

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 2021 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітньої програми «Системи забезпечення споживачів електричною
енергією»

на тему: «Урахування особливостей постачання електричної енергії при
проектуванні системи електропостачання району міста»

Виконав:

студент IV курсу, групи ОЕ-71

Джумайло М.Д. _____

Керівник:

к.т.н., доц. Ткаченко В.В. _____

Консультанти:

Охорона праці _____

(назва розділу)

д.т.н., проф.Третькова Л.Д _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

ас. Прокопенко І.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

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

Студент _____

Київ – 2021 року

Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

« ____ » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Джумайло Микита Денисович

1. Тема проекту «Урахування особливостей постачання електричної енергії при проектуванні системи електропостачання району міста»

керівник проекту к.т.н., доц. Ткаченко В.В., затверджені наказом по університету від «27» травня 2021 р. №1338-с

2. Термін здачі студентом закінченого проекту “17” червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту: Схема електропостачання міста, дані про навантаження повітряних ліній, дані про навантаження об’єктів району міста, довжини кабельних ліній.

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

- а) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання.
- б) релейний захист: - Вибір елементів захисту електричної мережі.
- в) спеціальна частина: - Урахування особливостей постачання електричної енергії при проектуванні системи електропостачання району міста
- г) охорона праці: - Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу кабельної лінії напругою 6-10 кВ.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Схема електропостачання району міста
2. Схема ВРП дому.
3. Пояснювальна графічна робота з котування цін на є/є.
4. Схема підключення АСКОЕ(ЛУЗОД).

6. Консультанти розділів проекту

<i>Релейний захист та автоматика</i>	<i>к.т.н., доц. Калінчик В.П.</i>
<i>Розрахунки струмів к.з.</i>	<i>доц. Несен Л.І.</i>
<i>Охорона праці</i>	<i>д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.</i>
<i>Нормоконтроль</i>	<i>ас. Прокопенко І.Д.</i>

7. Дата видачі завдання 25 січня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання дипломного проекту

студентом Джумайло М.Д. _____
(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розроблення першого розділу дипломного проекту	20.05.-23.05.21	
2	Розрахунок електричної частини	23.05.-01.06.21	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	01.06.-07.10.21	
4	Розрахунок релейної частини	07.06.-08.06.21	
5	Розроблення спеціальної частини проекту за темою «Урахування особливостей постачання електричної енергії при проектуванні системи електропостачання району міста»	08.06.-10.06.21	
6	Розроблення заходів з охорони праці	10.06.-11.06.21	
7	Підготовка графічного матеріалу	12.06.-16.06.21	
8	Захист дисертації	17.06.21	

Студент

М.Д. Джумайло

РЕФЕРАТ

Тема дипломної роботи «Урахування особливостей постачання електричної енергії при проектуванні системи електропостачання району міста» зі спеціальним питанням «Аналіз особливостей постачання електричної енергії при проектуванні системи електропостачання району міста» складається з 124 сторінок основного матеріалу, налічує 33 рисунків, 28 таблиць, 4 креслення.

Під час виконання дипломного проекту було проведено розрахунок тарифів на електричну енергію побутових і непобутових споживачів, розрахунки КЗ у точках мережі. Вибрано живлячі мережі до 1 кВ та вище 1 кВ, силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Та зроблені перевірки усіх комутаційних пристроїв.

Ключові слова: РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, ТАРИФ ДЛЯ НАСЕЛЕННЯ, ЛІЧИЛЬНИКИ, Автоматизована Система Комерційного Обліку Електроенергії (АСКОЕ), Локальне Устаткування Збору та Обробки Даних (ЛУЗОД), ОПЕРАТОР РИНКУ, Українська Енергетична Біржа (УЕБ).

ABSTRACT

The theme of the thesis "Taking into account the features of electricity supply in the design of the power supply system of the city" with a special question "Analysis of the features of electricity supply in the design of the power supply system of the city" consists of 124 pages of basic material, has 33 figures, 28 tables, 4 drawings.

During the implementation of the diploma project, the calculation of electricity tariffs for household and non-household consumers, calculations of short circuits at network points were carried out. Supply networks up to 1 kV and above 1 kV, power transformers, protection devices and automation are selected. And checks of all switching devices are made.

Key words: DISTRIBUTION NETWORKS, POPULATION TARIFF, COUNTERS, Automated system of commercial electricity metering (ASCEM), Local Data Collection and Processing Equipment (LDCPE), MARKET OPERATOR, Ukrainian Energy Exchange (UEE)

ЗМІСТ

ВСТУП	10
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ’ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	11
1.1 Загальні відомості про об’єкт дослідження.....	11
1.2 Діяльність постачальника на усіх сегментах ринку електричної енергії.	Ошибка! Закладка не определена.
1.3 Положення і механізми утворення ресурсу	11
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА	20
2.1 Умови проектування	20
2.1.1 Характеристика та особливості об’єкту проектування.....	20
2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів	20
2.1.3 Класифікація приміщень об’єкта проектування.....	19
2.1.4 Характеристика джерела живлення	20
2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі	21
2.1.6 Пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР	21
2.2 Розрахунок електричних навантажень об’єкту	21
2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку.....	21
2.2.2 Вихідні дані та характеристики для проведення розрахунку.....	22
2.2.3 Розрахунок електричних навантажень в системі міст та визначення навантажень в післяаварійному режимі роботи	24
2.2.4 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення.....	32
2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності	Ошибка! Закладка не определена.
2.3.1 Вибір трансформаторної підстанції Ошибка! Закладка не определена.	
2.3.2 Вибір повітряної лінії на напрузі до 1000 В.....	35
2.3.3 Обґрунтування виду виконання та компенсації підстанції об’єкту проектування.....	36

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

2.4	Визначення центра навантаження об'єкта проектування.....	37
2.5	Розрахунок живлячих і розподільчих мереж Ошибка! Закладка не определена.	
2.5.1	Вибір схеми розподільчої мережі.....	39
2.5.2	Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги	39
2.5.3	Розрахунок перерізу розподільчих мереж 10 кВ.....	39
2.6	Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі.....	45
2.6.1	Вибір апаратури живлячої мережі.....	45
2.6.2	Вибір апаратури розподільчої мережі	45
2.6.3	Вибір трансформаторів струму і напруг.....	47
2.7	Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання	50
2.7.1	Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ	51
2.7.1.1	Розрахунок трифазного короткого замикання	51
2.7.1.2	Розрахунок однофазного короткого замикання.....	59
2.7.1.3	Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки	63
2.7.2	Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ	65
2.7.2.1	Розрахунок трифазного та однофазного короткого замикання	65
2.7.2.2	Перевірка струмопровідних частин на термічну та електродинамічну стійкість.....	70
2.8	Релейний захист та автоматика	71
2.8.1.	Загальні вимоги до РЗА в мережах 10/0,4 кВ	71
2.8.1.2	Захист трансформаторів ГПП 110/10 кВ	75
2.8.1.3	Захист збірних шин напругою 110 і 10 кВ ГПП	75
2.8.1.4	Захист кабельних ліній напругою 10 кВ.....	76

2.8.2 Вибір елементів РЗА.....	77
2.8.3 Перевірка селективності елементів РЗА.....	77
2.8.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту	77
2.8.3.2 Автоматичне включення резервного живлення (АВР)	81
2.8.3.3 Автоматичне повторне включення (АПВ)	81
2.9 Організація обліку електричної енергії у житлових будинках і громадських будівлях	82
2.10 Економічні характеристики проекту.....	84
2.10.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР	84
3 «УРАХУВАННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПРИ ПРОЄКТУВАННІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА »	87
3.1 Правила і вимоги для роботи підприємства-постачальника і споживача	87
3.1.1 АСКОВЕ і ЛУЗОД.....	90
3.1.2 Порядок припинення постачання електричної енергії споживачу	92
3.2 Розрахунки тарифів і формування цін	93
3.2.1 Збір вхідних даних для розрахунку.....	93
3.2.2 Розрахунок тарифів для населення	95
3.2.3 Розрахунок тарифів для підприємств.....	100
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 6 -10 кВ.....	105
4.1 Кабельні лінії напругою 6-10 кВ	105
4.2 Перелік робіт по монтажу та склад бригади	108
4.3 Аналіз умов праці на робочих місцях під час монтажу кабельної лінії 6-10кВ	112
4.4 Небезпеки для працівника на робочих місцях	114
4.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт.....	114
4.6 Заходи пожежної безпеки.....	116
Висновок дипломного проекту	119

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	120
Додаток А	122

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

У цьому дипломному проекті мета полягала в вирішенні задач при проектуванні електропостачальних систем. Потрібно розкрити питання з урахуванням особливостей постачання електричної енергії при проектуванні системи електропостачання району міста. У самій роботі були визначені розрахункові навантаження в СЕП підприємств, розглянуто порядок обирання трансформаторів у центрі живлення та у ТП.

Стосовно розкриття особливостей відносин постачальника електричної енергії споживачу, сегментування ринку енергетики України, утворили нову модель енергетичного ринку. Монополізація була знищена, тому виникли такі поняття, як РДН (ринок «на добу наперед»), ВДР (внутрішньодобовий ринок), УЕБ (українська енергетична біржа). Постачальники, їх продукція та політика, будучи елементом зовнішнього середовища підприємства, істотно впливають на особливості використання його стратегічних ресурсів і формування торговельного процесу, створюючи умови для підвищення ефективності діяльності. Стосунки з споживачами необхідно розглядати як первинну «ланку» створення цінності всього товару, яка визначає особливості роботи зі споживачами та «моделює» внутрішнє середовище підприємства.

Головним вектором для постачальника завжди є споживач. Основою взаємодії з постачальниками є контрактні стосунки, побудовані відповідно до чинного законодавства. Укладання контрактів дозволяє забезпечити реалізацію предмету співпраці, захистити економічні інтереси сторін і розв'язувати господарські спори. Стосунки споживачів з постачальниками мають будуватися з дотриманням таких принципів: стратегічна стійкість; відповідність фундаментальним цінностям; єдність інтересів; розвиток партнерства; плановість; повне та достовірне інформування; гнучкість; підтримання безпеки.

Зазначені принципи утворюють єдиний комплекс підприємницьких орієнтацій (індивідуальних і взаємних), дозволяють запобігти виникненню

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

протирич і не допустити провокативну поведінку сторін. На їх основі має досягатися такий баланс між стійкістю (консерватизмом) та гнучкістю (частими змінами), який би сприяв і дозволяв досягти високого рівня конкурентоспроможності підприємства, яка поєднує здатність зберігати та здатність активно трансформувати різні складові діяльності.

Єдність принципів створює умови для узгодження господарської практики підприємств і дії з підвищення конкурентоспроможності. Так, можуть формуватися нові ланки ланцюжка цінностей, які передбачають синхронізацію дій з розширення областей господарювання, розробки та реалізації інновацій, навчання персоналу тощо. У такому разі стосунки з постачальниками дозволяють укріпити та набути нові конкурентні переваги.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальні відомості про об'єкт дослідження

Відповідно до Закону України “Про ринок електричної енергії”, новий ринок електроенергії, що функціонує за європейськими стандартами, запущений 1 липня 2019 року. Перший етап реформування енергоринку відбувся на початку року. З 1 січня 2019 року обленерго були поділені на дві частини: постачальника та оператора енергомереж. Також населення отримало право обирати постачальника. З 1 липня ж зміни торкнулись оптової частини ринку — змінились правила роботи генеруючих компаній [1].

Держава перестала бути єдиним покупцем і продавцем електроенергії. Поступово ринок переходить до конкурентного механізму, що включає у себе двосторонні договори між генеруючим підприємством, споживачами та постачальниками. Було утворено балансуєчий ринок, на якому відбувається розрахунок різниці між прогнозованим обсягом споживання і фактичним обсягом споживання та його вартістю. Також з'явився ринок “на добу вперед” (РДН) і внутрішньодобовий ринок (ВДР), на якому виконують закупівлю електричної енергії на найближчі години. Крім того, існує ринок допоміжних послуг.

Для запуску ринку Нацкомісія, що здійснює держрегулювання в сферах енергетики і комунальних послуг, внесла зміни в правила купівлі-продажу електроенергії на сегментах оптового ринку. Так, було змінено формулу розрахунку граничних цін на цих сегментах, так званих *prices cap*.

Правила передбачають дев'ятимісячний перехідний період, протягом якого, енерговиробники в своїх заявках з продажу електроенергії вказують ціну, не вищу максимального значення за середні показники за останні три місяці до введення нових сегментів.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ			
Мн.	К.	Докум.	ис	дата				
Розроб.		М.Д.Джумайло			Загальні відомості про об'єкт дослідження	Літ	Арк.	Аркушів
Перевір		В.В. Ткаченко					11	
Реценз.						IEE, OE-71		
Н.Контр.		І.Д. Прокопенко						
Затверд.								

Загалом же, відповідно до змін, очікується, що вартість електроенергії для атомних електростанцій та гідроелектростанцій буде встановлюватися ринком, а вугільна генерація не буде обґрунтовувати НКРЕКП ціни на вугілля, як це було раніше.

Проще кажучи, за оцінками урядовців ціни на електроенергію для промисловості зростуть на 5 — 6%. Для населення ж змінюється процедура, яка забезпечує нижчу вартість електроенергії. Якщо раніше використовувався механізм “дотаційних сертифікатів” — різниця, яку доплачувала промисловість за низькі тарифи для населення. Кожного місяця НКРЕКП розраховувала суму цих дотацій на місяць вперед. Відтепер підхід змінюється.

Подібна організаційна модель національних конкурентних енергоринків є загальноприйнятою в країнах Європейського Союзу (ЄС).

1.2 Діяльність постачальника на усіх сегментах ринку електричної енергії.

Завдяки роздробленню енергетичного ринку України, виник конкурентний механізм, по продажу та закупівлі електричної енергії. Головні питання які виникають у учасників ринку це де брати дешевше електричну енергію, та як і кому її збувати. Подібна діяльність можлива у таких ринках:

- Ринку двосторонніх договорів на комерційних сесіях. Торгівля проходить шляхом безпосередньої участі у торгах, які оприлюднені на сайті, шляхом подачі заявок на продаж електричної енергії. Аукціон закінчується після реалізації виставлених лотів. Лоти це й є певні об’єми електричної енергії, у певних годинах споживання, протягом обумовленого часу постачання.
- Ринку «на добу наперед» (РДН). Торгівля здійснюється учасниками ринку шляхом подачі погодинних заявок на торговій платформі ХМTrade, де відображені визначені обсяги та ціни купівлі/продажу електричної енергії щодо розрахункових періодів доби постачання. У ході торгів на РДН (початок подання заявок о 15:00 кожного дня) Оператор ринку на основі балансу сукупного попиту та пропозиції на електричну енергію визначає для кожного розрахункового періоду доби постачання торгової зони ціну

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

купівлі-продажу електричної енергії на РДН за принципом граничного ціноутворення та обсяги купленої та проданої на торгах на РДН електричної енергії.

- Внутрішньодобовому ринку (ВДР). Торгівля на ВДР здійснюється на торговій платформі XMTrade. Учасник ринку зазначає обсяги електричної енергії у заявці на торги на ВДР, що акцептуються за заявленою ціною, визначеною згідно з порядком визначення граничних цін на електричну енергію на ВДР. За результатами торгів Оператор ринку надає повідомлення про договірні обсяги та вартість купівлі-продажу електричної енергії. Балансуючому ринку. Торгівля здійснюється на торговій платформі MMS, до якої підприємство надає погодинні заявки щодо наявних потужностей на завантаження та розвантаження електричної енергії відповідно до вимог ОЕС України та керуючись законом України «Про ринок електричної енергії».
- Ринку допоміжних послуг. ПрАТ «Укргідроенерго» бере участь в аукціонах з продажу допоміжних послуг на торговій платформі MMS, де встановлена розрахована гранична ціна та деталі проведення торгів[2].

1.3 Положення і механізми утворення ресурсу

Одним із головних чинником, з яким працює любий постачальник електричної енергії, який на пряму має вплив на економічні складові – Оператор ринку.(Рисунки 1.1 і 1.2)



					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Рис. 1.1 Емблема Оператору Ринку

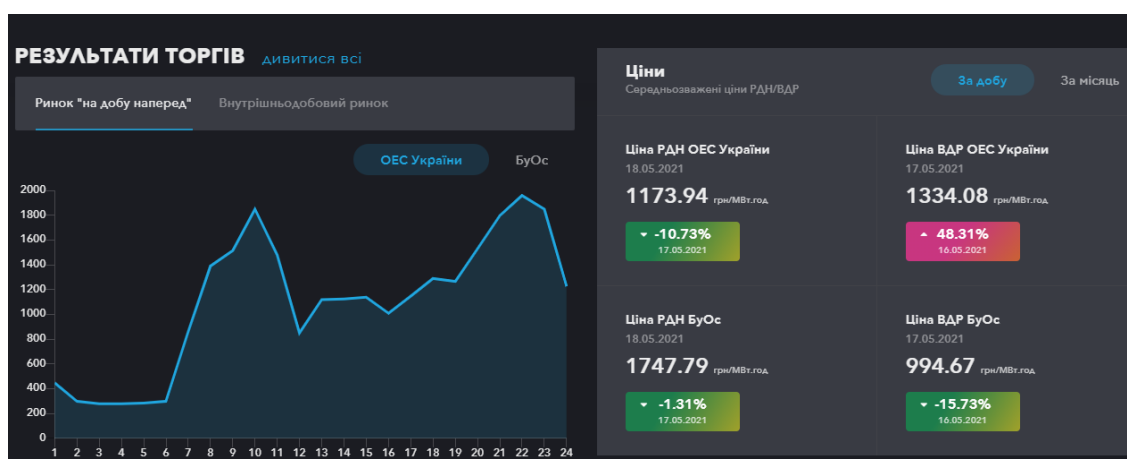


Рис. 1.2 Приклад зображення результату торгів РДН на 17 травня 2021

Державне підприємство «Оператор ринку» утворене 18 червня 2019 року у відповідності до Закону України «Про ринок електричної енергії».

Підприємство відповідає за організацію купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку, допомагає забезпечити баланс між попитом та пропозицією на ринку електричної енергії.

На ринку «на добу наперед» купівля-продаж електроенергії здійснюється на наступну добу за днем проведення торгів. Ціна на цьому сегменті ринку визначається за принципом граничного ціноутворення із забезпеченням мінімізації ціни та максимізації обсягів торгівлі. Жоден учасник не бачить заявлені ціни та обсяги купівлі/продажу електричної енергії іншими учасниками. Така технологія торгів на РДН сприяє розвитку конкуренції

Більш детальний приклад результатів торгів на рис. 1.3.

Деталізована інформація щодо проведення розрахунку на РДН						
Дата	Обсяг продажу, МВт.год	Обсяг купівлі, МВт.год	Заявлений обсяг продажу, МВт.год	Заявлений обсяг купівлі, МВт.год	Середньозважена ціна, грн/МВт.год	Торгова зона
05.05.2021	9544.5	9544.5	11965.9	9544.5	1708.44	Бурштинський острів
05.05.2021	71910.2	71910.2	145876.0	72208.8	1031.75	ОЕС України

Рис. 1.3 Детальний вигляд результату торгів на РДН

На внутрішньодобовому ринку купівля-продаж електроенергії здійснюється безперервно після завершення торгів на ринку «на добу наперед» та впродовж доби фізичного постачання електроенергії. Цей сегмент ринку дає змогу учасникам ринку скорегувати свої торгівельні позиції та працює за принципом «на кожен товар є свій покупець». Тобто продавці та покупці заявляють обсяги та ціни, за якими бажають продати/купити електроенергію, і чекають свого контрагента.

Детальний приклад результатів торгів на рис. 1.4

Деталізована інформація щодо проведення розрахунку на ВДР						
Дата	Обсяг продажу, МВт.год	Обсяг купівлі, МВт.год	Заявлений обсяг продажу, МВт.год	Заявлений обсяг купівлі, МВт.год	Середньозважена ціна, грн/МВт.год	Торгова зона
05.05.2021	8.3	8.3	1891.3	14.7	2028.77	Бурштинський острів
05.05.2021	24379.7	24379.7	80958.7	31418.3	977.23	ОЕС України

Рис. 1.4 Детальний приклад результатів торгів ВДР

«Оператор ринку» працює прозоро з дотриманням принципів вільного ціноутворення та оперативно здійснює повні розрахунки з учасниками ринку. Торги електроенергією проводяться 24/7 в автоматичному режимі, без будь-якого ручного управління процесом. Це підтверджено сертифікатом якості у сфері управління ISO 9001:2015, який свідчить про відповідність діяльності «Оператора ринку» міжнародним стандартам менеджменту якості стосовно надання послуг з організації купівлі-продажу електричної енергії.

Така діяльність і впроваджена Антикорупційна програма позиціонує «Оператора ринку» як підприємство європейського зразка, а також відповідає цілям Кабінету Міністрів України зробити державні підприємства прозорими та інноваційними [3].

Висновки до розділу 1

В першому розділі було розглянуто загальну інформацію щодо відомостей про новий ринок енергетики та діяльність постачальника. Розкрито

питання «Про ринок електричної енергії». Саме за рахунок діяльності у різних сегментах ринку енергетики, зображена варіативність участі у процедурі купівлі-продажу електричної енергії. Тому розглянуто більш детально поняття Оператора ринку, з варіаціями ринків, як ринок «на добу наперед» і внутрішньодобовому ринку. Ціна на сегменті РДН визначається за принципом граничного ціноутворення із забезпеченням мінімізації ціни та максимізації обсягів торгівлі, а сегмент ВДР дає змогу учасникам ринку скорегувати свої торгівельні позиції та працює за принципом «на кожен товар є свій покупець».

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

На території району міста досліджуємо міські та промислові об'єкти. Загалом міські електричні мережі напругою 6-10 кВ особливі тим, що у районі міста можуть знаходитись споживачі трьох категорій за надійністю. Тому потрібно раціонально спроектувати систему електропостачання міста. В даному проекті розглянута система електропостачання району, який входить до складу великого міста.

Живлення непобутових споживачів здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 6-10 кВ, які напряму залежать від даних джерела живлення.

За основу обираємо будівлі: 4 житлових будинки з газовими плитами, 4 житлових будинки з електричними плитами, 2 кафе та магазин [4].

2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Загалом, електроприймачі розділяють на категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких може викликати: небезпеку для життя людей, значні збитки народному господарству, пошкодження цінного основного обладнання, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. (Операційні відділення лікарень, насосні станції водогонів, підприємства з безперервним технологічним процесом виробництва, тощо).

					НТУУ.001.7103.038 ПЗ			
Розроб.	Джумайло М.Д.				РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА	Літ	Арк.	Аркушів
Перевір.	Ткаченко В.В.						17	
Перевір.	Калінчик В.П.					ІЕЕ,ОЕ-71 20		
Перевір.	Несен Л.І.							
Н. Контр.	Прокопенко І.Д.							

Зі складу I категорії виділяють особливу групу електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою недопущення загрози життю людей, вибухів, пожеж і пошкоджень цінного основного обладнання. (Автоматичні системи пожежогасіння підприємств хімічної промисловості, диспетчерського управління рухом потягів, літаків, тощо).

Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення. Перерва у їхньому електропостачанні при порушенні електропостачання від одного з джерел може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії повинно передбачатись додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів та промислового транспорту, порушень нормальної діяльності значної кількості людей. (Лікарні, котельні, учбові заклади, дитячі садки, обладнані діючими ліфтами житлові будинки, тощо).

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

Для цих електроприймачів при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення допустимі перерви у електропостачанні на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу чи виїзної оперативної бригади.

Допускається живлення електроприймачів II категорії по одній повітряній лінії, в тому числі з кабельною вставкою, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби. Кабельні вставки цієї лінії повинні виконуватись двома кабелями, кожний з яких обирається по найбільшому тривалому струму повітряної лінії.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Допускається живлення електроприймачів II категорії по одній кабельній лінії, виконаній не менше ніж двома кабелями, приєднаними до одного загального апарату.

