Основи аналізу перехідних процесів в електричних мережах. – Одеса: "Одеська політехніка", 2016. – 305 с.
15. Горбатюк А. М., Субботіна О. П. Релейний захист та автоматика електричних мереж. – Львів: "Львівська політехніка", 2016. – 320 с.
16. Запорожець О.І. Основи охорони праці та електробезпеки при експлуатації кабельних ліній. – Київ: Видавництво «Наукова думка», 2018. – 256 с.
17. Серіков Я.О. Електротехнічні вимірювання та методи визначення пошкоджень кабелів. – Харків: Основа, 2017. – 312 с.
18. Кондратенко В.П., Литвиненко С.М. Методи виявлення та локалізації пошкоджень кабельних ліній. – Київ: Видавництво «Енергія», 2016. – 224 с.
19. Петров І.В. Техніка визначення місць пошкодження силових і контрольних кабелів. – Львів: Каменяр, 2019. – 198 с.