Допускається живлення електроприймачів II категорії від одного трансформатора за наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби.

Електроприймачі III категорії – всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій. (Сектор індивідуальної забудови, не обладнані ліфтами багатоповерхові будинки, тощо).

Електропостачання електроприймачів III категорії, до якої відноситься і населення (сектор індивідуальної забудови та не обладнані ліфтами багатоповерхові будинки), може виконуватись від одного джерела живлення за умови, що перерви у електропостачанні, необхідні для ремонту чи заміни пошкодженого елементу системи, не перевищуватимуть однієї доби [6].

2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування

Відповідно до норм визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за пожежною небезпекою приміщення поділяються на п'ять категорій А, Б, В, Г, Д. Житлові та громадські будівлі відносять до категорій : В, Г, Д.

Залежно від характеру навколишнього середовища і вимог щодо захисту електроустановок від її впливу в ПУЕ розрізняють внутрішні приміщення і зовнішні установки. У свою чергу, внутрішні приміщення діляться на сухі, вологі, сирі, особливо сирі, жаркі, пилові, з хімічно активним середовищем, пожежонебезпечні і вибухонебезпечні, а зовнішні (або відкриті) установки — на нормальні, пожежонебезпечні і вибухонебезпечні.

Сухими вважають приміщення, в яких відносна вологість повітря не перевищує 60 %. Якщо в таких приміщеннях температура не перевищує 30 °с,

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

немає технологічного пилу, активного хімічного середовища, пожежо — і вибухонебезпечних речовин, то їх називають приміщеннями з нормальним середовищем.

Вологі приміщення характеризуються відносною вологістю повітря 60...75 % і наявністю парів або конденсується вологи, що виділяються тимчасово і в невеликих кількостях. До вологих приміщень відносять опалювальні підвали, кухні в квартирах і т.п ,де відносна вологість підтримується в межах 60...75%, [6].

У сирих приміщеннях відносна вологість тривало перевищує 75 %. Якщо відносна вологість повітря в приміщеннях близька до 100 %, тобто стеля, підлога, стіни, предмети в них покриті вологою, то ці приміщення відносять до особливо сирих.

У нашому випадку, всі приміщення сухі(менше 60%) та без підвищеної небезпеки.

2.1.4 Характеристика джерела живлення

Система, як джерело живлення, задана безмежною потужністю. Безпосереднє живлення будинків здійснюється від районних підстанцій(РП) 10/0,4 кВ з'єднаних кабельними лініями. На РП постачання відбувається за допомогою трансформаторної підстанції (ТП), що розташована на відстані 30 км від РП. До її складу входить два силових трифазних двообмоткових трансформатора 110/10 кВ, які оснащені вимикачами на низькій і на високій стороні.

Згідно постанови НКРЕКП №2382 09.12.2020, тарифи на послуги з розподілу електричної енергії що діють у енергорозподільчій компанії ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» (оператор системи розподілу), за класом напруги [10]:

1 клас напруги, грн/МВт•год (без урахування податку на додану вартість ** -20% ПДВ**) = 98,15

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

2 клас напруги, грн/МВт•год (без урахування податку на додану вартість**-20% ПДВ**) = 928,33

2.1.5 Вибір напруги розподільної мережі

Розподільчі мережі використовують для транспортування електричної енергії від РП до кінцевих споживачів. Схема живлення подібна зі змішаною схемою. Такі схеми мають напругу до 10 кВ з перетворенням її на 380/220 для споживача міського призначення.

2.1.6 Пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР

На виконання пункту 6.1.8. глави 6.1 розділу VI Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 березня 2018 року №312 (Надалі також «Правила роздрібного ринку електричної енергії»), Споживач, з копією заяви приєднання до певного постачальника, який безпосередньо працює з електричними мережами ОСР, може отримати індивідуальний тариф поставок. Враховуючи вищенаведене, керуючись п. 6.1.12, п. 6.1.13 Правил роздрібного ринку електричної енергії, достатньо підтвердити можливість зміни електропостачальника або повідомити про відсутність можливості зміни електропостачальника. [12].

2.2 Розрахунок електричних навантажень

2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку

Розрахунок навантажень об'єктів району міста:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9P_{сил};$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв} \operatorname{tg} \varphi_{кв} + 0,9P_{сил} \operatorname{tg} \varphi_{сил};$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

де $P_{\text{кв}}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{\text{кв}} = n_{\text{пит}} N_{\text{кв}} ;$$

де $n_{\text{пит}}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла.

$N_{\text{кв}}$ – кількість квартир

$P_{\text{кв}}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{\text{сил}} = K_{\text{сил}} \sum P_{\text{л}} ;$$

де $K_{\text{сил}}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок;

$P_{\text{л}}$ – потужність ліфтової установки.

При проведенні розрахунків вибрані житлові будинки зі подібними методиками готування їжі приймаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок. [45]

Формулювання значень розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель виконуємо у наступних формулах:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{пит}} N ;$$

$$Q_{\text{р}} = P_{\text{пит}} \cdot N \cdot \text{tg} \varphi_{\text{пит}} ;$$

де $p_{\text{пит}}$ – питоме розрахункове електричне навантаження будівлі.

N – кількість місць.

2.2.2 Вихідні дані та характеристика для проведення розрахунку

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах міста представлені в таблиці 2.1 та схема живлення на рис. 2.1:

Таблиця 2.1 - Навантаження в електропостачальних системах міст

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

№	Код об'єкту	Характеристика об'єкту	Кількість
1	Ж	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань	1
2	Е	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань	1
3	В	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань	2
4	Б	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань	2
5	А	Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 3 секції, 144 помешкань	2
6	Н	Кафе на 100 місць	2

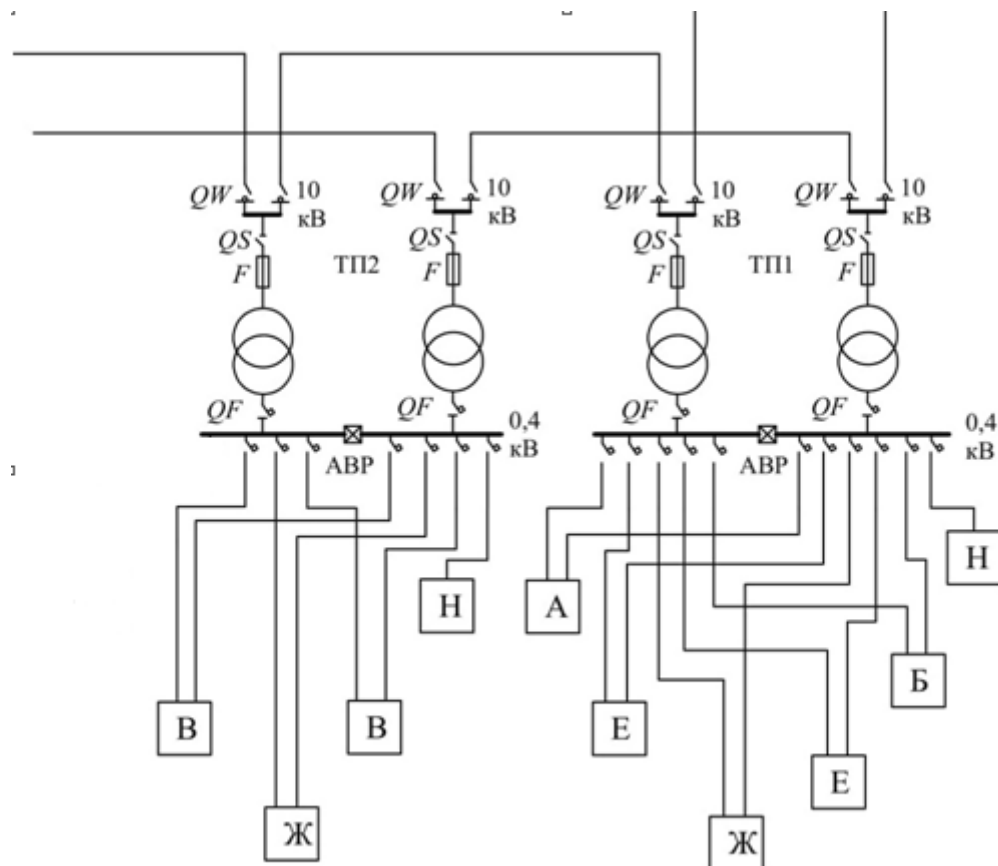


Рисунок 2.1 - Схема живлення будівель

2.2.3 Розрахунок електричних навантажень в системі міст та визначення навантажень в післяаварійному режимі роботи

Від ТП1 живиться: житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, дві секції, 144 помешкань – 1 шт., житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, одна секція, 48 помешкань – 1 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань – 2 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секції, 216 помешкань – 1 шт., кафе на 100 місць.

$$P_{\text{кв.ел}} = \frac{144 + 48}{2} \cdot 1,77 = 169,92 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сил.ел}} = 0,55 \cdot 3 \cdot (6,8 + 8,8) + 0,9 \cdot (5 + 1,5) = 31,59 \text{ кВт};$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(ел)}}} = 169,92 + 0,9 \cdot 31,59 = 198,35 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ж/б(ел)}} = 169,92 \cdot 0,20 + 0,9 \cdot 31,59 \cdot 1,17 = 65,04 \text{ квар};$$

$$P_{\text{кв.г}} = \frac{36+36+216}{2} \cdot 0,943 = 135,79 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сил.г}} = 0,52 \cdot 4 \cdot 6,8 + 0,9 \cdot 6,5 = 26,31 \text{ кВт};$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(г)}}} = 135,79 + 0,9 \cdot 26,31 = 159,47 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ж/б(г)}} = 135,79 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 26,31 \cdot 1,17 = 65,16 \text{ квар};$$

$$P_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 = 103 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар};$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{ТП1} = 198,35 + 0,9 \cdot 135,79 + 0,7 \cdot 103 = 413,97 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП1} = 65,04 + 0,9 \cdot 65,16 + 0,7 \cdot 20,6 = 138,1 \text{ квар};$$

$$S_{ТП1} = \sqrt{413,97^2 + 138,1^2} = 436,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Від ТП2 живиться: житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, дві секції, 128 помешкань – 2 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секції, 216 помешкань – 1 шт., кафе на 100 місць, магазин продовольчих товарів з площею торгівельного залу 200 м².

$$P_{\text{кв.ел}} = \frac{128+128}{2} \cdot 0,964 = 123,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сил.ел}} = 0,54 \cdot 4 \cdot (6,8 + 8,8) + 0,85 \cdot (5 + 1,5) = 39,22 \text{ кВт};$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(ел)}}} = 123,4 + 0,9 \cdot 39,22 = 158,69 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ж/б(ел)}} = 123,4 \cdot 0,20 + 0,9 \cdot 39,22 \cdot 1,17 = 63,89 \text{ квар};$$

$$P_{\text{кв.г}} = \frac{216}{2} \cdot 0,99 = 106,92 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сил.г}} = 0,9 \cdot 4 \cdot 6,8 + 0,850 \cdot (5 + 1,5) = 27,2 \text{ кВт};$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(г)}}} = 135,79 + 0,9 \cdot 27,2 = 133,93 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ж/б(г)}} = 135,79 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 27,2 \cdot 1,17 = 60,51 \text{ квар};$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 = 103 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар} ;$$

$$P_{\text{МПТ}} = 200 \cdot 0,25 = 50 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{МПТ}} = 200 \cdot 0,25 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ квар} .$$

Розраховуємо навантаження на першому трансформаторі в ТП2:

$$P_{\text{ТП1.ТР1}} = 158,7 + 0,9 \cdot 133,93 + 0,7 \cdot 103 = 348,85 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{ТП1.ТР1}} = 63,89 + 0,9 \cdot 60,51 + 0,7 \cdot 20,6 = 132,43 \text{ квар} ;$$

$$S_{\text{ТП1.ТР1}} = \sqrt{348,85^2 + 132,43^2} = 373,14 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Розраховуємо навантаження на другому трансформаторів ТП2:

$$P_{\text{ТП1.ТР2}} = 158,69 + 0,9 \cdot 133,93 + 0,6 \cdot 50 = 306,75 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{ТП1.ТР2}} = 63,89 + 0,9 \cdot 60,51 + 0,6 \cdot 37,5 = 140,51 \text{ квар} ;$$

$$S_{\text{ТП1.ТР2}} = \sqrt{306,75^2 + 140,51^2} = 337,4 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Від ТП1 живиться: житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, дві секції, 144 помешкань – 2 шт., житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, одна секція, 48 помешкань – 1 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань – 2 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секції, 216 помешкань – 1 шт., кафе на 100 місць.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{кв.ел}} = \frac{144+48}{2} \cdot 1,77 = 169,92 \text{ кВт} ;$$

$$P_{\text{сил.ел}} = 0,55 \cdot 3 \cdot (6,8 + 8,8) + 0,9 \cdot (5 + 1,5) = 31,59 \text{ кВт};$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(ел)}}} = 169,92 + 0,9 \cdot 31,59 = 198,35 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{ж/б(ел)}} = 169,92 \cdot 0,20 + 0,9 \cdot 31,59 \cdot 1,17 = 65,04 \text{ квар} ;$$

$$P_{\text{кв.г}} = \frac{36+36+216}{2} \cdot 0,943 = 135,79 \text{ кВт} ;$$

$$P_{\text{сил.г}} = 0,52 \cdot 4 \cdot 6,8 + 0,9 \cdot 6,5 = 26,31 \text{ кВт} ;$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(г)}}} = 135,79 + 0,9 \cdot 26,31 = 159,47 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{ж/б(г)}} = 135,79 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 26,31 \cdot 1,17 = 65,16 \text{ квар} ;$$

$$P_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 = 103 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар} ;$$

$$P_{\text{ТП1}} = 198,35 + 0,9 \cdot 135,79 + 0,7 \cdot 103 = 413,97 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 65,04 + 0,9 \cdot 65,16 + 0,7 \cdot 20,6 = 138,1 \text{ квар} ;$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{413,97^2 + 138,1^2} = 436,4 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Від ТП2 живиться: житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, дві секції, 128 помешкань – 2 шт., житловий будинок з газовими

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

плитами, 9 поверхів, 4 секції, 216 помешкань – 1 шт., кафе на 100 місць, магазин продовольчих товарів з площею торгівельного залу 200 м².

$$P_{\text{кв.ел}} = \frac{128+128}{2} \cdot 0,964 = 123,4 \text{ кВт} ;$$

$$P_{\text{сил.ел}} = 0,54 \cdot 4 \cdot (6,8 + 8,8) + 0,85 \cdot (5 + 1,5) = 39,22 \text{ кВт} ;$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(ел)}}} = 123,4 + 0,9 \cdot 39,22 = 158,69 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{ж/б(ел)}} = 123,4 \cdot 0,20 + 0,9 \cdot 39,22 \cdot 1,17 = 63,89 \text{ квар} ;$$

$$P_{\text{кв.Г}} = \frac{216}{2} \cdot 0,99 = 106,92 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сил.Г}} = 0,9 \cdot 4 \cdot 6,8 + 0,850 \cdot (5 + 1,5) = 27,2 \text{ кВт} ;$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(Г)}}} = 135,79 + 0,9 \cdot 27,2 = 133,93 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{ж/б(Г)}} = 135,79 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 27,2 \cdot 1,17 = 60,51 \text{ квар} ;$$

$$P_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 = 103 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар} ;$$

$$P_{\text{МПТ}} = 200 \cdot 0,25 = 50 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{МПТ}} = 200 \cdot 0,25 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ квар} .$$

Розраховуємо навантаження на першому трансформаторі в ТП2:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						28
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{ТП1.ТР1} = 158,7 + 0,9 \cdot 133,93 + 0,7 \cdot 103 = 348,85 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{ТП1.ТР1} = 63,89 + 0,9 \cdot 60,51 + 0,7 \cdot 20,6 = 132,43 \text{ квар} ;$$

$$S_{ТП1.ТР1} = \sqrt{348,85^2 + 132,43^2} = 373,14 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Розраховуємо навантаження на другому трансформаторів ТП2:

$$P_{ТП1.ТР2} = 158,69 + 0,9 \cdot 133,93 + 0,6 \cdot 50 = 306,75 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{ТП1.ТР2} = 63,89 + 0,9 \cdot 60,51 + 0,6 \cdot 37,5 = 140,51 \text{ квар} ;$$

$$S_{ТП1.ТР2} = \sqrt{306,75^2 + 140,51^2} = 337,4 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Визначення навантажень в післяаварійному режимі роботи:

Від ТП1 живиться: житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, дві секції, 144 помешкань – 1 шт., житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, одна секція, 48 помешкань – 1 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань – 2 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секції, 216 помешкань – 1 шт., кафе на 100 місць.

$$P_{кв.ел} = (144 + 48) \cdot 1,41 = 270,72 \text{ кВт} ;$$

$$P_{сил.ел} = 0,55 \cdot 3 \cdot (6,8 + 8,8) + 0,9 \cdot (5 + 1,5) = 31,59 \text{ кВт} ;$$

$$P_{\frac{ж}{б(ел)}} = 270,72 + 0,9 \cdot 31,59 = 299,15 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{ж/б(ел)} = 270,72 \cdot 0,20 + 0,9 \cdot 31,59 \cdot 1,17 = 85,2 \text{ квар} ;$$

$$P_{кв.г} = (36 + 36 + 216) \cdot 0,813 = 234,14 \text{ кВт} ;$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{сил.г}} = 0,52 \cdot 6 \cdot 6,8 + 0,783 \cdot 6,5 = 40,8 \text{ кВт};$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(г)}}} = 234,14 + 0,9 \cdot 40,8 = 234,14 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ж/б(г)}} = 234,14 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 40,8 \cdot 1,17 = 93,68 \text{ квар};$$

$$P_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 = 103 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар};$$

$$P_{\text{ТП1.п/а}} = 299,15 + 0,9 \cdot 234,14 + 0,7 \cdot 103 = 603,29 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП1.п/а}} = 85,2 + 0,9 \cdot 93,68 + 0,7 \cdot 20,6 = 183,93 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП1.п/а}} = \sqrt{603,29^2 + 183,93^2} = 630,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Від ТП2 живиться: житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, дві секції, 128 помешкань – 2 шт., житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секції, 216 помешкань – 1 шт., кафе на 100 місць, магазин продовольчих товарів з площею торгівельного залу 200 м².

$$P_{\text{кв.ел}} = (128 + 128) \cdot 1,36 = 348,16 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сил.ел}} = 0,54 \cdot 4 \cdot (6,8 + 8,8) + 0,85 \cdot (5 + 1,5) = 39,22 \text{ кВт};$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(ел)}}} = 348,16 + 0,9 \cdot 39,22 = 383,46 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ж/б(ел)}} = 348,16 \cdot 0,20 + 0,9 \cdot 39,22 \cdot 1,17 = 108,84 \text{ квар};$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						30
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{кв.Г}} = 216 \cdot 1,36 = 185,76 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{сил.Г}} = 0,7 \cdot 4 \cdot 6,8 + 0,85 \cdot (5 + 1,5) = 27,2 \text{ кВт};$$

$$P_{\frac{\text{ж}}{\text{б(Г)}}} = 185,76 + 0,9 \cdot 27,2 = 207,87 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ж/б(Г)}} = 135,79 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 27,2 \cdot 1,17 = 77,65 \text{ квар};$$

$$P_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 = 103 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{кафе}} = 100 \cdot 1,03 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар};$$

$$P_{\text{МПТ}} = 200 \cdot 0,25 = 50 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{МПТ}} = 200 \cdot 0,25 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ квар};$$

$$P_{\text{ТП2.}\frac{\text{п}}{\text{а}}} = 383,46 + 0,9 \cdot 207,9 + 0,7 \cdot 103 + 0,6 \cdot 50 = 672,64 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТП2.}\frac{\text{п}}{\text{а}}} = 108,84 + 0,9 \cdot 77,65 + 0,7 \cdot 20,6 + 0,6 \cdot 37,5 = 215,65 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ТП2.}\frac{\text{п}}{\text{а}}} = \sqrt{672,64^2 + 215,65^2} = 706,36 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

На ТП вибираємо по 2 трансформатори потужністю 630 кВА за умови 70% завантаження в нормальному режимі.

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 Навантаження нормального та після аварійного режимах роботи

№ТП	$S_{\text{ном}}$ ТП, кВ·А	Норм. режим			П/а режим			$K_{\text{зп/а}}$
		$P_{\text{ТП,кВт}}$	$Q_{\text{ТП,квар}}$	$S_{\text{ТП,кВ} \cdot \text{А}}$	$P_{\text{ТП,кВт}}$	$Q_{\text{ТП,квар}}$	$S_{\text{ТП,кВ} \cdot \text{А}}$	
1	630	413,97	138,1	436,4	603,29	183,93	630,7	1

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ			Арк.
								31
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата				

Продовження таблиці 2.2 Навантаження нормального та після аварійного режимах роботи

№ТП	$S_{\text{ном}}$ ТП, кВ·А	Норм. режим			П/а режим			$K_{\text{зп/а}}$
		$P_{\text{тп,кВт}}$	$Q_{\text{тп,квар}}$	$S_{\text{тп,кВ·А}}$	$P_{\text{тп,кВт}}$	$Q_{\text{тп,квар}}$	$S_{\text{тп,кВ·А}}$	
2	630	348,85	132,43	373,14	672,64	215,65	706,36	1,12

2.2.4 Розрахунок електричного навантаження зовнішнього освітлення

Для освітлення району міста потрібно розбити його на освітлення будинків, доріг і подвір'я.

Для освітлення доріг згідно специфікації місцевості, приймаємо освітленість в 5 лк.

Для освітлення будинків і подвір'їв згідно специфікації місцевості, приймається освітленість в 2 лк.

За електронними каталогами або у тендерних пропозиціях, обираємо світильники, що підходять цим параметрам. Розраховуємо площу доріг та дворів. І визначаємо кількість необхідних світильників, а також їх сумарне навантаження.

Обираємо консольний світильник Feron 32548 SP2912 (рис. 2.2)



Рис.2.2 Світильник Feron 32548 SP2912

Його площа освітлення становить 100м^2 , живиться від джерела постійного струму 220 В. Світловий потік – 8000 Lm.

Знаходячи площу доріг району міста та дворів з будинками, яка дорівнює 11000 м^2 , кількість світильників, що мають бути для освітлення = 110 штук. Сумарне навантаження даного освітлення буде у рамках 600 кВт [8].

2.3. Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

2.3.1. Вибір трансформаторної підстанції

Трансформаторна підстанція або ТП являє собою електричну підстанцію, що призначена для трансформації електричної енергії в мережі змінного струму або для розподілу електроенергії.

До складу трансформаторних підстанцій зазвичай беруть один або два силові трансформатори.

При обиранні даних трансформаторів треба враховувати уніфікацію їх потужностей і зменшення вартості експлуатування.

Трансформатори силові двообмоткові ТДН-80000/110, з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) $\pm 16\% \pm 9$ ступенів з системою охолодження виду «Д», призначені для перетворення і передачі електричного змінного струму [16].

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

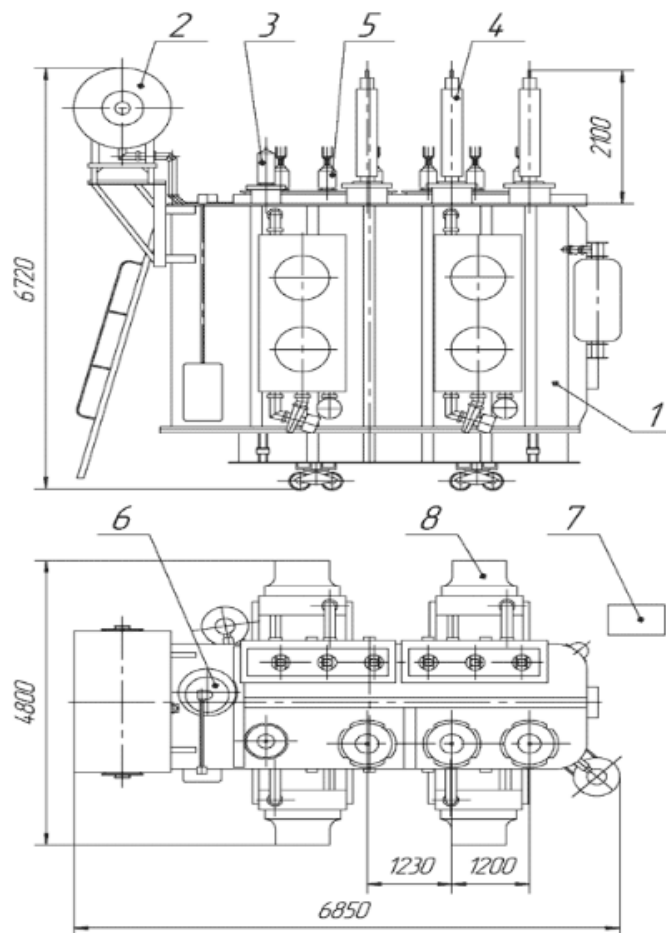


Рис. 2.3 Дніпропетровський трансформатор

1. Бак трансформатора; 2. Розширювач; 3. Введення "0" ВН; 4. Введення ВН; 5. Введення НН; 6. Пристрій РПН; 7. Шафа; 8. Охолоджуючий прилад.

Характеристика, тип та позначення нормативних документів трансформатора у таблиці 2.3:

Таблиця 2.3 Характеристика трансформатора

Тип трансформатора, позначення нормативного документа	Номінальна потужність, кВт	Напруга короткого замикання, %	Струм холостого ходу, %	Втрати, Вт	
ТДН-80000/110	80000	10,5	0,23	40,0 (XX)	310,0 (K3)

Трансформатор ТМ-400/10 існує для перетворення напруги в трифазних електричних мережах змінного струму частотою 50 Гц.

Трансформатори ТМ-400/10 працює для живлення різних громадських споживачів.

У трансформаторах ТМ-400/10 знаходиться регулювання напруги по високій стороні (10 кВ) типу ПБЗ (перемикання без збудження) – 5 ступенів діапазоном регулювання $\pm 2 \times 2,5\%$ від номінального [18].

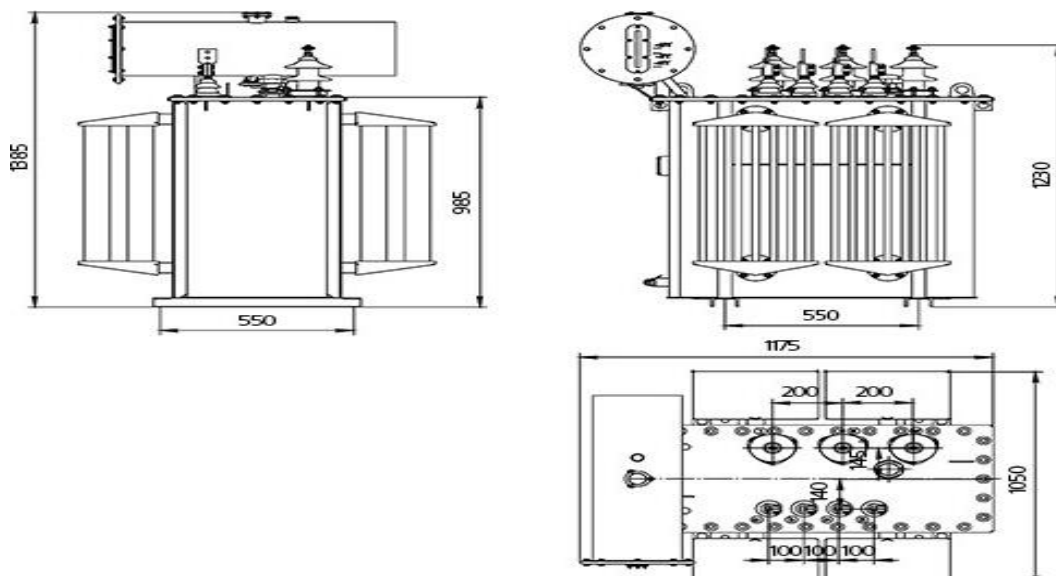


Рис. 2.4 Трансформатор ТМ-400/10

Загальні характеристики трансформатора ТМ-400/10 у таблиці 3.1:

Таблиця 2.4 Характеристика трансформатора

Тип	Номінальна потужність, кВт	Напруга короткого замикання, %	Струм холостого ходу, %	Втрати, Вт	
				1,6 (XX)	5,5 (K3)
ТМ- 400/10	400	4,5	1,6		

2.3.2 Вибір трансформаторів на напрузі до 1000 В

Для забезпечення потреб електроприймачів району міста, треба дотримуватись допустимим перерізам мережі напругою до 1000 В.

Обираємо трансформатор:

$$P_{ТП1} = 348,85 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{ТП1} = 132,43 \text{ квар} ;$$

$$S_{ТП1} = 373,14 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Обираємо трансформатор ТМ 400/10:

$$S_{HT} = 400 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{HX} = 0,83 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K3} = 5,5 \text{ кВт};$$

$$I_{HX} = 1,6\%;$$

$$U_{K3} = 4,5\%;$$

Зробимо перевірку трансформатора:

$$S_{п/а} = \sqrt{P_{п/а}^2 + Q_{п/а}^2} = \sqrt{603,29^2 + 183,93^2} = 575,78 \text{ кВА} ;$$

$$S_{п/а} = 575,78 \text{ кВА} > 1,4 \cdot 400 = 560 \text{ кВА} .$$

Отже, приймаємо ТМ 400/10.

2.3.3. Обґрунтування виду виконання та комплектації підстанції об'єкту проектування

Їх встановлюють з метою прийому і перерозподілу електроенергії від основної станції, до кінцевих споживачів, що знаходяться в інших районах. Було виявлено, що найбільш економічним способом передачі даного ресурсу є відправка по лініях високої напруги. Однак кінцеві споживачі працюють при набагато нижчих характеристиках напруги. Тому при проходженні через підстанції напруга знижується для подачі електричної енергії до споживача.

Трансформаторні підстанції також необхідні для спрощення обслуговування та управління енергосистемами. Електромережі ділять за територіальною ознакою на мережеві райони. До кожного з діючих ПЕМ

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

(підприємств електромережі) прикріплюється диспетчерська і ремонтна служба, яка обслуговує даний об'єкт. Проектування підстанцій передбачає не тільки раціональне розміщення, але розрахунок необхідних електротехнічних показників. У процесі створення проекту визначається схема, по якій буде експлуатуватися об'єкт, вираховуються потужність і інші показники.

Беручи до огляду перелік нормативних документів [13]:

- Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС);
- Правила улаштування електроустановок;
- Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж (ПТЕЕСіМ);
- Регламент про безпеку високовольтного обладнання;
- Правила технічної експлуатації теплових енергоустановок (ПТЕТЕ);
- Регламент про пожежну безпеку;
- Регламент про безпеку машин та обладнання.

Проводимо технічний розрахунок комплектації об'єкту.

Він є підпорядкований виключно ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО».

2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проектування

Розраховуючи навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження S_3 (P3, Q3) та S4 (P4, Q4).

Розрахункове навантаження на шинах центра живлення (п/ст) визначають з врахуванням розбіжності у часі максимумів навантажень комунально-побутових і промислових споживачів:

$$P_{\text{рцж}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{рті}} ;$$

Значення коефіцієнтів $K_{\text{см}}$ наведені у відповідних довідкових таблицях.

Навантаження ліній Л3, Л4 розраховані у пункті 4, розраховуємо Л5:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{Л15: } P_{\text{Л15}} = \sum_{i=1}^{10} P_i = 70 + 60 + 50 + 40 + 30 + 30 + 30 + 10 + 140 + 50 = 510 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{\text{Л15}} = P_{\text{Л15}} \cdot \text{tg}(\arccos(0,9)) = 510 \cdot 0,4843 = 246,993 \text{ квар} ;$$

$$S_{\text{Л15}} = \sqrt{P_{\text{Л15}}^2 + Q_{\text{Л15}}^2} = \sqrt{510^2 + 246,993^2} = 566,66 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Зосереджене навантаження $S_3 (P_3, Q_3)$ та $S_4 (P_4, Q_4)$:

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{50^2 + 12^2} = 51,42 \text{ МВ} \cdot \text{А} ;$$

$$S_4 = \sqrt{P_4^2 + Q_4^2} = \sqrt{45^2 + 10^2} = 46,1 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

Розрахуємо навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції:

$$P_{\text{сш1}} = K_{\text{см}} \cdot (P_{\text{Л4}} + P_{\text{Л15}} + P_3) = 0,8 \cdot (2063,06 + 510 + 50 \cdot 10^3) = \\ = 42058,45 \text{ кВт} = 42,058 \text{ МВт} ;$$

$$Q_{\text{сш1}} = K_{\text{см}} \cdot (Q_{\text{Л4}} + Q_{\text{Л15}} + Q_3) = 0,8 \cdot (652,73 + 246,993 + 12 \cdot 10^3) = \\ = 10319,78 \text{ квар} = 10,319 \text{ Мвар} ;$$

$$S_{\text{сш1}} = \sqrt{P_{\text{сш1}}^2 + Q_{\text{сш1}}^2} = \sqrt{42,058^2 + 10,319^2} = 43,31 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{\text{сш2}} = K_{\text{см}} \cdot (P_{\text{Л3}} + P_4) = 0,85 \cdot (2288,06 + 45 \cdot 10^3) = \\ = 40194,85 \text{ кВт} = 40,195 \text{ МВт} ;$$

$$Q_{\text{сш2}} = K_{\text{см}} \cdot (Q_{\text{Л3}} + Q_4) = 0,85 \cdot (727,73 + 10 \cdot 10^3) = \\ = 9118,57 \text{ квар} = 9,119 \text{ Мвар} ;$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{\text{сш2}} = \sqrt{P_{\text{сш2}}^2 + Q_{\text{сш2}}^2} = \sqrt{42,058^2 + 10,319^2} = 43,31 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

2.5 Розрахунок живлячих і розподільних мереж

2.5.1 Вибір схеми розподільної мережі

Живлення району міста відбувається за допомогою кабельних ліній. Використовуємо магістральну схему живлення. Завдяки цьому, з плином часу, буде можливість для підключень додаткових підстанцій, орієнтовно з їх потужностями.

2.5.2 Обґрунтування встановлення розподільних пунктів високої напруги

Головним чинником даного обґрунтування є тільки економічні показники провідників ЛЕП.

Можна наголосити, що при електропостачанні району міста, а саме, комунально-побутовим об'єктам, діють споживачі 2 –ї і 3-ї категорій. Що характеризує вибір трансформаторної підстанції. Потужність таких трансформаторів слід обирати зі зверненням уваги на їх перевантажну здатність. Напроти, не беручи це до уваги – це може привести до завищенню номінальної потужності. Граничне перевантаження складає 30% [7].

2.5.3 Розрахунок перерізу розподільних мереж 10 кВ

Технічні вимоги до вибору мінімально припустимого перерізу в мережах напругою понад 10кВ

Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з врахуванням умов прокладки лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2;$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і т.д.);

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів.

Для магістральних ліній, виконаних одним перерізом, вказаний контроль здійснюється для ділянки, що працює в найбільш важких умовах.

Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати фактичного допустимого значення, визначеного з врахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_{\text{п}}^{\text{н}} \leq I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{пер}};$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ. Для ПЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймається рівним 1,3.

Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам к.з.

$$F_{\text{кл}}^{\text{min}} = \frac{I_{\Sigma}^{(3)} \cdot \sqrt{t_n}}{C};$$

$I_{\Sigma}^{(3)}$ – сумарний струм к.з. від енергосистеми з врахуванням наявних в СЕП синхронних двигунів; t_n – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.), C – термічний коефіцієнт.

Зокрема, для кабелів 10 кВ з алюмінієвими жилами і полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією $C = 75 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{0,5}}{\text{мм}^2}$, для аналогічних кабелів з поліетиленовою ізоляцією $C = 62 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{0,5}}{\text{мм}^2}$.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Для ПЛ додатково мають бути також перевірені вимоги по забезпеченню механічної міцності і умові коронування:

$$F \geq F_{\text{мех}}^{\min};$$

$$F \geq F_{\text{кор}}^{\min}.$$

Остання вимога стосується мереж номінальною напругою 35 кВ і вище.

Розрахункове навантаження розподільчих ліній 6-10 кВ визначається добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту $K_{\text{см}}$, який враховує сумісність їх максимумів:

$$S_{\text{рс}} = K_{\text{см}} \sum_{i=1}^n P_{\text{рТП}i}.$$

Причому необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Зробимо розрахунок електричної мережі району напругою 10 кВ.

Трансформатори ТП мають наступні параметри згідно [18]:

Таблиця 2.5- Параметри трансформаторів ТП

$S_{\text{трн}}$ кВА	$\Delta P_{\text{хх}}$ кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	$I_{\text{хх}}$ %	$U_{\text{кз}}$, %
630	1,05	7,6	1,8	5,5
630	1,05	7,6	1,8	5,5
630	1,05	7,6	1,8	5,5
630	1,05	7,6	1,8	5,5

Розрахуємо втрати потужності в трансформаторах всіх ТП в нормальному та після аварійному режимах.

$$\Delta P_{\text{трТП1н}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ТП1н}}}{S_{\text{трн}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{хх}} = 7,6 \cdot \left(\frac{436,4}{630} \right)^2 + 1,05 = 4,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{трТП1н}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТП1}}^2}{S_{\text{трн}}} + \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{трн}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{436,4^2}{630} + \frac{1,8}{100} \cdot 630 = 27,97 \text{ квар} ;$$

$$\Delta S_{\text{трТП1н}} = \sqrt{\Delta P_{\text{трТП1н}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП1н}}^2} = \sqrt{4,7^2 + 27,97^2} = 28,36 \text{ кВА} ;$$

$$\Delta P_{\text{трТП1п/а}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ТП1п/а}}}{S_{\text{трн}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{хх}} = 7,6 \cdot \left(\frac{630,7}{630} \right)^2 + 1,05 = 8,67 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta Q_{\text{трТП1п/а}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТП1п/а}}^2}{S_{\text{трн}}} + \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{трн}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{630,7^2}{630} + \frac{1,8}{100} \cdot 630 = 46,07 \text{ квар} ;$$

$$\Delta S_{\text{трТП1п/а}} = \sqrt{\Delta P_{\text{трТП1п/а}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП1п/а}}^2} = \sqrt{8,67^2 + 46,07^2} = 46,88 \text{ кВА} .$$

Аналогічні розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 Втрати в трансформаторах

Номер ТП	$\Delta P_{\text{трн}}$ кВт	$\Delta Q_{\text{трн}}$ квар	$\Delta S_{\text{трн}}$ кВ·А	$\Delta P_{\text{трп/а}}$ кВт	$\Delta Q_{\text{трп/а}}$ квар	$\Delta S_{\text{трп/а}}$ кВ·А
ТП1	4,70	27,97	28,36	8,67	46,07	46,88
ТП2	3,72	23,50	23,79	10,60	54,90	55,91
ТП3	4,70	27,97	28,36	8,67	46,07	46,88
ТП4	3,72	23,50	23,79	10,60	54,90	55,91

Тепер знайдемо навантаження ділянки розподільчої мережі Л1 в нормальному та післяаварійному режимі.

$$P_H = K_{cm} \cdot (P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4} + \Delta P_{ТП1} + \Delta P_{ТП2} + \Delta P_{ТП3} + \Delta P_{ТП4}) =$$

$$= 0,85 \cdot (413,97 + 348,85 + 413,97 + 348,85 + 4,7 + 3,72 + 4,7 + 3,72) =$$

$$= 1311,09 \text{ кВт} ;$$

$$Q_H = K_{cm} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП1} + \Delta Q_{ТП2} + \Delta Q_{ТП3} + \Delta Q_{ТП4}) =$$

$$= 0,85 \cdot (138,1 + 132,43 + 138,1 + 132,43 + 27,97 + 23,5 + 27,97 + 23,5) =$$

$$= 434,82 \text{ квар} ;$$

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2} = \sqrt{1311,09^2 + 434,82^2} = 1381,31 \text{ кВА} ;$$

$$P_{п/а} = K_{cm} \cdot (P_{ТП1п/а} + P_{ТП2п/а} + P_{ТП3п/а} + P_{ТП4п/а} + \Delta P_{ТП1п/а} + \Delta P_{ТП2п/а} + \Delta P_{ТП3п/а} +$$

$$+ \Delta P_{ТП4п/а}) =$$

$$= 0,85 \cdot (603,29 + 672,64 + 603,29 + 672,64 + 8,67 + 10,6 + 8,67 + 10,6) =$$

$$= 2201,84 \text{ кВт} ;$$

$$Q_{п/а} = K_{cm} \cdot (Q_{ТП1п/а} + Q_{ТП2п/а} + Q_{ТП3п/а} + Q_{ТП4п/а} + \Delta Q_{ТП1п/а} + \Delta Q_{ТП2п/а} + \Delta Q_{ТП3п/а} +$$

$$+ \Delta Q_{ТП4п/а}) =$$

$$= 0,85 \cdot (183,93 + 215,65 + 183,93 + 215,65 + 46,07 + 54,9 + 46,07 + 54,9) =$$

$$= 850,92 \text{ квар} ;$$

$$S_{п/а} = \sqrt{P_{п/а}^2 + Q_{п/а}^2} = \sqrt{2201,84^2 + 850,92^2} = 2360,542 \text{ кВА} .$$

Знайдемо струми цих діленьці Л1 в обох режимах роботи.

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_H} = \frac{1381,31}{\sqrt{3} \cdot 10} = 79,75 \text{ А} ;$$

$$I_{п/а} = \frac{S_{п/а}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{2360,55}{\sqrt{3} \cdot 10} = 136,29 \text{ А} .$$

Знайдемо навантаження живлячої лінії Л4 і Л3 в нормальному режимі:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						43
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{ЛЗ: } S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{1500^2 + 350^2} = 1540,29 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{\text{ЛЗ}} = K_{\text{см}} \cdot (P_2 + P_{\text{Л2}} + P_{\text{цеха}}) = 0,75 \cdot (1500 + 1311,09 + 239,66) = 2288,06 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ЛЗ}} = K_{\text{см}} \cdot (Q_2 + Q_{\text{Л2}} + Q_{\text{цеха}}) = 0,75 \cdot (350 + 434,82 + 185,49) = 727,73 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ЛЗ}} = \sqrt{P_{\text{ЛЗ}}^2 + Q_{\text{ЛЗ}}^2} = \sqrt{2288,06^2 + 727,73^2} = 2401 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Знайдемо навантаження живлячої лінії Л4 і ЛЗ в післяаварійному режимі:

$$\text{ЛЗ-Л4: } P_{\text{Л4}} = K_{\text{см}} \cdot (P_1 + P_{\text{Л1п/а}} + P_2 + P_{\text{цеха пр.п}}) = 0,75 \cdot (1200 + 2201,84 + 1500 + 239,66) = 4035,87 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{Л4}} = K_{\text{см}} \cdot (Q_1 + Q_{\text{Л1п/а}} + Q_2 + Q_{\text{цеха пр.п}}) = 0,75 \cdot (250 + 850,92 + 350 + 185,49) = 1366,42 \text{ квар};$$

$$S_{\text{Л4}} = \sqrt{P_{\text{Л4}}^2 + Q_{\text{Л4}}^2} = \sqrt{4035,87^2 + 1366,42^2} = 4260,91 \text{ кВА}.$$

Знайдемо струми цих живлячих мереж Л4 і ЛЗ в обох режимах роботи.

$$\text{Л4: } I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} = \frac{2163,86}{\sqrt{3} \cdot 10} = 124,93 \text{ А};$$

$$\text{ЛЗ: } I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} = \frac{2401}{\sqrt{3} \cdot 10} = 138,62 \text{ А};$$

$$\text{Л4: } I_{\text{н/а}} = \frac{S_{\text{н/а}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} = \frac{4260,91}{\sqrt{3} \cdot 10} = 246 \text{ А};$$

$$\text{ЛЗ: } I_{\text{н/а}} = \frac{S_{\text{н/а}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} = \frac{4260,91}{\sqrt{3} \cdot 10} = 246 \text{ А}.$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунку струмів ділень навчені в таблиці 5.3

Таблиця 2.7 Струми ділень

	$I_{\text{н}}$ А	$I_{\text{п/а}}$ А	Марка кабелю	Переріз кабелю	r_0 , Ом/км	$I_{\text{доп}}$, А	$K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}}$, А
Л1	79,75	136,29	ААШВ	3×35	0,868	119	154,7
Л2	79,75	136,29	ААШВ	3×35	0,868	119	154,7
Л3	138,62	246	ААШВ	3×95	0,320	203	263,9
Л4	124,93	246	ААШВ	3×95	0,320	203	263,9

Для Л1 і Л2 обираємо кабель ААШВ 3×35 з $I_{\text{д}}=119\text{А}$, а для Л3 і Л4 обираємо кабель ААШВ 3×95 $I_{\text{д}}=203\text{А}$ [18].

2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільної мережі

2.6.1 Вибір апаратури живлячої мережі

Обрані апарати мають відповідати розрахункам у нормальному та післяаварійному режимах, а також КЗ. Вибираючи їх, мають бути проведені порівняння розрахункових величин за даними каталогу, який було обрано при проектуванні. Тому, для забезпечення надійності та безпеки роботи, розрахункові величини повинні дорівнювати допустимим.

Забезпечення надійності електроенергії від джерела живлення до РП, здійснюється за допомогою двох АС 240/32. Відстань між ними 30 км. До РП приєднані два ТДН-80000/110, кожен з них живить кабельна лінія.

Дивлячись на сторону високої напруги (ВН), наявні два силових вимикачі типу КРП – КУ 10С [16].

Дивлячись на сторону низької напруги (НН), наявні вимикачі типу ВР27НС .

2.6.2 Вибір апаратури розподільної мережі

Вимикачі потужності вибирають за наступними умовами:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						45
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

- по номінальній напрузі:

$$U_{уст.} \leq U_H,$$

- по робочому струму:

$$I_{p.max} \leq I_H,$$

- по комутаційній здатності на симетричний струм КЗ:

$$I_{\Pi}(\tau) \leq I_{откл.Н},$$

де $I_{\Pi}(\tau)$ – діюче значення періодичної складової струму КЗ в момент часу τ після початку розходження дугогасильних контактів вимикача; $I_{откл.Н}$ – номінальний струм при КЗ, який здатний вимкнути вимикач.

- по комутаційній здатності на асиметричний струм КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\Pi}(\tau) + i_a(\tau)) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.Н} \cdot (1 + \beta_H),$$

де $i_a(\tau)$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів; β_H – номінальне значення відносного місту аперіодичної складової в вимикаємому струмі КЗ; τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасильних контактів:

$$\tau = t_{PЗ_min} + t_{C.B.},$$

де $t_{PЗ_min}$ – мінімальний час дії релейного захисту; $t_{C.B.}$ – власний час відключення вимикача;

- по електродинамічній стійкості:
- по термічній стійкості:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						46
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$$

Перевірка вимикачів по параметрам відновлювальної напруги зазвичай не робиться. Це пов'язано з тим, що від перенапруг мережа захищається вентильними розрядниками та нелінійними обмежувачами перенапруги.

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів потужності.

U кВ	Параметри елементу	Розрахункові данні	Каталожні данні	Умови вибору
110	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 110$	$U_{ном} = 110$	$U_p \leq U_{ном}$
	Номінальний струм, А	$I_p = 419.89$	$I_{ном} = 3150$	$I_p < I_{ном}$
10	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 10$	$U_{ном} = 10$	$U_p \leq U_{ном}$
	Номінальний струм, А	$I_{р.норм} = 337,5$	$U_{ном} = 630$	$I_{р.норм} < I_{ном}$

Таблиця 2.10 – Вибір роз'єднувачів

U,кВ	Параметри елементу	Розрахункові данні	Каталожні данні	Умови вибору
10	Номінальна Напруга, кВ	$U_p = 10$	$U_{ном} = 10$	$U_p < U_{ном}$
	Номінальний струм, А	$I_{р.норм} = 337,5$	$I_{ном} = 630$	$I_{р.норм} < I_{ном}$

2.6.3 Вибір трансформаторів струму і напруги

Трансформатори струму вибирають за такими параметрами.

1. За напругою установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

2. За струмом

$$I_{\max} \leq I_{1\text{ном}}.$$

Номінальний струм повинен бути як найближчим до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок вимірювання.

3. За конструкцією та класом точності.

За конструкцією розрізняють такі трансформатори струму: котушкові, одновиткові (типу ТПОЛ), багатовиткові з литою ізоляцією (типу ТПЛ і ТЛМ). Трансформатори типу ТЛМ, ТПЛК призначені для КРУ і конструктивно сумісні з одним зі штепсельних роз'ємів первинного кола комірки. Для великих струмів застосовують трансформатори типу ТШЛ і ТПШЛ, у яких роль первинної обмотки виконує шина. Для ВРУ випускають трансформатори типу ТФН, ТФЕМ у фарфоровому корпусі з паперово-масляною ізоляцією і каскадного типу - ТРН, ТФРМ. На виводах масляних бакових вимикачів та силових трансформаторів напругою 35 кВ і вище встановлюються вбудовані трансформатори струму ТВ, ТВС, ТВУ.

Клас точності трансформаторів струму згідно з ПУЕ вибирають відповідно до їх призначення: для приєднання лічильників фінансових розрахунків з споживачами – 0,5, для решти технічних вимірювальних приладів – 1,0.

4. За електродинамічною стійкістю:

$$\left. \begin{aligned} i_y &\leq K_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}; \\ i_y &\leq i_{\text{дин}}, \end{aligned} \right\},$$

де i_y – ударний струм КЗ за розрахунком;

K_d – кратність електродинамічної стійкості за каталогом;

$I_{1\text{ном}}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму;

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$i_{\text{дин}}$ – струм електродинамічної стійкості.

5. За термічною стійкістю:

$$\left. \begin{aligned} B_K &\leq (K_T \cdot I_{\text{НОМ}})^2 \cdot t_T; \\ B_K &\leq I_T^2 \cdot t_T, \end{aligned} \right\}$$

де B_K – тепловий імпульс за розрахунком;

K_T – кратність термічної стійкості за каталогом;

t_T – час термічної стійкості за каталогом;

I_c – струм термічної стійкості.

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2},$$

де $S_{\text{прил}}$ – потужність, яка споживається приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм.

Для підрахунку $S_{\text{прил}}$ рекомендується таблична форма (табл. 5.10).

Таблиця 2.11 – Розрахунок $S_{\text{прил}}$, В×А

Найменування та тип приладу	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Е-378	0,1	0,1	0,1

Продовження таблиці 2.11 Розрахунок $S_{\text{прил}}$, В×А

Найменування та тип приладу	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Лічильник активної енергії ІІ-670М	2,5	-	2,5
...
...

Трансформатори струму встановлюються на всіх ділянках (ділянки генераторів, трансформаторів, ліній тощо).

Опір контактів гк беруть рівним 0,05 Ом, якщо в коло включено 2–3 прилади, і 0,1 Ом за більшої кількості приладів.

Таблиця 2.12 – Вибір трансформаторів струму

ТП	Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору	Тип ТС
ТМ	$U_{1вн} = 10$ $I_{1вн} = 23,09$	$U_{ном} = 10$ $I_{ном} = 30$	$U_{1вн} < U_{ном}$ $I_{1вн} < I_{ном}$	ТМ – 10 – 30 / 5
ТМ	$U_{1нн} = 0,4$ $I_{1нн} = 577,34$	$U_{ном} = 0,4$ $I_{ном} = 600$	$U_{1нн} < U_{ном}$ $I_{1нн} < I_{ном}$	ТМ – 0,66 – 600

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання

Коротке замикання (КЗ) - це з'єднання двох точок електричного кола з різними потенціалами, не передбачене нормальним режимом роботи ланцюга і приводить до критичного росту сили струму в місці з'єднання. КЗ призводить до утворення руйнівних струмів, що перевищують допустимі величини, виходу приладів з ладу і пошкоджень проводки. Короткі замикання розділяються за кількістю замкнулися фаз:

- трифазні короткі замикання
- двофазні короткі замикання
- однофазні короткі замикання

У цьому проекті струми КЗ розраховуємо для перевірки вимикачів. Тобто перевірка термічної стійкості кабелів [19].

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

2.7.1.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Розрахунок передбачає виявлення значень напруги, струму та інших параметрів КЗ у точках КЗ.

Робиться це для:

- Виявлення впливу струму КЗ на лінії зв'язку;
- Перевірки електроустановок за умов КЗ;
- Налагодження засобів релейного захисту;
- Вибору схем електричних з'єднань;
- Проектування заземлювальних пристроїв;
- Оптимізації значень струмів та потужностей КЗ;

Вихідні дані розрахункової схеми:

Джерело живлення задане безмежною потужністю. ($S_{HC} = \infty$; $X_{C*H} = 0$).

- Т1: ТДН-80000/110; $S_{HT}=80$ МВА; $U_{BH}=115$ кВ; $U_{CH}=38,5$ кВ; $U_{HH}=10,5$ кВ; $\Delta P_{HX}=53$ кВт; $\Delta P_{KZ}=290$ кВт; $u_{KB-C}=10,5\%$; $u_{KB-H}=18\%$; $u_{KS-H}=7\%$; $I_{HX}=0,5\%$;

з'єднання обмоток: У_Н/Д/Д.

- повітряна лінія ПЛ: АС-240; $l=30$ км; $X_{01}=0,42$ Ом/км; $R_{01}=0,198$ Ом/км; $X_{0ПЛ1}=3,5X_{01}$ Ом/км; $R_{0ПЛ1}=3,5, R_{01}$ Ом/км;

- кабельна лінія КЛ1: ААШв 3х240; $l=1,7$ км; $X_{01}=0,0075$ Ом/км; $R_{01}=0,125$ Ом/км;

- кабельна лінія КЛ2: ААШв 3х35; $l=10$ км; $X_{02}=0,095$ Ом/км; $R_{02}=0,868$ Ом/км.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

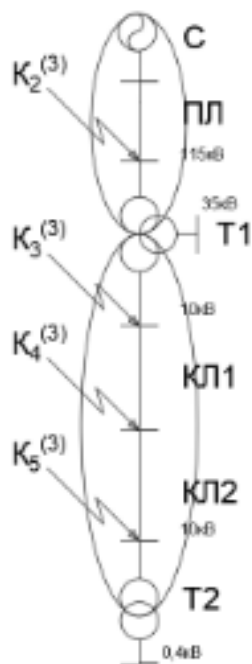


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема

Розрахунки проводимо у іменованих одиницю виміру.

2.7.1.2 Розрахунок трифазного короткого замикання

Розраховуємо опори елементів схеми заміщення у іменованих одиницях. За базисну напругу приймаємо $U_b = 115 \text{ кВ}$. По розрахунковій схемі складають схему заміщення, що зображена на Рис. 2.6

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

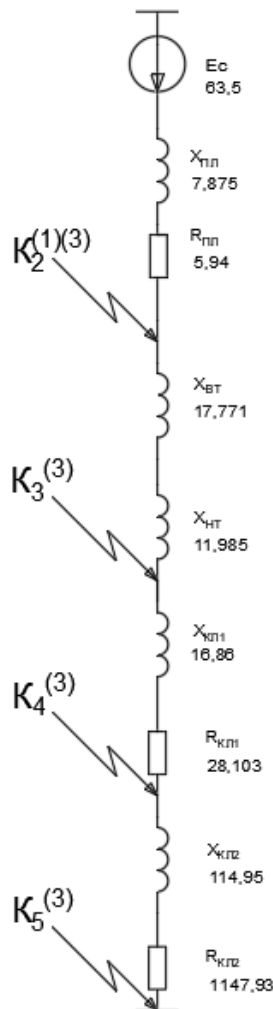


Рис. 2.6 Схема заміщення

За базисну напругу приймаємо $U_{\delta} = U_1 = 115$ кВ.

Розрахуємо ЕРС і опір системи за формулами:

$$E_c = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 63,5 \text{ кВ};$$

$$X_c = 0.$$

Активний та реактивний опори лінії:

$$R_{nl} = R_0 \cdot l = 0,198 \cdot 30 = 5,94 \text{ Ом};$$

$$X_{nl} = X_0 \cdot l = 0,2625 \cdot 30 = 7,875 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ1

$$R_{KL1} = R_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2 = 0,125 \cdot 1,7 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 28,103 \text{ Ом;}$$

$$X_{KL1} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2 = 0,075 \cdot 1,7 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 16,8618 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо активний і індуктивний опори КЛ2

$$R_{KL2} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2 = 0,868 \cdot 10 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 1147,93 \text{ Ом;}$$

$$X_{KL2} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2 = 0,095 \cdot 10 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 114,95 \text{ Ом.}$$

Опір трансформатора Т1 розрахуємо за формулами:

$$X_{BT} = \frac{u_{KB-C\%} + u_{KB-H\%} - u_{KC-H\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{10,5 + 18 - 7}{2 \cdot 100} \cdot \frac{115^2}{80} = 17,771 \text{ Ом;}$$

$$X_{HT} = \frac{u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{18 + 7 - 10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{115^2}{80} = 11,985 \text{ Ом;}$$

$$X_{CT} = \frac{u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{10,5 + 7 - 18}{2 \cdot 100} \cdot \frac{115^2}{80} = 0 \text{ Ом.}$$

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ. На рисунку 2.7 показана еквівалентна схема заміщення для К2 точки КЗ.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						54
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

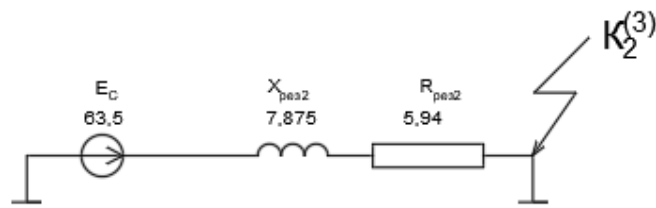


Рис. 2.7 ЕСЗ

Рисунок 2.7– Еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ.

Враховуючи велику електричну віддаленість точок КЗ від системи, періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою і визначається за формулою:

$$I_i'' = I_{it} = I_{i\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma i}^2 + X_{\Sigma i}^2}};$$

де I_i'' – діючі значення відповідно надперехідного струму, I_{it} – періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t , $I_{i\infty}$ – усталеного струму трифазного КЗ.

Постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання визначається за формулою:

$$T_{aki} = \frac{X_{\Sigma i}}{\omega \cdot R_{\Sigma i}}.$$

Ударний коефіцієнт визначається за формулою:

$$k_{y\partial i} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aki}}}.$$

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{y\partial i} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial i} \cdot I_i''.$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$i_{\partial i} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial i} - 1)^2}.$$

Значення теплового імпульсу розраховується за формулою:

$$B_{ki} = I_i''^2 \cdot (t_{відімк} + T_{aki}).$$

Де $t_{відімк}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с;

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}.$$

де $t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$$t_{вимик} = 0,08 \text{ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.}$$

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К1 розрахуємо за формулами:

$$X_{\Sigma 2} = X_{nл1} = 7,875 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma 2} = r_{nл1} = 5,94 \text{ Ом}.$$

Періодична складова струму КЗ для точки К2:

$$I_i'' = I_{it} = I_{i\infty} = \frac{63,5}{\sqrt{7,875^2 + 5,94^2}} = 10,675 \text{ А}.$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К2:

$$T_{ak2} = \frac{5,94}{314 \cdot 7,875} = 0,0024 \text{ с}.$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						56
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Ударний коефіцієнт для точки К2:

$$k_{y\partial 2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,024}} = 1,13.$$

Ударний струм КЗ для точки К2:

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,635 \cdot 13,67 = 23,691 \text{ кА}.$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К2:

$$I_{\partial 2} = 10,675 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,635 - 1)^2} = 14,34 \text{ кА}.$$

Значення теплового імпульсу для точки К2:

$$B_{ki} = 10,675^2 \cdot (0,14 + 0,0024) = 16,22 \text{ кА}^2.$$

Еквівалентні активний і реактивний опори до точки К5 розрахуємо за формулами:

$$X_{\Sigma} = X_{nl} + X_{\partial m} + X_{nm} + X_{кл1} + X_{кл2} = 7,875 + 17,771 + 11,985 + 16,8618 + 114,95 = 169,44$$

$$R_{\Sigma 5} = R_{nl} + R_{кл1} + R_{кл2} = 5,94 + 28,103 + 1147,93 = 1181,973 \text{ Ом}.$$

Періодична складова струму КЗ для точки К5:

$$I_5^{''110} = I_{5t} = I_{5\infty} = \frac{63,5}{\sqrt{169,44^2 + 1181,973^2}} = 0,0531 \text{ кА};$$

$$I_5^{''10} = I_5^{''110} \cdot \left(\frac{U_1}{U_2}\right) = 0,0531 \cdot 11 = 0,5841 \text{ кА}.$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К5:

$$T_{ak5} = \frac{169,44}{314 \cdot 1181,973} = 0,00045 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для точки К5:

$$k_{y\partial 5} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00045}} = 0,8.$$

Ударний струм КЗ для точки К5:

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 0,8 \cdot 0,5841 = 0,6608 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К5:

$$I_{\partial 2} = 0,5841 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 0,8)^2} = 0,607 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу для точки К2:

$$B_{ki} = 0,5841^2 \cdot (0,18 + 0,00045) = 0,061 \text{ кА}^2.$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок та зведемо в таблицю 2.13

Таблиця 2.13 Результат розрахунків

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Точка КЗ	$X_{\sum i}$	$R_{\sum i}$	$I''_i, \text{кА}$	$T_{aki}, \text{с}$	$k_{y\partial i}$	$i_{y\partial i}, \text{кА}$	$i_{\partial i}, \text{кА}$	$B_{ki}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К2	7,875	5,94	10,675	0,0024	1,13	23,691	14,34	16,22
К3	69,47	186,75	9,75	0,07	1,5	25,674	16,753	25,475
К4	90,53	561,457	7,056	0,00635	1	14,523	6,985	10,756
К5	169,44	1181,973	0,5841	0,00045	0,8	0,6608	0,607	0,061

2.7.1.2 Розрахунок однофазного короткого замикання

Однофазне коротке замикання - коротке замикання на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленими нейтраліми силових елементів, при якому з землею з'єднується тільки одна фаза. Для розрахунку однофазного КЗ виникає необхідність складання схем заміщення прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ.

Виконаємо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 110 кВ.

Розрахуємо еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{рез2} = X_{nl} = 7,875 \text{ Ом};$$

$$R_{рез2} = r_{nl} = 5,94 \text{ Ом}.$$

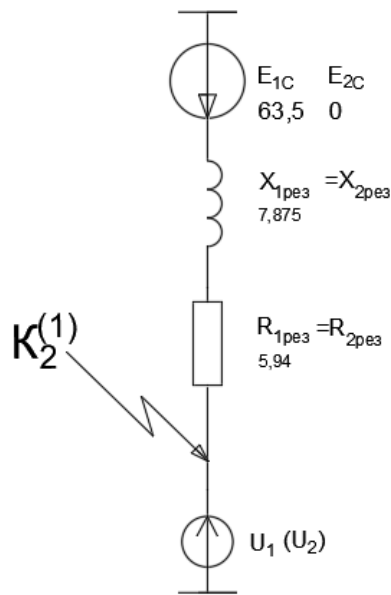


Рисунок 2.8– СЗ прямої послідовності та зворотної послідовності

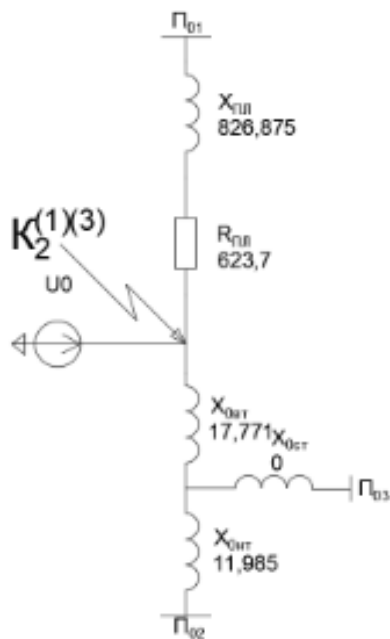


Рисунок 2.9– 0-ї послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії, тому розрахуємо їх:

$$R_{0nl} = r_0 \cdot l = 3,5 \cdot 5,94 \cdot 30 = 623,7 \text{ Ом};$$

$$X_{0nl} = x_0 \cdot l = 3,5 \cdot 7,875 \cdot 30 = 826,875 \text{ Ом.}$$

Еквівалентуємо схему заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду:

Проводимо повне еквівалентування схеми заміщення нульової послідовності до найпростішого вигляду (рисунок 2.10).

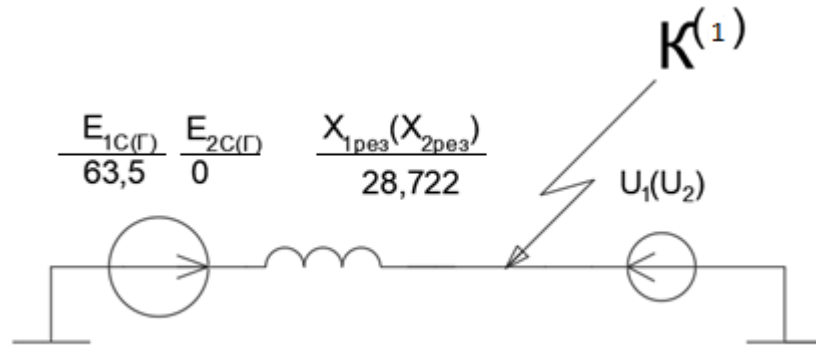


Рисунок 2.10 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності

Розраховуємо результуючі опори нульової послідовності відносно точки K1(1):

$$X_{рез01} = X_{0nl} = 826,875 \text{ Ом;}$$

$$X_{рез02} = X_{0ет} + X_{0нт} = 17,771 + 11,985 = 29,756 \text{ Ом;}$$

$$X_{рез0} = \frac{X_{рез01} \cdot X_{рез02}}{X_{рез01} + X_{рез02}} = \frac{826,875 \cdot 29,756}{826,875 + 29,756} = 28,722 \text{ Ом;}$$

$$R_{рез0} = \frac{R_{рез01} \cdot R_{рез02}}{R_{рез01} + R_{рез02}} = \frac{623,7 \cdot 0}{623,7 + 0} = 0 \text{ Ом.}$$

Визначаємо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta X^{(1)} = X_{рез2} + X_{рез0} = 7,875 + 28,722 = 36,597 \text{ Ом;}$$

$$\Delta R^{(1)} = R_{pez2} + R_{pez0} = 5,94 + 0 = 5,94 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо сумарний опір однофазного КЗ:

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_{pez1} + \Delta X^{(1)} = 7,875 + 36,597 = 44,472 \text{ Ом;}$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{pez1} + \Delta R^{(1)} = 5,94 + 5,94 = 11,88 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо діюче значення надперехідного струму КЗ в пошкодженій фазі :

$m^{(1)} = 3$ – для однофазного КЗ.

$$I_1''^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{\sqrt{(r_{pez1} + \Delta r^{(1)})^2 + (x_{pez1} + \Delta x^{(1)})^2}};$$

$$I_1''^{(1)} = \frac{3 \cdot 63,5}{\sqrt{11,88^2 + 44,472^2}} = 4,138 \text{ Ом.}$$

Визначимо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T^{(1)}_{aki} = \frac{X^{(1)}_{\Sigma i}}{\omega \cdot X^{(1)}_{\Sigma i}} = \frac{44,472}{314 \cdot 11,88} = 0,0119 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт визначається за формулою:

$$k^{(1)}_{y\partial i} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0119}} = 1,45.$$

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						62
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_{y\partial i}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,45 \cdot 4,138 = 8,485 \text{ кА.}$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$i_{\partial i}^{(1)} = 4,138 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,45 - 1)^2} = 4,90 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу розраховується за формулою:

$$B_{ki} = 4,138^2 \cdot (0,18 + 0,0119) = 3,285 \text{ кА}^2\cdot\text{с};$$

де, $t_{\text{відімк}}$ – час від початку КЗ до його відімкнення, с;

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18\text{с};$$

де $t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ – повний час вимикання вимикача з приводом, с.

Таблиця 2.14 Результати розрахунків

Точ ка КЗ	$X_{\Sigma i}^{(1)}$	$R_{\Sigma i}^{(1)}$	$I_i^{(1)}, \text{кА}$	$T_{aki}^{(1)}, \text{с}$	$k_{y\partial i}^{(1)}$	$i_{y\partial i}^{(1)}, \text{кА}$	$i_{\partial i}^{(1)}, \text{кА}$	$B_{ki}^{(1)}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К2	44,472	11,88	4,138	0,0119	1,45	8,485	4,90	3,285

2.7.1.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Вибір комутаційних апаратів за умовами нормального режиму проведено в розділі 2.6

Таблиця 2.15 – Перевірка комутаційних апаратів 110 та 10 кВ.

Напру га	Вибрани й елемент	Парамет ри	Умови перевір ки	Розрахунк ові дані	Катало жні дані
110 кВ	ВРС – 110 III – 31,5/2500 УХЛ1	Струм динамічної стійкості	$i_{y\partial} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	23,691 кА 10,675 кА	102 кА 46 кА
		Теплови й імпульс	$B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	16,22 кА ² ·с	4800 кА ² ·с
10 кВ	Роз'єдну вач РЛК – 10.IV/630 УХЛ1	Струм динамічної стійкості	$i_{y\partial} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	25,774 кА 9,75 кА	102 кА 46 кА
		Теплови й імпульс	$B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	25,47 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Перевірка перерізу провідників проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{\min} < F;$$

де, F – переріз вибраного кабелю, мм²;

F_{\min} - мінімально допустимий переріз кабелю по умовам термічної стійкості, мм²;

Величину F_{\min} розрахуємо за формулою:

$$F_{\min} < \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C};$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ,
 $C = 75 A \cdot c / \text{мм}^2$

Розрахунок для КЛ1:

$$F_{\min} < \frac{\sqrt{34,675 \cdot 10^3}}{75} = 78,514 \text{ мм}^2.$$

Результати наведемо в таблиці 2.16

Ділянка	$F_{\text{поч}}$	$B_{\kappa}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$F_{\min}, \text{мм}^2$	$F_{\text{об}}, \text{мм}^2$
КЛ1	120	34,675	78,514	120
КЛ2	120	40,586	84,943	120

Висновок:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

У цьому розділі ми розраховували показники трьохфазного та однофазного КЗ для перевірки комутаційних апаратів, а саме: діюче значення повного струму КЗ і надперехідний струм КЗ, вторинні показники теплового імпульсу, для перевірки на термічну стійкість кабелів и комутаційної апаратури.

У результатах перевірки, обраних комутаційних апаратів та провідникової продукції, було виявлено, що уся комутаційна апаратура відповідає вимогам.

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

Загальні положення.

Особливістю розрахунку струмів КЗ. в мережах напругою до 1000 В є необхідність врахування опору всіх елементів схеми (трансформаторів струму, шин, котушок розчеплювачів автоматів, контактних з'єднань апаратів та ін.), врахування активної і реактивної складової опору.

Струми КЗ. розраховують в іменованих одиницях.

Вихідні дані:

Система: Система як джерело живлення задана безмежною потужністю

ТМ – 400/10; $S_n = 400$ кВА; $U_{нв} = 10$ кВ; $U_{нв} = 0,4$ кВ

$\Delta P_{хх}=4,5$ кВт, $\Delta P_{кз}=3,4$ кВт, $I_{хх}=2,5\%$, $U_{кз}=5,5\%$

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_{ш}=7$; метал – Al; $r_{ш.о}=0,1$ Ом/км; $x_{ш.о}=0,13$ Ом/км,

Автоматичні вимикачі [1]:

QF; тип АВМ 12П, $I_{ном} = 1200$ А; QF1; тип А-3110, $I_{ном} = 250$ А;

Трансформатор струму ТС [1]: $r_{ТС} = 0,2$ мОм; $x_{ТС} = 0,05$ мОм;

Опори котушок включення автоматичних вимикачів: $x_{кв.сф} = 0,07$ мОм; $r_{кв.сф} = 0,13$ мОм;

Опори контактів автоматичних вимикачів [2]: $r_{ксф} = 0,14$ мОм; $R_{б.к} = 0,003$ мОм.

2.7.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо параметри схеми заміщення у іменованих одиницях

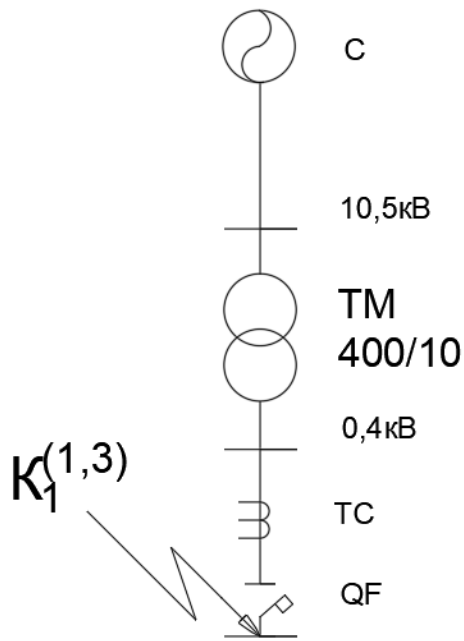


Рис. 2.11 Схема трифазного КЗ

Опір системи:

$$X_c = 0 \text{ Ом.}$$

Опори трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{3,4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 3,4 \text{ Ом;}$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{u_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{3,4}{400}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{400^2} = 11,585 \text{ Ом.}$$

Опори шин:

$$R_{ш} = r_{ш.0} \cdot l_{ш} = 0,1 \cdot 7 = 0,7 \text{ Ом;}$$

$$X_{ш} = x_{ш.0} \cdot l_{ш} = 0,13 \cdot 7 = 0,91 \text{ Ом.}$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						66
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Активний опір одного болтового контактної з'єднання:

$$R_{\bar{o},k} = 0,003 \text{ МОм.}$$

Будуємо схему заміщення для визначення струмів КЗ в точках К1 – К2
 рисунок 2.12

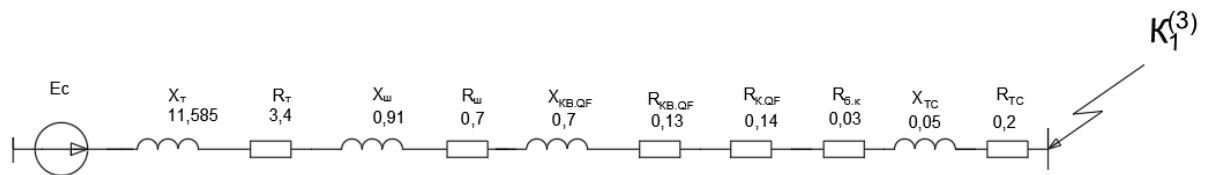


Рисунок 2.12 – Схема заміщення

$$X_{\Sigma 1} = X_T + X_{KB.SF} + X_w + X_{mc} = 11,585 + 0,07 + 0,91 + 0,05 = 12,615 \text{ Ом;}$$

$$R_{\Sigma 1} = R_w + 4 \cdot R_{\bar{o},k} + R_{KB.SF} + R_{K.SF} + R_{TC} = 3,4 + 0,13 + 0,91 + 0,03 + 0,2 = 4,67 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму трифазного КЗ:

$$I''_1^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{nn} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{12,615^2 + 4,67^2}} = 16,475 \text{ кА.}$$

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak1}^{(3)} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{16,475}{314 \cdot 4,67} = 0,011 \text{ с.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{k1}^{(3)} = I''_1^{(3)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak1}^{(3)}) = 16,475^2 \cdot (0,18 + 0,0045) = 50,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						67
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{y\partial 1}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak1}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,011}} = 1,14.$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$i_{y\partial 1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(3)} \cdot I_1''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,14 \cdot 16,475 = 26,561 \text{ кА}.$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(3)} - 1)} = 16,475 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,14 - 1)} = 13,979 \text{ кА}.$$

Зробимо розрахунок струму однофазного КЗ в точці К1. Складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка зображена на рисунку 2.13

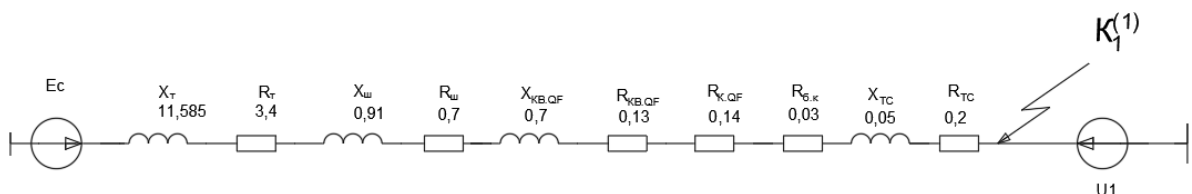


Рисунок 2.13 – Схема заміщення прямої послідовності

$$X_{\Sigma 1} = X_T + X_{кв.SF} + X_{ш} + X_{тс} = 11,585 + 0,07 + 0,91 + 0,05 = 12,615 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{ш} + 4 \cdot R_{б.к} + R_{кв.SF} + R_{к.SF} + R_{тс} = 3,023 + 1,3 + 0,13 + 0,14 + 0,03 + 0,2 = 4,67 \text{ Ом}.$$

Схема заміщення зворотної послідовності така ж, як і схема прямої послідовності, тільки без ЕРС.

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.14

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						68
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

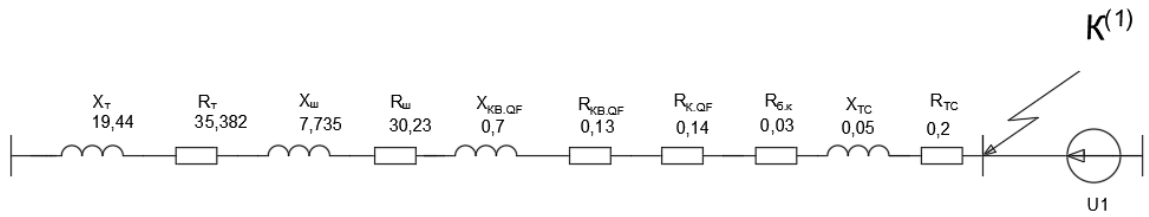


Рисунок 2.14 – Схема заміщення нульової послідовності

Далі опори нульової послідовності шин:

$$X_{ш.0} = 8,5 \cdot X_{ш} = 8,5 \cdot 0,91 = 7,735 \text{ Ом};$$

$$R_{ш.0} = 10 \cdot R_{ш} = 10 \cdot 3,023 = 30,23 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо еквівалентні активний та індуктивні опори нульової послідовності для точки $K^{(1)}$:

$$X_{\Sigma 0} = (X_{T0} + X_{КВ.QF0} + X_{ш.0} + X_{CT0}) = 11,585 + 0,07 + 7,735 + 0,05 = 19,44 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma 0} = (R_{T0} + 4 \cdot R_{Б.К0} + R_{Б.QF0} + R_{КВ.QF0} + R_{ш.0} + R_{CT0});$$

$$R_{\Sigma 0} = 4,67 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 30,23 + 0,2 = 35,382 \text{ Ом}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I''_1^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0})^2}};$$

$$I''_1^{(1)} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 4,67 + 35,382)^2 + (2 \cdot 12,615 + 19,44)^2}} = 12,752 \text{ Ом};$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						69
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

де $X_{\Sigma 0}$ та $R_{\Sigma 0}$ – відповідно індуктивний та активний опори схеми заміщення нульової послідовності;

Розраховуємо постійну часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak1}^{(1)} = \frac{2 \cdot X_1 + X_{10}}{\omega \cdot (2 \cdot R_1 + R_{10})} = \frac{2 \cdot 12,615 + 19,44}{314 \cdot (2 \cdot 4,67 + 35,382)} = 0,0031 \text{ с.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт:

$$k_{y\partial 1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0031}} = 1,045.$$

Розраховуємо ударний струм для точки К1:

$$i_{y\partial 1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(1)} \cdot I_1''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,045 \cdot 12,752 = 18,845 \text{ кА.}$$

Розраховуємо найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(1)} = I_1''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(1)} - 1)} = 12,752 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,045 - 1)} = 4,032 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення теплового імпульсу:

$$B_{\kappa 1}^{(1)} = I_1''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak1}^{(1)}) = 12,752^2 \cdot (0,18 + 0,0031) = 29,774 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2.7.2.2 Перевірка струмопровідних частин на термічну та електродинамічну стійкість

Таблиця 2.17 – Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						70
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Напру га	Вибран ий елемент	Парамет ри	Умови переві рки	Розрахунк ові дані	Каталож ні дані
0,4 кВ	А-3110	Струм динамічної стійкості	$i_{y0} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	18,845 кА 12,752 кА	50 кА 25 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	29,77 кА ² ·с	1550 кА ² ·с

Висновки до підрозділу 2.7

В цьому підрозділі було виконано розрахунок трьохфазного і однофазного струмів короткого замикання, а також перевірено комутаційні апарати і струмоведучі частини обладнання за умов КЗ. За результатами розрахунків, порівнявши їх з каталожними даними, були зроблені висновки, що заміна вибраних елементів не потрібна.

2.8 Релейний захист та автоматика

2.8.1 Загальні вимоги до РЗА в мережах 10/0,4 кВ

Релейний захист елементів розподільних мереж повинен відповідати вимогам "Правил установки електроустановок", які пред'являються до всіх пристроїв релейного захисту: швидкодія, чутливість та надійність.

Селективна дія захисту забезпечує відключення тільки пошкодженої ділянки мережі найближчим до неї вимикачем. Швидкодія релейного захисту зменшує розміри, запобігає або зменшує пошкодження в місці КЗ, зберігає нормальну роботу споживачів неушкодженої частини електричної установки. Чутливістю релейного захисту називають її здатність реагувати на всі види пошкоджень і ненормальних режимів, які можуть виникати в межах основної зони, що захищається, та зони резервування. Надійність релейного захисту

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						71
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

визначається як її спрацюванням у всіх необхідних випадках, так і не спрацюванням у випадках, коли дія захисту не потребується.

У процесі експлуатації електричних машин, апаратів, повітряних ліній електропередачі і т.п. можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи і виникати ушкодження, що приводять до коротких замикань.

У більшості випадків аварії або їхній розвиток можуть бути відвернені швидким відключенням ушкодженої ділянки електричної установки або мережі за допомогою релейного захисту, що діє на відключення вимикачів.

При відключенні вимикачів ушкодженого елемента гасне електрична дуга в місці короткого замикання, припиняється проходження струму короткого замикання і відновлюється нормальна напруга на неушкодженій частині електроустановки або мережі. Завдяки цьому скорочуються розміри або навіть запобігають ушкодження устаткування, на якому виникло коротке замикання, а також відновлюється нормальна робота неушкодженого устаткування.

Таким чином, основним призначенням релейного захисту є виявлення місця виникнення короткого замикання і швидке автоматичне відключення вимикачів ушкодженого устаткування або ділянки мережі від іншої неушкодженої частини електричної установки або мережі.

Крім ушкоджень електричного устаткування, можуть виникати такі порушення нормальних режимів роботи, як перевантаження, замикання на

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						72
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтраллю, виділення газу в результаті розкладання олії в трансформаторі або зниження рівня олії в його розширнику [20].

Отже, другим призначенням релейного захисту є виявлення порушення нормальних режимів роботи устаткування і подача попереджувальних сигналів обслуговуючому персоналу або відключення устаткування з витримкою часу.

2. Захист силових трансформаторів

Трансформатор повинний мати наступні пристрої релейного захисту:

- для захисту від ушкоджень на повітрі, а також від внутрішніх ушкоджень, повинний бути передбачений повздовжній диференційний захист без витримки часу або струмова відсічка, якщо не передбачено диференційний захист;
- захист від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатофазними короткими замиканнями - максимальний струмовий захист і комбінований пуск напруги або без нього;
- від ушкоджень усередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу і від зниження рівня олії - газовий захист двоступінчастий: I ступінь - від струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням на шинах; II ступінь - на відключення;
- від струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням одно релейний максимальний струмовий захист, що діє на сигнал.

Для кабельної лінії 10 кВ з ізольованої нейтраллю передбачаються пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і однофазних замикань на землю.

Від багатофазних коротких замикань встановлюється двоступінчастий струмовий захист:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

- перша ступінь якого виконується у виді струмової відсічки;
- друга ступінь виконується у вигляді максимального струмового захисту (МСЗ) з витримкою часу.

Від однофазних замикань на землю повинна бути виконана селективна сигналізація від замикань на землю з витримкою або без витримки часу.

Максимальний струмовий захист містить два органи: вимірювальний і витримки часу. Струмова відсічка без витримки часу має тільки вимірювальний орган.

Захист електричних мереж напругою до 1000 В

Електрична мережа напругою до 1000 В повинна мати швидкодіючий захист від струмів короткого замикання, що забезпечує необхідну чутливість і по можливості селективне відключення ушкодженої ділянки.

Всі мережі усередині приміщень, які виконані відкрито ізольованими проводами з горючою оболонкою, поряд із захистом від короткого замикання повинні мати захист від перевантажень. Діючою величиною при коротких замиканнях і перевантаженнях є струм. Тому такі захисти називаються струмовими. Найпростішим струмовим захистом є плавкий запобіжник - це електричний апарат, призначений для захисту кіл від надструмів. Він спрацьовує автономно, залежно від ступеня й тривалості впливу струму, і не вимагає яких-небудь зовнішніх вимірювальних і керуючих ланцюгів. Основними елементами запобіжника є плавка вставка й патрон.

В електричних мережах до 1 кВ одержали поширення запобіжники типів ПР (запобіжники з розбірними патронами без наповнювача), НПН (запо-біжник з наповнювачем і з нерозбірним патроном), ПН (запобіжник з напов-нювачем і з розбірним патроном), а також швидкодіючі запобіжники типів ПНБ, ПБВ, ПБФ.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						74
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Однак плавкі запобіжники є апаратами одноразової дії, що є їхнім великим недоліком. Тому, на сьогоднішній день широко застосовуються автоматичні вимикачі [20].

Автоматичний вимикач призначений для автоматичного розмикання електричних кіл при ненормальних режимах роботи й для рідких оператив-них перемикань при нормальних режимах роботи.

2.8.1.2 Захист трансформаторів ГПП 110/10 кВ

Як захист збірних шин 110 кВ ГПП передбачений диференціальний струмовий захист без витримки часу, охоплююча всі елементи, які приєднані до системи або секції шин. Захист здійснюється із застосуванням спеціальних реле струму, відбудованих від перехідних і сталих струмів небаланса.

В захисті шин 110 кВ передбачена можливість зміни фіксації при переводі приєднання з однієї системи шин на іншу на рядах затисків.

Диференціальний захист виконаний з пристроєм контролю справності вторинних ланцюгів, задіяних трансформаторів струму, діючих з витримкою часу на висновок захисту з роботи і на сигнал.

Захист шин виконаний так, щоб при опробуванні пошкодженої системи шин забезпечувалося селективне відключення без витримки часу.

Збірні шини 10 кВ ГПП не мають спеціальних пристроїв релейного захисту, а ліквідація к.з. на шинах здійснюється дією захисту трансформаторів від зовнішніх к.з. і захистами на секційному масляному вимикачі.

2.8.1.3 Захист збірних шин напругою 110 і 10 кВ ГПП

Як захист збірних шин 110 кВ ГПП передбачений диференціальний струмовий захист без витримки часу, охоплююча всі елементи, які приєднані до системи або секції шин. Захист здійснюється із застосуванням спеціальних реле струму, відбудованих від перехідних і сталих струмів небаланса.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						75
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

В захисті шин 110 кВ передбачена можливість зміни фіксації при переводі приєднання з однієї системи шин на іншу на рядах затисків.

Диференціальний захист виконаний з пристроєм контролю справності вторинних ланцюгів, задіяних трансформаторів струму, діючих з витримкою часу на висновок захисту з роботи і на сигнал.

Захист шин виконаний так, щоб при опробуванні пошкодженої системи шин забезпечувалося селективне відключення без витримки часу.

Збірні шини 10 кВ ГПП не мають спеціальних пристроїв релейного захисту, а ліквідація к.з. на шинах здійснюється дією захисту трансформаторів від зовнішніх к.з. і захистами на секційному масляному вимикачі.

2.8.1.4 Захист кабельних ліній напругою 10 кВ

ПУЕ регламентує наступний об'єм захистів, встановлюваних на кабельних лініях:

- захист від багатofазних замикань;
- захист від однофазних замикань на землю;
- захист від струмів перевантаження;

Найпоширенішим видом захисту є максимальний струмовий захист. Від міжфазних коротких замикань такий захист виконується в двофазному виконанні і включається в одні і ті ж фази по всій мережі даної напруги з метою відключення, в більшості випадків, подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатofазних замикань встановлюється двоступеневий струмовий захист, перший ступінь якого виконаний у вигляді струмового відсічення, а друга у вигляді максимального струмового захисту з незалежною характеристикою витримки часу.

Захист від однофазних замикань на землю виконаний з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. Захист, в першу чергу, повинен реагувати на сталі замикання на землю; допускається також застосування

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						76
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

пристроїв, реєструючих короточасні замикання, без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, діюча на відключення без витримки часу по вимогах безпеки, повинен відключати тільки елемент, що живить пошкоджену ділянку; при цьому як резервний передбачений захист, виконуваний у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу 0,5 с, діюча на відключення всієї електрично зв'язаної мережі системи шин або живлячого трансформатора.

Розрахуємо захист кабельної лінії напругою 10 кВ від ГПП до РП1, виконану кабелем ААШв (3х120) завдовжки 1110 м (лист 1 графічної частини проекту).

Схема для розрахунку релейного захисту кабельної лінії представлена на рис. 2.1.

2.8.2 Вибір елементів РЗА

Вибираємо трансформатор струму типу ТП-80000/10. Розглянемо максимальний струмовий захист 10 кВ.

Для захисту КЛ 10 кВ від багатозфазних замикань застосовуємо двоступеневий струмовий захист, перший ступінь якого виконаний у вигляді струмової відсічки, а друга у вигляді максимального струмового захисту з незалежною витримкою часу на оперативному струмі з реле типу РТ-80.

2.8.3 Перевірка селективності елементів РЗА

2.8.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту

Вихідні дані – із електричної частини

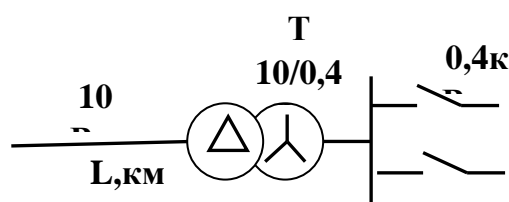


Рисунок 2.15– Вихідні дані

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						77
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Реле захисту розподільних трансформаторів напругою 10/0,4 кВ з'єднують у неповну зірку. Група з'єднання обмоток Δ/Y -.

Схему неповної зірки виконуємо трьома реле типу РТ-80.

Струм спрацьовування струмової відсічки лінії, що живить трансформатори, повинний бути відбудований від кидка струму намагнічування трансформаторів по вираженню

$$I_{с.о} \geq K_{в\dot{д}} \cdot I_{\Sigma_{т\dot{р}}},$$

і від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів по вираженню

$$I_{с.о} \geq K_H \cdot I^{(3)}_{к.ма\dot{x}},$$

де $K_{в\dot{д}}$ - коефіцієнт відбудування, прийнятий рівним 4-5 при миттєвому спрацьовуванні захисту;

$I_{\Sigma_{т\dot{р}}}$ - сумарний номінальний струм трансформаторів, що живляться від лінії, що захищається;

K_H - коефіцієнт, прийнятий рівним 1,5-1,6 для захисту з реле РТ-40.

$I^{(3)}_{к.ма\dot{x}}$ - найбільший зі струмів, що проходять у місці установки захисту при трифазних КЗ за трансформаторами у максимальному режимі системи.

Вихідні данні:

$$U_1 = 10 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 0,4 \text{ кВ};$$

$$S_{н.т\dot{р}} = 160 \text{ кВА};$$

$$I_{н.т\dot{р}} = 36,4 \text{ А};$$

$$I_{к2} = 8,54 \text{ кА};$$

$$I_{к3} = 11,25 \text{ кА};$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						78
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

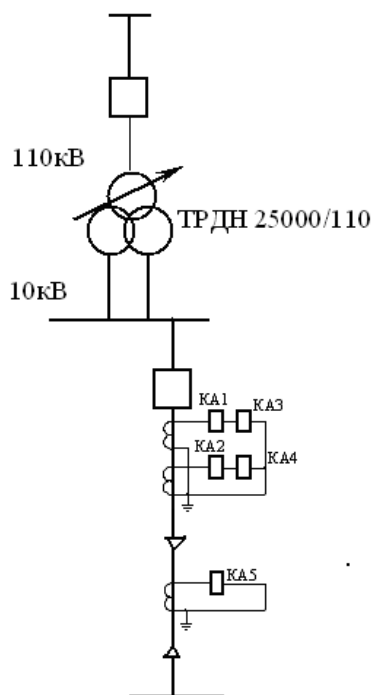


Рисунок 2.16 – Схема розрахунку релейного захисту

Розрахуємо струм захисту лінії за формулою:

$$I_{спр.з} = \frac{K_{відстор} \cdot K_{спз} \cdot K_{р.макс}}{K_n};$$

де $K_{відстор}$ – коефіцієнт, для реле $PT-40$;

$K_{спз}$ – коефіцієнт само запуску;

$K_{р.макс}$ – максимальний робочий струм;

K_n – коефіцієнт повернення реле.

$$I_{р.макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,23;$$

$$I_{спр.з} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 9,23}{0,8} = 38,07.$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						79
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевіряємо чутливість МСЗ під час однофазного струму короткого замикання. Визначаємо однофазне КЗ, приведений до високої обмотки трансформатора.

$$I_K^{(1)} = \frac{I_{к.0,4}^{(1)}}{k_T};$$

де $I_{к.0,4}^{(1)} = 4,25 \text{ кА}$ – струм однофазного КЗ на стороні НН

k_T – коефіцієнт трансформації трансформатора.

$$k_T = \frac{10}{0,4} = 25;$$

$$I_K^{(1)} = \frac{4250}{25} = 170.$$

Розрахуємо струм спрацювання реле за формулою:

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сп.з}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}}{k_{\text{ТС}}};$$

де $K_{\text{сх}}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

$k_{\text{ТС}}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$k_{\text{ТС}} = \frac{I_{\text{н1}}}{I_{\text{н2}}};$$

$$k_{\text{ТС}} = \frac{20}{5} = 4;$$

$$I_{\text{сп}} = \frac{38,07 \cdot 1}{4} = 9,5.$$

Визначимо струми у реле зі сторони 10 кВ при $K^{(1)}$ на стороні 0,4 кВ:

$$K_{\eta} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{\text{сп.з}}};$$

$$K_{\eta} = \frac{170}{38,07} = 4,46.$$

Коефіцієнт чутливості повинен перевищувати або бути рівним 1,5

$$1,5 < 4,46.$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						80
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновок:

Оберемо реле типу JQX-45G/3Z-12BYV зі струмом спрацювання 45 А

2.8.3.2 Автоматичне включення резервного живлення (ABP)

Пристрої ABP встановлюють на підстанціях, для яких передбачено два джерела живлення, що працюють роздільно в нормальному режимі.

Схеми пристрою ABP повинні:

- не допускати підключення споживачів до резервного джерела, напруга на якому знижена;
- виключати неприпустиме несинхронне включення що втратили живлення синхронних електродвигунів в мережі резервного джерела;
- не допускати включення резервного джерела на короткому замиканні;
- діяти згідно з іншими пристроями автоматики (АПВ, АЧР) на користь можливо повного збереження технологічного процесу;
- забезпечувати можливо раннє виявлення відмови робочого джерела живлення.

При установці ABP, окрім основної МТЗ на робочий орган мінімальної напруги, для того, щоб схема ABP могла діяти при зникненні живлення на шинах, що живлять робоче джерело.

2.8.3.3 Автоматичне повторне включення (АПВ)

Пристрої автоматичного повторного включення передбачаються на вимикачах всіх повітряних і кабельних ліній, збірних шин підстанції, якщо шини не є елементом КРУ. Пристроями АПВ оборудуються всі трансформатори потужністю більше 1 МВА.

Час спрацювання АПВ трансформатора:

$$t_{АПВ} = t_{зар} + t_{зан};$$

де $t_{зар}$ - час, необхідний для зарядки конденсаторів;

$t_{зан}$ - додатковий запас часу.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						81
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Ефективно поєднання АПВ ліній електропередачі з неселективними швидкодійними захистами ліній для напрямку їх неселективної дії при пошкодженнях зовні лінії і з пристроями автоматичного частотного розвантаження.

Автоматичне повторне відключення вимикача повинне здійснюватися після неоперативного відключення вимикача, за винятком випадку відключення від релейного захисту приєднання, на якому встановлений пристрій АПВ, безпосередньо після включення вимикача оперативним персоналом або засобами телекерування, після дії захистів від внутрішніх пошкоджень трансформаторів.

2.9 Організація обліку електричної енергії у житлових будинках і громадських будівлях

Кожна будівля, незалежно від типу, має певний об'єм споживання електричної енергії. Щоб відслідковувати конкретні значення повинні існувати системи дистанційного збирання даних з усіх лічильників електричної енергії, які передають інформацію до певної ОСР (оператора системи розподілу). Наприклад, подібною ОСР являється ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» [21].

Лічильники АСКОЕ, системи ЛУЗОД.

Порядок виконання робіт з встановлення ЛУЗОД/АСКОЕ:

1. Споживач звертається до обленерго для отримання технічних рекомендацій. Технічні рекомендації видаються протягом 7 днів з моменту отримання заяви споживача.
2. Після погодження технічного завдання та проведення його метрологічної експертизи споживач звертається до проектної організації для розробки проекту.
3. Після розробки проекту споживач звертається до обленерго для його погодження. Термін розгляду поданого на узгодження робочого

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						82
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

проекту не може перевищувати 15 робочих днів з дня його отримання.

4. За підсумками погодження проекту обленерго оформлює технічне рішення до проекту та надає його споживачу.
5. У разі необхідності споживач звертається до обленерго для проведення параметризації лічильників, які входять до складу системи ЛУЗОД/АСКОЕ. Після оплати рахунку споживач надає до обленерго лічильники для параметризації.
6. Споживач звертається до підрядної організації для встановлення на його об'єкті лічильників та ЛУЗОД/АСКОЕ.
7. Після виконання монтажних робіт споживач звертається до обленерго з запрошенням до участі в роботі комісії з прийняття ЛУЗОД/АСКОЕ в дослідну експлуатацію.
8. У разі відсутності зауважень, комісією за участю представників обленерго, споживача та проектної/підрядної організації складається та підписується акт-прийняття обладнання в дослідну експлуатацію.
9. Система ЛУЗОД/АСКОЕ впродовж 1-го місяця проходить дослідну експлуатацію.
10. За зверненням споживача спеціалізована організація проводить державну метрологічну атестацію ЛУЗОД/АСКОЕ та видає свідоцтво про державну метрологічну атестацію.
11. Споживач звертається до обленерго з запрошенням до участі в роботі комісії з прийняття ЛУЗОД/АСКОЕ в промислову експлуатацію.
12. У разі відсутності зауважень, комісією за участю представників обленерго, споживача та проектної/підрядної організації складається та підписується акт-прийняття обладнання в промислову експлуатацію.
13. Споживач звертається до обленерго для внесення змін в договір про постачання електричної енергії в частині проведення розрахунків на підставі даних, отриманих з ЛУЗОД/АСКОЕ [11].

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						83
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

2.10 Економічні характеристики проекту

2.10.1 Розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР

Зобразимо розрахунок вартості приєднання до електричних мереж ОСР на прикладі ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО» [21].

Обов'язково потрібно наголосити, про типи приєднання:

Стандартне приєднання - це приєднання електроустановки замовника до діючих мереж оператора системи розподілу на відстань, що не перевищує 300 метрів по прямій лінії від місця забезпечення потужності до місця приєднання, яке диференціюється за ступенем потужності:

перший ступінь - до 16 кВт включно;

другий ступінь - від 16 кВт до 50 кВт включно.

Послуга зі стандартного приєднання електроустановок замовників до системи розподілу є платною послугою та надається оператором системи розподілу відповідно до договору про стандартне приєднання.

Регіон, область

Черкаська область

Місцевість

☒ Місто, смт

☐ Село

Оператор системи розподілу (ОСР)

ПАТ «Черкасиобленерго»

Потужність, замовлена до приєднання

10 кВт

Введіть числове значення до 50

Приєднання потужності більше 50 кВт є нестандартним

Категорія надійності електропостачання

☐ I категорія

☐ II категорія

☒ III категорія

Ступінь напруги в точці приєднання

☐ 0,4 кВ (220/380 В)

☒ 10(6) кВ

Кількість фаз приєднання

☐ Однофазне приєднання

☒ Трифазне приєднання

Розрахувати

Орієнтовна величина плати за стандартне приєднання			
Вартість приєднання складатиме	11.964 тис.грн з ПДВ	в т.ч. ПДВ 1.994 тис.грн	0.997 тис.грн/ 1кВт без ПДВ
Назва компанії	Адреса веб-сайту	Контактний номер телефону	
ПАТ «Черкасиобленерго»	http://cherkasyoblenergo.com	(0472) 36-02-69	

Рис. 2.17 Зображення результату розрахунку

На рисунку 2.17— зображено приклад калькулятора, що розраховує вартість послуг зі стандартного приєднання електроустановок до мереж ОСР.

Нестандартне приєднання – це приєднання до електричних мереж електроустановки, за умов приєднання якої ступені напруги в точці приєднання та точці забезпечення потужності не збігаються та/або за умови перевищення числових значень для стандартного приєднання.

Послуга з нестандартного приєднання "під ключ" електроустановок замовників до системи розподілу є платною послугою та надається оператором системи розподілу (ОСР) відповідно до договору про нестандартне приєднання.

У разі надання оператором системи розподілу послуги з нестандартного приєднання за умови проектування замовником електричних мереж лінійної частини приєднання складова плати за створення електричних мереж лінійної частини приєднання визначається згідно з кошторисом, який є невід'ємною частиною відповідної проектної документації. Тобто, остаточний розрахунок вартості послуги з нестандартного приєднання "під ключ" буде зазначений в проекті договору про нестандартне приєднання, який оператор системи розподілу надасть замовнику у разі надходження від нього офіційної заяви на приєднання до електричних мереж.

На рисунку 2.18 - зображено приклад калькулятора, що розраховує вартість послуг зі нестандартного приєднання електроустановок до мереж ОСР.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						85
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Регион, область
 Черкаська область

Оператор системи розподілу (ОСР)
 ПАТ «Черкасиобленерго»

Територіальна одиниця ОСР
 Черкаський РЕМ

Місцевість
☒ Місто, смт
☐ Село

Тип електроустановки
☒ Споживання
☐ Виробництво

Категорія надійності електропостачання
☐ I категорія
☐ II категорія
☒ III категорія

Ступінь напруги в точці приєднання
☐ 0,4 (0,23) кВ
☒ 6 (10) 20 кВ
☐ 35 кВ
☐ 110 (154) кВ

Розташування точки приєднання
☒ На межі земельної ділянки
☐ На земельній ділянці

Тип лінії електропередавання
☒ Повітряна лінія
☐ Кабельна лінія

Потужність, замовлена до приєднання
 10 кВт

Відстань
 30000 м

Розрахувати

Орієнтовна величина плати за нестандартне приєднання "під ключ"			
Орієнтовна вартість приєднання складатиме, у тому числі:	29924.95 тис.грн з ПДВ	в т.ч. ПДВ 4987.49 тис.грн	
- плата за потужність	8.95 тис.грн з ПДВ	в т.ч. ПДВ 1.49 тис.грн	0.746 тис.грн/ 1кВт без ПДВ
- плата за лінійну складову	29916 тис.грн з ПДВ	в т.ч. ПДВ 4986 тис.грн	0.831 тис.грн/ 1м без ПДВ
Назва компанії	Адреса веб-сайту	Контактний номер телефону	
ПАТ «Черкасиобленерго»	http://cherkasyoblenergo.com	(0472) 36-02-69	

Рис. 2.18 Зображення результату розрахунку

Висновок до 2 розділу: У даному розділі була виконана система електропостачання міста. У процесі виконання, було отримано необхідні навички вирішування задач розрахунку навантажень і вибору параметрів схеми. А саме: визначення перерізу лінії високої і низької напруг; вибору та визначення витрат трансформаторних підстанцій, їх структура та призначення; вибір напруги розподільчої мережі, що мають напругу до 10кВ з перетворенням її на 380/220 для споживача міського призначення; розрахунку електричного навантаження зовнішнього освітлення; вибору комутаційної апаратури мережі(автоматичні вимикачі, роз'єднувачі, лічильники); розрахунок струмів короткого замикання та перевірка комутаційних апаратів та вибір релейного захисту.

**3 УРАХУВАННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПОСТАЧАННЯ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ПРИ ПРОЕКТУВАННІ СИСТЕМИ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА**

**3.1 Правила і вимоги для роботи підприємства-постачальника і
споживача**

Постачання електроенергії споживачу відбувається, якщо:

1) Об'єкт споживача підключений до мереж оператора системи у встановленому законодавством порядку;

2) Електропостачальник за договором з оператором системи отримав доступ до мереж та можливість продажу електроенергії на території діяльності оператора системи;

3) Споживач є стороною діючих договорів:

- про надання послуг з розподілу (передачі) електроенергії;
- про постачання електроенергії споживачу або про постачання електроенергії постачальником універсальної послуги або про постачання електроенергії постачальником “останньої надії”;
- про надання послуг комерційного обліку електроенергії, крім випадків, коли роль постачальника послуг комерційного обліку виконує оператор системи, до мереж якого приєднаний цей споживач;

4) За усіма точками комерційного обліку на об'єкті (об'єктах) споживача, за якими здійснюється (планується) постачання електроенергії, укладено договір з постачальником послуг комерційного обліку про надання послуг комерційного обліку електроенергії;

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Джумайло М.Д			Урахування особливостей постачання електричної енергії при проектуванні системи електропостачання району міста	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Ткаченко В.В.					87	
Реценз.						ІЕЕ, ОЕ-71		
Н. Контр..		Прокопенко І.Д						
Затверд.								

5) Відсутній факт припинення/призупинення постачання електроенергії або надання послуг з розподілу (передачі) електроенергії у випадках, передбачених законодавством у сфері енергетики;

6) Відсутня прострочена заборгованість за договорами про постачання електроенергії або про надання послуг системи розподілу/передачі.

Для початку співпраці з тим чи іншим споживачем, є низка документів, що гарантують стабільне постачання та визначають певні умови відповідальності один перед одним.

Енергетичні дані які потребують:

- ЕІС-коди(Енергетичний ідентифікаційний код)
- Ідентифікаційний код
- Місцезнаходження
- Об'єм споживання
- Клас та група підключень точок
- МФО
- Номер рахунку(для оплат)
- ЄДРПОУ
- ПІН
- Та особисті дані Споживача-підприємця.

Структура юридичної частини складається з пакету документів:

- Договір про постачання електричної енергії споживачу.(що встановлює порядок і умови постачання е/е як товарної продукції)
- Комерційна пропозиція – Додаток 2, що є невід'ємною частиною Договору.(де, прописана ціна планового обсягу постачання е/е розрахункового місяця за формулою Постачальника)
- Заява-приєднання до умов договору про постачання електричної енергії споживачу (приєднання).

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						89
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1.1 АСКОЕ і ЛУЗОД

Підстава для вимоги установки системи ЛУЗОД (АСКОЕ) викладено в «Правилах користування електричною енергією» в пункті 3.35.

(АСКОЕ) — сукупність об'єднаних в єдину функціональну метрологічно-атестовану систему локального устаткування збору і обробки даних засобів (засобу) обліку, каналів передачі інформації та пристроїв приймання, обробки, відображення та реєстрації інформації.

ЛУЗОД (Локальне Устаткування Збору та Обробки Даних) - система, улаштована з метою проведення розрахунків за спожиту електричну енергію та представляє собою сукупність засобів обліку, які забезпечують вимірювання, збір, накопичення, оброблення інформації про обсяги і параметри потоків електричної енергії та значення споживаної потужності на окремій площадці вимірювання за відповідними періодами часу та мають інтерфейс дистанційного зчитування даних для роботи у складі автоматизованої системи комерційного обліку.

Об'єкт з приєднаною потужністю електроустановок до 150 кВт та середньомісячним обсягом споживання за попередні 12 розрахункових періодів для діючих електроустановок або заявленим обсягом споживання електричної енергії для нових електроустановок до 50 тис. кВт·год може бути забезпечений ЛУЗОД електропередавальною організацією за власний рахунок, якщо це необхідно з технічних та/або економічних міркувань електропередавальної організації. У разі підключення нових електроустановок середньомісячним обсягом споживання вважається заявлений споживачем обсяг споживання електричної енергії. Якщо на об'єкті з приєднаною потужністю електроустановок 150 кВт і більше впродовж трьох послідовних розрахункових періодів середньомісячний обсяг споживання електричної енергії становить 50 тис. кВт·год і більше, такий об'єкт має бути забезпечений ЛУЗОД.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						90
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Загалом, система ЛУЗОД функціонально корисна тільки енергопостачальній організації, так як вона передає дані з лічильників підприємства енергопостачальній компанії. При впровадженні системи АСКОЕ, дані з лічильників передаються і енергопостачальній компанії і безпосередньо споживачу. Після впровадження системи ЛУЗОД - споживач виконав вимогу енергопостачальній організації та забезпечив їх даними з лічильників. Встановлене обладнання передає дані на комп'ютер енергопостачальній компанії, для споживача нічого не змінюється - він як і раніше знімає показання вручну, також вручну заповнює протоколи режимного дня, також, як до установки ЛУЗОД. Є певний ризик платити штрафи на перевищення лімітів і граничної потужності. Позитивно одне - вас не відключають через відсутність ЛУЗОД.

Після впровадження АСКОЕ - споживач виконав вимогу енергопостачальній компанії і забезпечив даними не тільки їх, але і себе. На комп'ютер передаються не тільки дані лічильників, а й більш розгорнута інформація по електромережам споживача. Крім даних з лічильників, споживач отримає ряд серйозних переваг:

- Можливість контролювати ліміти споживання
- Можливість контролювати граничну потужність
- Можливість контролювати роботу підприємства в неробочий час
- Можливість контролювати якість електроенергії підприємства
- Можливість своєчасно визначити неполадки в роботі підприємства
- Можливість виявити несанкціонований відбір електроенергії
- «Режимний день» - одним натисканням кнопки
- Можливість зберігати і аналізувати архів споживання електроенергії за останні 3 роки

Можливість підключення до системи облік інших енергоносіїв, витрата води, газу і т.п [11].

На рис. 3.1 можна побачити принцип дії систем.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						91
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

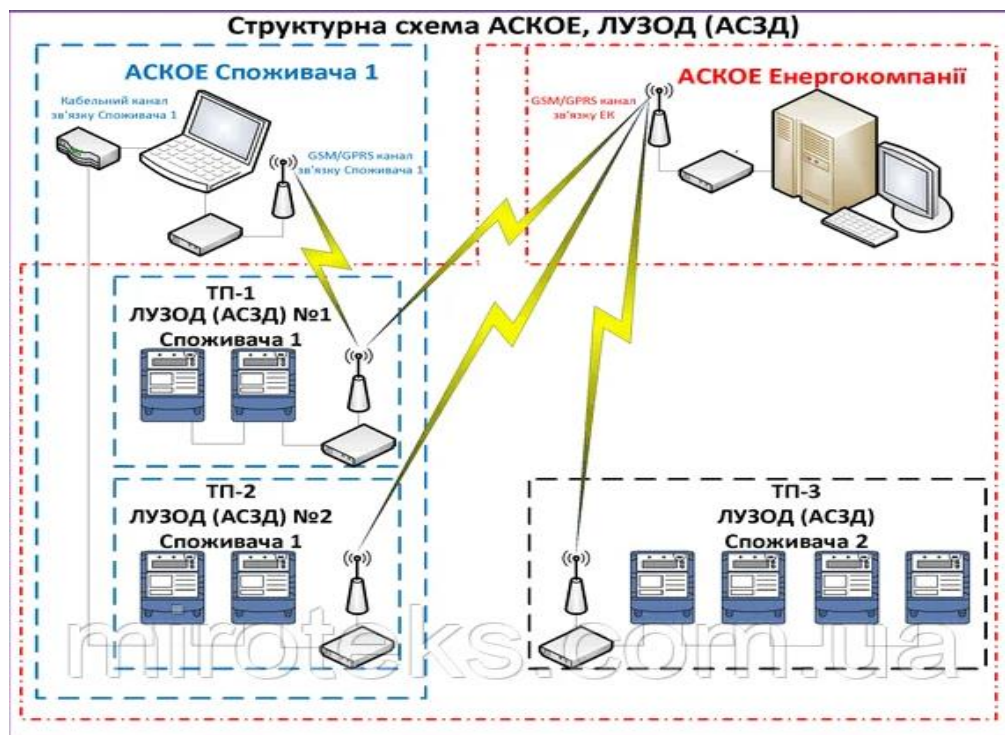


Рис. 3.1 Принцип роботи АСКОЕ, ЛУЗОД

3.1.2 Порядок припинення постачання електричної енергії споживачу

Відповідно до п. 7.5. розділу VII Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 року за № 312, з наступними змінами і доповненнями (далі – ПРРЕЕ), припинення повністю або частково постачання електричної енергії споживачу здійснюється електропостачальником за умови попередження споживача **не пізніше ніж за 10 робочих днів до дня відключення** у разі:

- заборгованості з оплати за спожиту електричну енергію відповідно до умов договору з електропостачальником;
- недопущення уповноважених представників електропостачальника до розрахункових засобів комерційного обліку електричної енергії, що розташовані на території споживача.

Для споживача, який у встановленому законодавством порядку визнаний банкрутом, припинення повністю або частково постачання електричної

енергії у зв'язку з відповідною заборгованістю здійснюється **без попередження** у разі наявності від'ємного сальдо на особовому рахунку згідно з показаннями засобу комерційного обліку, крім випадків, коли такий споживач, щодо якого в установленому порядку вживаються заходи для запобігання банкрутству, здійснює своєчасний розрахунок поточної плати за спожиту електричну енергію, а погашення його заборгованості включено до заходів щодо забезпечення вимог кредиторів.

Попередження про припинення повністю або частково постачання електричної енергії оформлюється після встановлення факту наявності підстав для вчинення вказаних дій та надається споживачу окремим письмовим повідомленням, у якому зазначаються підстава, дата і час, з якого електропостачання буде повністю або частково припинено, прізвище, ім'я, по батькові, підпис відповідальної особи, якою оформлено попередження.

3.2 Розрахунки тарифів і формування цін

3.2.1 Збір вхідних даних для розрахунку

Для початку розрахунку цін, треба мати певні вхідні данні. Наприклад, ціни сформовані торгами на РДН (ринок «на добу наперед») або УЕБом (Українська енергетична біржа). Результати цін зобразимо на рисунку 3.2 і рисунку 3.3 [22].

		УЕБ – електрична енергія	
Середньозважені ціни на 13.06.2021			
ОЕС України			
базове навантаження		1 186,73	грн./МВт.г
блочна позиція (1-7)		823,95	грн./МВт.г
блочна позиція (8-22)		1 256,85	грн./МВт.г
блочна позиція (23-24)		1 144,77	грн./МВт.г
пікове навантаження неробочого дня		1 458,03	грн./МВт.г
Бурштинський острів			
базове навантаження		691,17	грн./МВт.г
блочна позиція (1-7)		959,12	грн./МВт.г
блочна позиція (8-22)		1 137,68	грн./МВт.г
блочна позиція (23-24)		878,23	грн./МВт.г

Рис. 3.2. Результати торгів на УЕБ

Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії на РДН по ОЕС України за 06.2021 (грн/МВт.год)																														
06.2021	Ринок "на добу вперед"										Внутрішньобіловий ринок										ОЕС України				БуОс				Використання в файлі	
Дата	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00						
01.06.2021	450.00	408.58	400.00	350.00	350.00	400.00	440.58	900.13	970.13	900.13	900.13	930.13	920.13	920.13	900.13	900.13	940.00	1020.00	1899.99	1999.99	2048.23	2048.23	2048.23	1227.00						
02.06.2021	840.00	430.58	415.58	408.58	408.58	420.58	880.00	900.13	900.13	870.00	850.00	850.00	850.00	850.00	850.00	850.00	920.13	980.13	1681.00	1899.99	2030.99	2048.23	1974.00	1049.00						
03.06.2021	850.00	540.00	405.00	405.00	405.00	530.00	901.00	1490.00	1422.00	950.00	890.00	1120.00	1120.00	1120.00	890.00	890.00	1405.00	1759.99	1680.00	1819.00	1848.97	2048.23	1823.00	1099.90						
04.06.2021	845.37	845.37	845.37	823.99	823.99	823.99	830.00	1442.00	1480.00	1420.00	1420.00	1480.00	1480.00	1480.00	1420.00	1480.00	1490.00	1642.00	1570.00	1650.00	1759.99	2045.37	1750.00	1099.90						
05.06.2021	860.00	870.00	845.37	839.00	839.00	839.00	848.23	1320.00	1399.66	1450.00	1399.66	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00	1480.00						
06.06.2021	850.00	850.00	795.00	748.97	748.97	748.97	795.00	980.00	1129.00	1445.00	1190.00	1445.00	1445.00	1445.00	980.00	1445.00	1445.00	1485.00	1419.00	1475.00	1750.00	2048.23	1759.99	991.00						
07.06.2021	814.00	890.95	890.00	800.00	890.00	815.46	892.47	1320.00	1497.47	1658.12	1644.12	1497.47	1497.00	1497.47	1497.00	1497.00	1315.00	1531.00	1747.47	1759.99	1925.99	2048.23	1925.99	1210.00						
08.06.2021	925.00	893.90	925.00	854.00	859.00	893.90	893.90	1290.00	1400.97	1488.90	1387.00	1400.97	1377.00	1381.00	1000.14	1392.00	1372.00	1635.00	1536.00	1558.00	1799.99	2048.23	1823.23	1147.00						
09.06.2021	920.00	893.90	892.90	820.92	820.92	893.90	924.00	1488.50	1488.50	1484.00	1024.79	1488.50	1498.50	1300.00	1400.97	1498.50	1500.00	1674.00	1678.00	1748.50	1799.99	2045.37	1823.23	1198.00						
10.06.2021	881.00	870.92	870.92	721.92	721.92	895.00	1000.14	1000.14	1400.97	1000.14	1000.14	1400.97	1024.79	1200.00	1300.00	1400.97	1000.14	1700.00	1745.00	1740.00	1799.99	1890.97	1800.00	1191.00						
11.06.2021	870.00	879.00	800.97	800.97	800.97	799.22	893.50	1400.97	1488.50	1470.00	1024.79	1355.00	1488.50	1542.00	1400.97	1488.50	1489.50	1720.00	1740.00	1681.00	1759.99	1848.97	1799.99	1198.00						
12.06.2021	918.00	900.00	888.00	770.01	678.52	883.00	839.00	995.00	1362.00	1024.79	999.73	1381.00	1400.00	1024.79	999.73	1400.00	1487.00	1660.00	1680.00	1683.00	1800.00	1742.00	1192.00	1192.00						
13.06.2021	885.00	906.00	906.00	906.00	900.00	900.00	906.00	950.97	967.23	960.14	950.97	1442.00	1380.00	1380.00	960.14	1378.00	1380.00	1750.00	1745.00	1759.99	1799.99	1823.23	1799.99	1002.00						
14.06.2021	834.00	800.00	513.46	513.46	513.46	800.00	897.94	1170.00	1190.79	1489.90	1190.79	1355.00	1487.94	1355.00	1099.73	1485.00	1487.94	1745.98	1759.99	1799.99	1799.99	1848.97	1823.23	1120.00						

Рис. 3.3 - Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії на РДН по ОЕС України

Далі, формується список з групою підключення споживача – А або Б. Розрахунки в яких схожі, але не однакові. [3]

Споживачі групи «А» – це споживачі, площадки вимірювання яких забезпечені прийнятою до розрахунків за електричну енергію схемою обліку електричної енергії (де вимірюється надходження електричної енергії на площадку) із встановленими та введенними в експлуатацію ЛУЗОД, АСКОЕ, АСЗД або лічильниками диференційного (погодинного, зонного) обліку електричної енергії із гарантованим щодобовим зчитуванням показів, належать до групи “А” за умови забезпечення визначеним споживачем, оператором АСКОЕ або ППКО щодобового зчитування, формування та передачі сформованих погодинних даних комерційного обліку до ОСР/НЕК.

Для споживачів групи «А», що є споживачами за вільними цінами, погодинна ціна буде розраховуватися на основі фактичного графіка погодинного електроспоживання цих клієнтів та погодинних цін закупівлі електроенергії на ринку.

Споживачі групи «Б» – це споживачі, площадки вимірювання яких, не відповідають вимогам щодо організації обліку електроенергії для групи «а».

Для споживачів групи «Б» ціна буде розраховуватися з урахуванням графіку погодинного споживання усіх клієнтів групи «Б» постачальника в цілому та погодинної вартості на ринку.

Загалом, ще потрібно визначити клас напруги споживача. Споживачі електричної енергії розподіляються за двома класами відповідно до

встановленого чинним законодавством порядку визначення класів споживачів електричної енергії, диференційованих за ступенями напруги.

До першого класу відносяться споживачі, підключені до мереж напругою вище 35 кВ, до другого - підключені до мереж напругою до 35 кВ.

Як правило, не побутовими споживачами першого класу є великі промислові підприємства, другого класу – бюджетні установи, підприємства середнього та малого бізнесу.

НТУУ КП – приклад споживача електроенергії другого класу [5]

Для прикладу, НКРЕКП розраховує тарифи для не побутових споживачів першого і другого класу для кожного підприємства енергопостачання. При цьому НКРЕКП враховує середню прогнозну ціну закупівлі електроенергії, технологічні втрати в місцевих мережах, тарифи на розподіл і постачання електроенергії. Розрахунок тарифів здійснюється щоквартально. На рисунку 3.4 зображені тарифи не побутових споживачів.

Енергопостачальні компанії	Тарифи для споживачів згідно з класом напруги без ПДВ, коп./кВт·год	
	1 клас напруги	2 клас напруги
АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»	181,172	241,123
ПРАТ «КИЇВОБЛЕНЕРГО»	176,086	212,139
ПРАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»	187,552	242,912
АТ «ОДЕСАОБЛЕНЕРГО»	178,112	219,743
ПРАТ «РІВНЕОБЛЕНЕРГО»	177,483	229,157
АТ «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО»	182,815	226,049
АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»	178,700	229,680

Рис. 3.4. Тарифи на 4 квартал 2018 року, НКРЕКП

3.2.2 Розрахунок тарифів для населення

Розрахунок подібних тарифів залежить цілком від типу та зон лічильника.

Типи відокремлюють: індукційний та електронний.

Переваги та недоліки **Індукційного** лічильника електроенергії.

Переваги:

- не схильні до впливу стрибків у мережі або зниження напруги;
- надійність в експлуатації і тривалий строк служби;
- порівняно низька вартість проти електронних.

Недоліки:

- розрахунок електроенергії за звичайним (однотарифним) тарифом;
- ведення обліку електроенергії тільки в одному напрямку;
- практично повна відсутність захисту від розкрадання електроенергії;
- не може бути використаний в системах АСКОВЕ

Переваги та недоліки **електронного** лічильника електроенергії:

Переваги:

- наявність декількох тарифів (2- і 3-зонний облік);
- ведення обліку електроенергії у двох напрямках;
- фіксація несанкціонованого доступу в разі розкрадання електроенергії;
- зберігання даних з обліку електроенергії;
- можливість використання в системах АСКОВЕ.

Недоліки:

- чутливість до перенапруг, стрибків у мережі та зниження напруги;
- у разі несправності зазвичай вимагає складнішого ремонту.

Доба ділиться на дві **зони** – денну (з 7-00 до 23-00) і нічну (з 23-00 до 7-00). Для тризонних тарифів доба розділена на три **зони** – нічну (з 23-00 до 7-00), пікову (з 8-00 до 11-00, з 20-00 до 22-00), напівпікову (з 7-00 до 8-00, з 11-00 до 20-00 і з 22-00 до 23-00). Звідси й виникло поняття про багатозонні лічильники. Оплата здійснюється за кількома тарифами, вартість

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						96
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

електроенергії за якими відрізняється майже удвічі. Підходять для промислових підприємств і побутових споживачів, які користуються електроенергією в години мінімального навантаження в мережі (коли діють низькі тарифи). Вартість багатозонного лічильника досить висока, але він окупиться протягом декількох років (в кожному випадку індивідуально).

Сам розрахунок полягає у формуванні зонного коефіцієнту та ціни на електроенергію. У більшості випадків для категорії побутових споживачів є фіксована ціна на електричну енергію, яка не залежить від об'єму споживання – 1.68 грн. за 1 кВт*час (з ПДВ). Але є випадки двосторонніх договорів, де ця ціна надається постачальником, з яким договір укладено [23].

Для прикладу розрахунку візьмемо фіксовану ціну – 1.68 грн за 1 кВт*год.

- Однозонний лічильник (рисунок 3.5).



Рис. 3.5 Однозонний лічильник

$$N_{\text{поточні}} - N_{\text{минулі}} = N_{\text{розрахункові}} ;$$

де, $N_{\text{поточні}}$ – покази лічильника, які знімаються в день розрахунку; $N_{\text{минулі}}$ – покази лічильника за минулий місяць розрахунку;

$N_{\text{розрахункові}}$ – покази лічильника для розрахунку.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						97
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$N_{\text{розрахункові}} \cdot 1,68 \text{ грн} = S_{\text{ціна}}$$

- Двобитовий лічильник (рис. 3.6):



Рис. 3.6 Двобитовий лічильник

$$N_{\text{поточні день}} - N_{\text{минулі день}} = N_{\text{розрахункові день}};$$

$$N_{\text{поточні ніч}} - N_{\text{минулі ніч}} = N_{\text{розрахункові ніч}};$$

$$N_{\text{розрахункові день}} \cdot 1,68 \text{ грн} \cdot k_{\text{день}} \cdot \Delta S_{\text{питоме день}} + N_{\text{розрахункові ніч}} \cdot 1,68 \text{ грн} \cdot k_{\text{ніч}} \cdot \Delta S_{\text{питоме ніч}} = S_{\text{ціна}};$$

де, $k_{\text{день}}$ і $k_{\text{ніч}}$ - це зонні коефіцієнти. ($k_{\text{день}} = 1$; $k_{\text{ніч}} = 0,5$);

а $\Delta S_{\text{питоме день}}$ і $\Delta S_{\text{питоме ніч}}$ - це питоме споживання по зонам.

- Трьохзонний лічильник (рис. 3.7).



Рис. 3.7 Трьохзонний лічильник

$$N_{\text{поточні день}} - N_{\text{минулі день}} = N_{\text{розрахункові день}};$$

$$N_{\text{поточні напівпik}} - N_{\text{минулі напівпik}} = N_{\text{розрахункові напівпik}};$$

$$N_{\text{поточні ніч}} - N_{\text{минулі ніч}} = N_{\text{розрахункові ніч}};$$

$$N_{\text{розрахункові день}} \cdot 1,68 \text{ грн} \cdot k_{\text{день}} \cdot \Delta S_{\text{питоме день}} + N_{\text{розрахункові напівпik}} \cdot 1,68 \text{ грн} \cdot k_{\text{напівпik}} \cdot \Delta S_{\text{питоме напівпik}} + N_{\text{розрахункові ніч}} \cdot 1,68 \text{ грн} \cdot k_{\text{ніч}} \cdot \Delta S_{\text{питоме ніч}} = S_{\text{ціна}};$$

де, $k_{\text{день}}$; $k_{\text{напівпik}}$; $k_{\text{ніч}}$; - це зонні коефіцієнти. ($k_{\text{день}} = 1,5$; $k_{\text{напівпik}} = 1$; $k_{\text{ніч}} = 0,4$).

Для більш детального дослідження візьмемо певний об'єкт зі споживанням у 2,4 кВт у місяць та порівняємо цінові категорії на кожному з типів лічильників з фіксованою ціною у 1,68 грн за 1 кВт. Об'єм у кожній годині – $2,4 \text{ кВт} / 24 = 100 \text{ кВт} \cdot \text{год}$. [23].

Результат відображений у таблиці 3.1

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						99
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Вид обліку	Умови	Час дії тарифу	Цінова категорія, за 1 кВт	Підсумок вартості за лічильником, грн.
1 зона	Незмінний тариф протягом доби	Незмінний тариф протягом доби	1,68	4032
2 зони(день/ніч)	Вдень тариф буде звичайним	з 7:00 до 23:00	$1,68 \cdot 1 \cdot 0,67$	3360
	За е/е вночі оплата лише 50% вартості	з 23:00 до 7:00	$1,68 \cdot 0,5 \cdot 0,33$	
3 зони (пік/напівпік/ніч)	Пік – тариф буде вище звичайного на 50%	з 8:00 до 11:00; з 20:00 до 22:00;	$1,68 \cdot 1,5 \cdot 0,21$	3645,60
	Напівпік – тариф буде звичайним	з 7:00 до 8:00; з 11:00 до 20:00; з 22:00 до 23:00;	$1,68 \cdot 1 \cdot 0,46$	
	Ніч – потрібно буде сплатити лише 40% вартості	з 23:00 до 7:00	$1,68 \cdot 0,4 \cdot 0,33$	

3.2.3 Розрахунок тарифів для підприємств

На відміну від побутового споживача, непобутовий зазвичай споживає на багато більше електричної енергії. Тому формування тарифу для них відбувається індивідуально для кожного. Є фактори, які мають вплив на формування тарифу:

- Ціна РДН (середньозважена ціна на ринку «на добу наперед» доступна на сайті Оператора ринку).

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						100
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

- Тариф Постачальника (Постачальник сам надає комерційну пропозицію, згідно з прогнозованим об'ємом споживання електричної енергії споживачем).

- Тариф на передачу електричної енергії (можуть відбуватись зміни щоквартально, регулюється НЕК УКРЕНЕРГО», на сьогодні 0.29393)

- Тариф на розподіл (тариф, який надає ОСР, яка є кінцевою точкою розподілу для споживача. На приклад ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»)

- ПДВ – податок на додаткову вартість (порядку 20 %)

Розрахунок ціни для групи підключення «Б»:

Плановий обсяг:

За значеннями прогнозованого об'єму споживання.

$$S_{\text{рдн}} + T_{\text{постачальника}} + T_{\text{передачу}} + T_{\text{розподіл}} + T_{\text{ПДВ}} = S_{\text{вартість}};$$

де, $S_{\text{рдн}}$ – ціна РДН; $T_{\text{постачальника}}$ – тариф постачальника; $T_{\text{передачу}}$ – тариф на передачу електричної енергії; $T_{\text{розподіл}}$ – тариф на розподіл електричної енергії; $T_{\text{ПДВ}}$ – податок на додаткову вартість;

$$S_{\text{об'єм п.}} \cdot S_{\text{вартість}} = S_{\text{заг.вартість прог.}};$$

де, $S_{\text{об'єм п.}}$ – прогнозований об'єм споживання електричної енергії;

$S_{\text{заг.вартість прог.}}$ – загальна вартість споживаної електричної енергії.

Фактичний обсяг:

За значеннями фактичного об'єму споживання на момент розрахунку.

$$S_{\text{рдн}} + T_{\text{постачальника}} + T_{\text{передачу}} + T_{\text{розподіл}} + T_{\text{ПДВ}} = S_{\text{вартість}};$$

де, $S_{\text{рдн}}$ – ціна РДН; $T_{\text{постачальника}}$ – тариф постачальника; $T_{\text{передачу}}$ – тариф на передачу електричної енергії; $T_{\text{розподіл}}$ – тариф на розподіл електричної енергії; $T_{\text{ПДВ}}$ – податок на додаткову вартість;

$$S_{\text{об'єм ф.}} \cdot S_{\text{вартість}} = S_{\text{заг.вартість факт}};$$

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						101
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

де, $S_{об'єм ф.}$ - фактичний об'єм споживання електричної енергії;
 $S_{заг.вартість факт}$ - загальна вартість споживаної електричної енергії.

$$S_{заг.вартість факт} - S_{заг.вартість прог.} = S_{небаланс};$$

де, $S_{небаланс}$ = значення різниці планових і фактичних споживань у ціновій категорії. Вартість, яку має погасити споживач або постачальник, за умовами договору.

Для прикладу візьмемо довільного споживача ТОВ «ЦЕНТРЕНЕРГО». Він відноситься до групи «Б» та має місячне споживання 28,012 кВт. Задаємо вхідні дані розрахунку:

$$S_{рдн} = 1.63256 \text{ (ціна РДН за лютий місяць 2021 року);}$$

$$T_{постачальника} = -1.5\% \text{ (вирішує постачальник);}$$

$$T_{передачу} = 0.29393 \text{ (цей тариф надає ПРАТ «НЕК «Укренерго»);}$$

$$T_{розподіл} = 0.92833 \text{ (змінна складова, для прикладу застосували тариф на розподіл від ДТЕК «Київські електромережі»);}$$

$$T_{ПДВ} = 20\% \text{ (податок на додаткову вартість);}$$

Розраховуємо ціну за вхідними даними:

$$1.63256 - 1.5\% + 0.29393 + 0.92833 + 20\% = 3.01599.$$

(Обов'язково 5 знаків після коми) [1];

Отже отримали таку цінову категорію. Далі обираємо фактичний об'єм споживання ТОВ «ЦЕНТРЕНЕРГО» і накладаємо на розраховану ціну:

$$28.012 \cdot 3.01599 = 84,483.92 \text{ грн.}$$

Зобразимо результати у таблиці 3.2:

Таблиця 3.2 Результати розрахунку вартості споживання електричної енергії.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						102
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Споживаний об'єм (кВт)	Ціна без ПДВ	Ціна з ПДВ	Загальна вартість без ПДВ (грн)	Загальна вартість з ПДВ (грн)
28.012	2.513	3.01599	70,403.26	84,483.92

Розрахунок ціни для групи підключення «А»:

1. Різниця між ними полягає у тому, що ціна по групі А, має конкретні об'єми споживання у кожній годині дня. Тобто проводячи розрахунок, формуємо певну таблицю з прогнозованим об'ємом споживання у кожній годині цілого дня, протягом усього місяця. Ці дані мають надавати споживачі зі групою підключення «А». Точність даних беззаперечна, через існування системи обліку АСКОЕ. Результати зображені на рисунку 3.8 [Додаток А].

2. Відповідно періоду в якому відбувалось споживання обираємо погодинні ціни купівлі-продажу з сайту Оператора ринку (середньозважені на РДН). У нашому випадку, задіяний період споживання відбувся у травні місяці. Зображено ціни за травень 2021 року на рисунку 3.9 [Додаток А].

3. Тепер, у кожній годині використовуємо розрахунок аналогічний до розрахунку ціни для групи підключення «Б» і зводимо результат у таблицю. Результат зображено на рисунку 3.10 [Додаток А].

Висновок до розділу 3: В розділі «Урахування економічних взаємовідносин підприємства-постачальника електроенергії і споживачів, при проектуванні системи електропостачання району міста» розглянуто правила и вимоги для утворювань економічних взаємовідносин підприємства-постачальника зі споживачем, був визначений аналіз та порівняння підключень систем АСКОЕ і ЛУЗОД. Треба наголосити, що перелік тарифів на електричну енергію для побутових та непобутових споживачів був повністю розглянуто та розраховано. Вчасності відокремлювались розрахунки для населення. Розглянуто перелік лічильників, їх класифікація та розрахунок тарифу по кожному з них. І звичайно, однією із головних речей є формульний і табличний запис тарифних планувань, які були розробленні у цьому розділі.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						104
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 6-10кВ.

4.1 Кабельні лінії напругою 6-10кВ

По кабельних лініях 6-10 кВ живляться квартали багатоповерхової житлової забудови, промислові підприємства, відповідальні житлово-комунальні та соціальні заклади. Електричні навантаження на кабельні мережі цього класу напруги постійно зростають. Тому вчасна заміна та реконструкція кабельних ліній 6-10 кВ є необхідною умовою забезпечення надійного електропостачання споживачів у містах.

Конструкція ААШв (Рис. 4. 1) : 1. Алюмінієва струмовідна жила; 2. Фазна паперова ізоляція, просочена в'язким ізоляційним просочувальним складом; 3. Заповнення з паперових джгутів; 4. Поясний паперова ізоляція, просочена в'язким ізоляційним просочувальним складом; 5. Екран з електропровідного паперу; 6. Алюмінієва оболонка; 7. Зовнішній покрив: бітумний склад, в'язкий підклеюють склад або біту стрічка ПВХ, поліетилентерефталатна або інша рівноцінна; 8. Захисний шланг з ПВХ пластикату

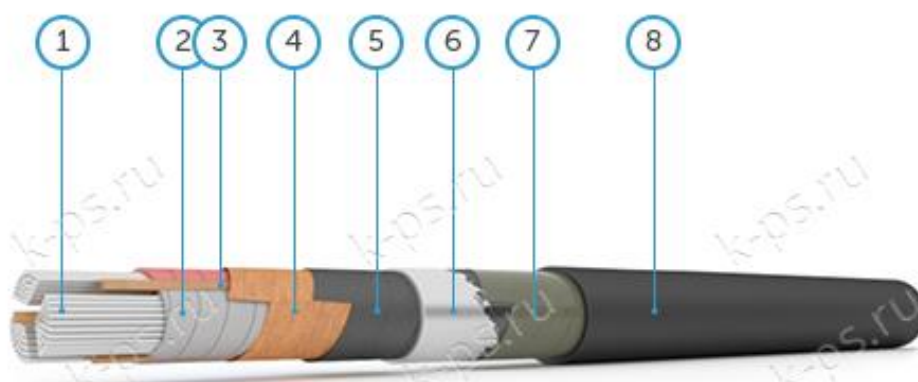


Рис. 4.1 Силовий трьохжильний кабель марки ААШв 6-10кВ:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ			
Змн.	Арк.Ар	№ докум.№	ПідписПід	Дата	Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу кабельної лінії напругою 6-10 кВ	Літ.Літ.	Арк.Арк.	АкрушівАкруЛі
Розроб.	Джумайло М.Д.						105	
Перевір.	Ткаченко В.В.							
Реценз.								
Н. Контр..	Прокопенко І.Д.							
Затверд.						ІЕЕ, ОЕ-71		

У кабелях на напругу 6 і 10 кВ поверх поясної ізоляції накладають екран з полу провідного паперу. При скручуванні ізольованих жил в процесі виготовлення кабелю проміжки між жилами заповнюють паперовими джгутами (наповнювачами).

Для герметизації поверх ізоляції накладають оболонку. Оболонки кабелів з паперовою ізоляцією виготовляють зі свинцю або алюмінію.

Для захисних оболонок в даний час широко застосовують алюміній, що володіє рядом переваг в порівнянні зі свинцем: міцність його в кілька разів вище, маса в 4,2 рази менше, вібропрочність в 25 разів більше. Завдяки невеликій питомій опору (в 7 разів менше, ніж у свинцю) алюмінієву оболонку використовують в якості нульового проводу в чотирьох провідних мережах змінного струму. До недоліків алюмінієвих оболонок відносяться їх схильність до корозії, особливо у вологому середовищі. Для захисту від корозії і механічних пошкоджень на оболонки кабелів накладають захисні покриття. На пластмасову ізоляцію кабелів напругою 6 і 10 кВ накладають екрани з металевої стрічки (мідної або алюмінієвої фольги), а в кабелях 10 кВ ще й екран по жилі з полу провідного поліетилену або полівінілхлориду. [16]

Технічна характеристика кабелю ААШв 6-10 кВ в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 Кабель ААШв 6-10кВ

Найменування характеристики	Значення для кабелю	
	6 кВ	10 кВ
Номинальна частота	50 Гц	50 Гц
Мінімально допустимий радіус вигину при монтажі	25 діаметрів кабелю	25 діаметрів кабелю
Гарантійний термін експлуатації кабелю	4,5 років	4,5 років
Температура навколишнього середовища при експлуатації кабелю	від -50 °С до 50 °С	від -50 °С до 50 °С

Продовження таблиці 4.1 Кабель ААШв 6-10кВ

Найменування характеристики	Значення для кабелю	
	6 кВ	10 кВ
Строк дії	30 років	30 років
Стійкість до впливу підвищеної відносної вологості при температурі навколишнього середовища до 35 °С	98%	98%
Мінімальна температура прокладки кабелю без попереднього підігріву	0 °С	0 °С
Опір ізоляції 1 км кабелю(для кабелів 6 - 10 кВ):	не менш як 200 МОм	не менш як 200 МОм
Максимальна температура нагріву жил при короткому замиканні	+200°С	+200°С

Розрахунок зарядного струму для кабелів ААШв 6-10кВ

У Таблиці 4.2 вказані необхідні перетину алюмінієвих кабелів для різних струмових навантажень і умов прокладки.

Таблиця 4.2 Перерізи кабелів для струмових навантажень і умов прокладки

Переріз, мм ²	Струм, А	Потужність, кВт
2,5	19	10
4	27	14,3
6	32	17

Продовження таблиці 4.2 Перерізи кабелів для струмових навантажень
і умов прокладки

Переріз, мм ²	Струм, А	Потужність, кВт
10	42	22
16	60	32
25	75	40
35	90	48
50	110	58
70	140	74
95	170	90
120	200	106

Вибір проводиться за номінальним струмом навантаження. Якщо струм невідомий, то він обчислюється виходячи з потужності пристрою, кількості фаз і напруги мережі [17].

4.2 Перелік робіт по монтажу та склад бригади

Інформацію щодо переліку робіт прописуємо у таблицю 4.3

Таблиця 4.3 Перелік планових робіт

[illegible]

Продовження таблиці 4.3 Перелік планових робіт

[illegible]

Склад бригади (установи)

Бригада організовується для прокладки (докладання) трубопроводів, будівництва колодязів (оглядових пристроїв) і протягання кабелю в канали побудованої і існуючої кабельної каналізації.

При наявності в даному місті (населеному пункті) спеціалізованої організації (її виконроба ділянки) з будівництва кабельної каналізації для міської телефонної мережі, запроектовані роботи слід доручити цій організації.

При невеликих обсягах робіт будівництво каналізації і протяжка кабелю можуть бути доручені бригаді з прокладання кабелю вручну**.

**** Бригада організовується для виконання робіт з прокладання кабелю вручну (у містах, населених пунктах, на ділянках із суцільними скельними породами і мерзлими ґрунтами і в інших місцях, де неможливо застосувати механізми для розробки траншей (екскаватори)).**

При значних обсягах ручних робіт, а також при розташуванні таких ділянок на великій відстані один від одного, слід організувати дві-три бригади. При цьому слід враховувати необхідність максимальної механізації робіт по розпушуванню ґрунту (компресори, відбійні молотки).

Чисельний склад бригади, її оснащення механізмами, інструментом і транспортом визначаються обсягом робіт, термінами їх виконання та нормами виробітку [13].

При будівництві кабельної каналізації і притягнення в ній магістральних і внутрішньо зонних кабелів слід керуватися КНД (керівний нормативний документ). У таблиці 4.4 прописано порядок підготовки до виконання робіт:

Таблиця 4.4 Підготовка до виконання робіт

Порядок дій	Нормативні установи бригаді
До виконання робіт з монтажу силових та освітлювальних кабельних мереж допускаються робітники, які проходять по загальним вимогам:	<ul style="list-style-type: none"> - Досягнення 18 років - Прошли медичний попередній огляд та визнані придатними виконувати електромонтажні роботи - Прошли навчання та перевірку знань з електробезпеки - Прошли навчання в закладах освіти для виконання робіт з підвищеною небезпекою (у професійно-технічних училищах, навчально-курсових комбінатах, центрах підготовки та перепідготовки робітничих кадрів, в організаціях) за затвердженою програмою - Прошли спеціальне навчання та атестацію з питань пожежної безпеки - Прошли вступний інструктаж у службі охорони праці - Прошли первинний інструктаж безпосередньо на робочому місці

Продовження таблиці 4.4 Підготовка до виконання робіт [115]

Порядок дій	Нормативні установи бригаді
Інструктаж на робочому місці щодо:	<ul style="list-style-type: none"> - розпорядку на робочому місці - порядку переміщення по території об'єкта - місце відпочинку під час технологічних - обідньої перерв - порядок закінчення роботи
До початку робіт:	<ul style="list-style-type: none"> - Бригаді проводиться первинний інструктаж з безпечного виконання робіт з основної та суміжних професій - Ознайомлення з правилами надання першої допомоги - Допущені мають виконувати тільки ті роботи, про безпечне виконання яких вони проінструктовані безпосередньо керівником - Особи з простудними і хронічними захворюваннями верхніх дихальних шляхів до роботи з монтажу електромереж та заготовки і монтажу пластмасових труб не допускаються - Палити дозволяється тільки в спеціально відведених місцях, обладнаних урнами або ємностями з водою

4.3 Аналіз умов праці на робочих місцях під час монтажу кабельної лінії 6-10 кВ

Роботи з монтажу кабельної лінії 6-10 кВ відносяться до робіт середньої тяжкості. Режим робіт – однозмінний. Тривалість робочої зміни 6-8 годин. Бригада складається з 3-4-ьох осіб, що 4-ту групу допуску з електробезпеки та з 1-ого бригадира, що має 5-ту групу допуску з електробезпеки. Окремо також виносяться технічні документи з низкою даних. Загальні умови праці розписані у таблиці 4.5:

Таблиця 4.5 Загальні умови праці

Умова	Основний чинник	Характеристика	Значення
Природна	Клімат	Температура	17-25 °С
	Особливість місцевості території виробництва	Розташування	Підземна частина району міста, каналізації
Конструктивні особливості приміщення	Площа	Містки з певною шириною, для прокладання КЛ	7 км ²
Стан повітряного середовища	Вентиляція	Швидкість вітру	0,5-1,4 м/с
Освітлення	Природне	КПО (коефіцієнт природного освітлення)	70%
	Штучне		

Локальні умови праці розписані у таблиці 4.6:

Таблиця 4.6 Локальні умови праці

Умова	Основний чинник	Характеристика	Значення
Інструменти	Засоби для праці	Інструмент для роботи з кабелем	Викрутки, пасатижі, кліщі, кусачки, плоскогубці, круглогубці, бокорізи

Продовження таблиці 4.6 Локальні умови праці

Умова	Основний чинник	Характеристика	Значення
Пристрої	Засоби для праці	Пристрій для роботи з кабелем	Кабель-канали, коробки монтажні, Лінійна арматура, метало рукави, труби
Підтримка мікроклімату	Вологість	Опис умови можливого діапазону регулювання чиннику	40-80%
Електричне походження	Напруга прямого / непрямого дотику	Значення для роботи	10кВ/12В
	Струм		25 А
Не електричне походження	Шум	Вплив на слуховий апарат робітників	70-110 дБА

Оцінку важкості трудового процесу здійснюють на підставі обліку фізичного статичного та динамічного навантаження. Оцінка напруженості трудового процесу здійснюють на підставі обліку інтелектуальних, сенсорних, емоційних навантажень, ступеня монотонності праці, режим і змінності роботи, потреби у використанні комп'ютеру тощо. Оцінку умов праці розписані у таблиці 4.7

Таблиця 4.7 Оцінка трудового процесу

Чинник	Характеристика	Значення
Важкість праці	Робоче положення	Стоячи, зігнувшись
	Маси вантажу	До 35 кг
	Тривалість переміщень	65 % від робочих годин
	Статичні та динамічні навантаження	250 -300 (Вт·год)
Напруженість праці	Напруженість органів чуття (зір)	30% від робочих годин
	Змінність роботи	1 зміна, 6-8 годин
	Тривалість зосередження	40 % від робочих годин
Режим роботи	Графік роботи	У ранковий та денний періоди

4.4 Небезпеки для працівника на робочих місцях

Небезпеки за видами можна розділити на чотири групи: фізичні; хімічні; біологічні; інші. Вибір та ідентифікація небезпек відбувається за результатами аналізу показників умов праці [14].

Опишемо перелік небезпек та ризиків професійних чинників у таблиці 4.8:

Таблиця 4.8 Перелік небезпек та шкідливих чинників

Небезпечні та шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення	Оцінка умови праці	
Шум	110 дБА	85 дБА	Шкідливі	
Напруга прямого / непрямого дотику	10кВ/12В	6В/36В	Шкідливі	
Струм	25А	0,6мА	Небезпечний	

4.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт

Безпека праці енергетичних підприємствах реалізується впровадженням трьох складників:

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						114
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

- технічні заходи і засоби;
- організаційні заходи;
- ЗІЗ, електроізолювальні та електровимірювальні засоби.

Зобразимо ці складники у таблиці 4.9:

Таблиця 4.9 Складники енергетичних підприємств

Технічні заходи і засоби	Організаційні заходи
Загороджувальний засіб	Перевірка ступеню готовності будівельних робіт
Розміщення струмовідних частин поза зоною досяжності	Керівник робіт повинен здійснити первинний інструктаж
Захисне заземлення	Перевірити наявність та термін дії посвідчень з охорони праці, електропожежобезпеки, посвідчень на право виконання спеціальних видів робіт
Розміщення плакатів безпеки	-

Окремо винесемо засоби індивідуального захисту:

- засоби індивідуального захисту:
 - захисну каску з підшоломником;
 - запобіжний пояс для виконання робіт на висоті;
 - окуляри захисні;
- спецодяг згідно з існуючими нормами та колективною угодою;
- інструмент індивідуальний:
 - плоскогубці комбіновані з діелектричним покриттям ручок;
 - ніж монтерський;
 - метр складальний або рулетку;
 - молоток слюсарний сталевий;
 - викрутку з діелектричною ручкою;
 - оправку ручну ОД-6;
- інструмент бригадний:

- кліщі універсальні КУ-1;
- кліщі ручні КВН-1;
- омметр;
- прилад для фазування;
- лебідку для затягування кабелів;

4.6 Заходи пожежної безпеки

Усі кабельні споруди слід регулярно оглядати згідно з графіком, затвердженим начальником відповідного підрозділу. Результати огляду та виявлені недоліки обов'язково заносяться в оперативний журнал, журнал дефектів чи неполадок [13].

Загальні заходи та правила пожежної безпеки при монтажу КЛ 6-10 кВ:

- При виявленні порушень ущільнення кабельних ліній, що проходять через перегородки, перекриття, інші будівельні конструкції, треба негайно вживати заходів до їх відновлення
- Кабельні споруди повинні утримуватись у чистоті.
- При виявленні попадання в кабельні споруди води і пари, пилу з твердого палива, масла, мазуту або інших горючих рідин, а також їх водяних емульсій негайно слід вживати заходів щодо запобігання їх подальшому надходженню.
- Для вилучення із кабельних споруд води, масла, мазуту, інших горючих рідин і пилу необхідно організувати аварійні роботи.
- Усі кабельні приміщення належать до приміщень, що не обслуговуються постійно персоналом, а тому мають бути постійно закритими.
- Допуск ремонтного персоналу, будівельно-монтажних і налагоджувальних організацій дозволяється тільки за наявності наряду на виконання робіт і особи-спостерігача із числа працівників підприємства, що добре знають схему кабельних споруд.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						116
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

- На двері секційних перегородок необхідно нанести покажчики (схема) руху до ближнього виходу. Біля вихідних люків із кабельних споруд слід установити сходи так, щоб вони не заважали проходу тунелем (поверхом).
- Автоматичні установки пожежогасіння кабельних споруд експлуатуються з урахуванням вимог технічної документації
- На період перебування в кабельних спорудах персоналу (при обході, ремонтних роботах та ін.) запуск установок пожежогасіння з конкретного напрямку повинен переводитись на дистанційне управління, а після виходу персоналу знову встановлюватись на автоматичний режим. Про зміни режиму роботи установки пожежогасіння слід робити запис в оперативний журнал.
- Ремонт автоматичних стаціонарних установок пожежогасіння кабельних споруд повинен проводитись у найкоротший строк.
- При виявленні пошкодження зовнішньої пластикової оболонки (шлангів) кабелів слід ужити термінових заходів для їх ремонту або заміни пошкодженої ділянки.
- Двері секційних перегородок кабельних споруд повинні бути самозакривними, відчинятися в бік ближнього виходу й мати щільний притвір.
- При експлуатації кабельних споруд вони знаходяться і фіксуються в закритому положенні [24].

Висновок до 4 розділу:

В розділі «Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу кабельної лінії напругою 6-10 кВ» розглянуто увесь технологічний, організаційний процес функціонування бригад, які проводять монтажні роботи КЛ 6-10кВ. Було визначено вимоги до техніко-організаційних заходів і ЗІЗ з безпечного виконання робіт та пожежної безпеки. Треба наголосити, що перелік чинників і оцінки умов праці встановили шкідливі умови праці другого ступеня. Саме

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						117
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

тому, я розробив перелік техніко-організаційних заходів і підібрав великий перелік засобів індивідуального захисту, щоб мінімізувати можливий ризик пошкодження спеціаліста та інших загроз його життю. Вчасності здійснення керівником робіт первинного інструктажу, де мають бути описані усі засоби індивідуального захисту: спецодяг згідно з існуючими нормами та колективною угодою, індивідуальні інструменти, захисні каски, запобіжний пояс, захисні окуляри, тощо; Перевірка ступеню готовності будівельних робіт, розміщення загороджувальних засобів та плакатів; Розміщення струмовідних частин поза зоною досяжності. Беручи до уваги опису кабелю ААШв, можна зробити висновок, що даний тип має високу міцність, високу стійкість до механічних впливів та відмінні діелектричні властивості. І звичайно, однією із головних речей є наявність працівників з групою з електробезпеки, не менш як 4-ї

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						118
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновок дипломного проекту

За увесь час розробки дипломного проекту були розглянуті і виконані такі задачі:

- Проведено розрахунок електричних навантажень житлових будинків та інших об'єктів побутового типу.
- Спроектвана схема електропостачання району міста
- Виконано розрахунок та вибір трансформаторної підстанції, розподільних трансформаторів.
- Зроблено вибір електричного навантаження зовнішнього освітлення, комутаційної апаратури мережі(автоматичні вимикачі, роз'єднувачі, лічильники).
- Проведено розрахунок струмів короткого замикання, перевірка комутаційних апаратів та вибір релейного захисту.

Також, детально розглянута спеціальна частина проекту.

Була розкрита тема взаємовідносин постачальників зі споживачами, зображено порядок розрахунок тарифів на електричну енергію для побутових і непобутових споживачів. Показана порівняльні значення показів лічильників різних тарифних зон для побутових споживачів. Натомість, для непобутових відокремлена система обліку АСКОВЕ і ЛУЗОД для показів споживання підприємств. І важливою частиною є вибір вхідних даних для розрахунку – моніторинг цін на сайтах Оператору ринку та УЕБ(Українській енергетичній біржі) та котування за тендерами і аукціонами.

За розділом охорони праці визначено усі методики та запобіжні заходи щодо монтажу кабельних ліній 6-10кВ. Саме тому, я розробив перелік техніко-організаційних заходів і підібрав велику підборку засобів індивідуального захисту, щоб мінімізувати можливий ризик пошкодження спеціаліста та інших загроз його життю.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						119
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України Про ринок електричної енергії.
2. Стаття на сайті підприємця ПАТ «Центренерго» .
3. Сайт Оператора ринку/Результати торгів/Аналітичні матеріали.
4. КП_СЕП_Методичні значення для виконання завдання.
5. Економіка Енергетики: Підручник / За редакцією д.е.н., проф. Л.Г.Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник – Затверджено Міністерством освіти і науки України як підручник для студентів вищих навчальних закладів 2015. – 323 с.
6. Класифікація приміщень за небезпекою ураження. Класифікація приміщень за небезпекою ураження електричним струмом-на що впливає така класифікація : методичне видання / за редакцією д.е.н., проф. Р.П. Глушко 1995 – 112 с.
7. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою».
8. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) / Офіційне видання 2017 р./ Розроблено «Науковим-проектним центром розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго».
9. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35кВ.- К.: НИИЭнергетики, 1998.-68с.
10. НКРЕКП у сферах енергетики та комунальних послуг / постанова №2382; 09.12.2020.
11. Методичні вказівки з курсу «Технічні системи обліку електроенергії», розділ – АСКОВЕ і ЛУЗОД / За редакцією: доцент Коваль В.П. – Тернопіль: ТНТУ, 2014.
12. НКРЕКП / постанова №312; 14.03.2018. «Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії».

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						120
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

13. ДСТУ Б А.2.4-6:2009 Правила виконання робочої документації генеральних планів

14 ДБН В.1.2-7-2008. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека.

15. ДБН В.2.5-64:2012 Внутрішній водопровід та каналізація

16. Каталоги з вибору трансформаторів, комутаційних апаратів і КТП компанії «ELEKTRA».

17. Міністерство палива та енергетики України / Наказ №258 – 25.07.2006 «Про затвердження Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів».

18. Каталог Рівненського заводу високовольної апаратури.

19. ПП в системах електропостачання, Г.Г. Півняк; В.М. Винославський; А.Я. Рибалко; Л.І. Несен.

20. Релейний захист електроенергетичних систем / За редакцією В.П. Кідиба «Львівська політехніка», 2013, Підручник.

21. Офіційний сайт ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»

22. Офіційна сторінка Української енергетичної біржі (УЕБ).

23. Офіційний сайт ПрАТ «Рівнеобленерго», Розділ тарифи / Зоні тарифи / Каталог лічильників.

24. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою». Затверджено наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства від 15.06.2016 р. № 158.

					НТУУ. 001.7103.038 ПЗ	Арк.
						121
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А

Фактичний Погодинний Обсяг Споживання по групі А який наданий ОСР (кВт)																								
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Числа																								
1	98	112	112	105	119	112	105	112	112	112	112	126	126	133	126	119	98	98	77	49	49	56	77	70
2	98	112	112	105	112	112	105	63	91	119	140	98	105	91	84	112	84	63	56	98	70	63	77	119
3	133	112	91	91	112	119	112	119	112	105	105	119	91	126	98	91	84	91	70	77	98	112	112	126
4	119	119	119	126	119	119	112	105	126	119	119	133	133	126	133	126	119	105	91	98	105	119	112	119
5	119	126	126	119	126	126	119	119	133	140	126	126	140	140	140	126	119	119	105	70	98	105	126	140
6	126	140	140	119	91	105	119	126	133	126	133	119	133	133	133	112	112	119	112	91	98	98	112	126
7	119	112	126	112	119	112	112	105	133	140	140	126	133	140	147	126	119	98	84	77	91	84	98	112
8	105	98	105	105	112	105	112	119	147	140	147	140	119	119	98	98	91	98	91	91	105	126	126	133
9	126	133	147	140	126	140	126	105	112	119	119	119	133	119	126	119	112	105	84	84	105	112	112	112
10	119	119	147	133	140	140	112	105	119	119	133	133	126	147	133	140	126	105	84	77	105	112	119	112
11	112	119	119	112	105	105	112	126	147	133	140	147	133	126	112	105	98	98	77	77	98	98	126	126
12	119	112	126	112	84	91	119	119	126	140	140	126	133	126	133	126	133	112	91	98	98	98	98	112
13	112	112	119	112	112	119	112	112	126	133	126	133	133	147	140	133	133	119	91	77	49	56	63	77
14	77	105	84	105	70	98	105	98	112	105	119	119	112	119	105	112	77	70	63	56	77	63	77	91
15	70	105	112	84	84	105	91	105	98	77	77	70	77	84	84	91	63	56	42	42	35	42	56	91
16	98	105	112	105	105	70	91	112	70	77	91	84	98	133	126	119	70	63	42	56	49	70	42	70
17	84	56	63	63	91	98	98	112	112	119	112	119	119	133	112	112	112	98	49	49	49	56	91	77
18	70	77	119	91	77	77	84	91	84	98	84	91	105	98	112	119	70	77	77	42	84	56	63	77
19	63	98	98	63	70	98	98	91	105	105	112	105	112	112	91	70	63	63	49	42	42	49	56	63
20	63	63	70	70	77	105	98	133	133	112	112	112	126	119	119	98	77	56	77	77	91	70	63	91
21	105	119	98	91	77	112	105	126	112	105	105	105	105	112	77	98	98	63	56	42	70	91	70	84
22	77	112	119	112	105	105	84	98	91	84	98	98	119	105	133	112	77	84	56	56	56	84	56	70
23	105	112	119	112	105	112	98	119	98	112	105	105	112	119	126	112	105	91	98	91	77	56	56	70
24	77	91	98	91	77	98	112	126	119	91	105	91	77	84	91	63	56	70	70	84	56	49	84	91
25	98	70	84	70	105	105	105	119	112	119	126	105	112	126	133	133	119	105	91	84	77	49	49	63
26	56	70	70	84	84	84	112	126	112	112	91	91	105	133	119	126	91	70	77	77	56	63	77	70
27	63	91	63	49	84	70	105	119	126	119	133	126	126	119	133	98	70	63	63	49	42	42	42	49
28	49	49	56	49	56	98	112	119	84	84	91	98	98	126	133	91	70	70	70	56	42	56	42	49
29	70	56	56	56	63	70	105	126	105	112	112	105	105	112	112	91	84	70	63	70	42	56	49	77
30	77	77	84	84	91	105	91	112	112	119	105	126	112	112	119	98	63	63	70	63	84	49	56	77
31	77	77	84	98	98	70	112	119	112	105	98	112	112	112	112	105	70	56	56	56	56	63	77	77
Всього	2884	3059	3178	2968	2996	3185	3283	3486	3514	3493	3563	3500	3570	3717	3661	3381	2863	2618	2282	2156	2261	2296	2450	2821

Рисунок 3.8 Погодинний обсяг споживання певного споживача

Дата	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
01.06.2021	450.00	408.58	400.00	350.00	350.00	400.00	440.58	900.13	970.13	900.13	900.00	930.13	920.13	920.13	900.13	900.13	940.00	1020.00	1899.90	1959.99	2048.23	2048.23	2048.23	1227.00
02.06.2021	840.00	430.58	415.58	408.58	408.58	420.58	880.00	900.13	900.13	878.00	850.00	850.00	850.00	850.00	850.00	850.00	920.13	980.13	1661.00	1899.90	2030.99	2048.23	1974.00	1049.00
03.06.2021	850.00	540.00	405.00	405.00	405.00	530.00	901.00	1490.00	1482.00	950.00	890.00	1120.00	1120.00	1120.00	890.00	890.00	1405.00	1759.99	1680.00	1819.00	1848.97	2048.23	1823.00	1099.90
04.06.2021	845.37	845.37	845.37	835.99	835.99	835.99	850.00	1442.00	1480.00	1480.00	1450.00	1480.00	1480.00	1480.00	1450.00	1480.00	1490.00	1643.00	1570.00	1650.00	1759.99	2045.37	1750.00	1099.90
05.06.2021	860.00	870.00	845.37	839.00	839.00	839.00	848.23	1320.00	1399.66	1450.00	1399.66	1489.00	1450.00	1485.00	1399.66	1450.00	1485.00	1499.00	1678.50	1678.50	1935.99	2048.23	2045.37	1050.00
06.06.2021	850.00	850.00	795.00	748.97	748.97	748.97	795.00	980.00	1129.00	1445.00	1190.00	1445.00	1445.00	1445.00	980.00	1445.00	1445.00	1485.00	1419.00	1475.00	1750.00	2048.23	1759.99	991.00
07.06.2021	814.00	890.95	695.00	600.00	690.00	615.46	892.47	1320.00	1497.47	1658.12	1644.12	1497.47	1497.00	1497.47	1497.00	1497.00	1515.00	1531.00	1747.47	1759.99	1935.99	2048.23	1935.99	1210.00
08.06.2021	925.00	893.90	925.00	854.00	859.00	893.90	893.90	1290.00	1400.97	1488.90	1387.00	1400.97	1377.00	1381.00	1000.14	1392.00	1372.00	1635.00	1536.00	1536.00	1799.90	2048.23	1823.23	1147.00
09.06.2021	920.00	893.90	893.90	820.92	820.92	893.90	924.00	1488.50	1488.50	1484.00	1024.79	1488.50	1498.50	1500.00	1400.97	1498.50	1500.00	1674.00	1678.00	1748.50	1799.90	2045.37	1823.23	1198.00
10.06.2021	881.00	870.92	870.92	721.92	721.92	695.00	895.00	1000.14	1000.14	1400.97	1000.14	1400.97	1024.79	1200.00	1300.00	1400.97	1000.14	1700.00	1745.00	1740.00	1799.90	1890.97	1800.00	1191.00
11.06.2021	879.00	879.00	600.97	600.97	600.97	799.52	893.50	1400.97	1488.50	1470.00	1024.79	1555.00	1488.50	1542.00	1400.97	1488.50	1489.50	1720.00	1740.00	1681.00	1759.99	1848.97	1799.90	1198.00
12.06.2021	918.00	900.00	886.00	770.01	678.52	883.00	839.00	995.00	1362.00	1024.79	999.73	1381.00	1400.00	1024.79	999.73	1400.00	1487.00	1660.00	1680.00	1660.00	1683.00	1800.00	1742.00	1192.00
13.06.2021	885.00	906.00	906.00	906.00	900.00	900.00	906.00	950.97	967.23	960.14	950.97	1442.00	1380.00	1380.00	960.14	1376.00	1380.00	1700.00	1745.00	1759.99	1799.90	1823.23	1799.90	1002.00
14.06.2021	834.00	600.00	513.46	513.46	513.46	800.00	897.94	1170.00	1190.79	1489.90	1190.79	1555.00	1487.94	1555.00	1099.73	1485.98	1487.94	1745.98	1759.99	1799.90	1799.90	1848.97	1823.23	1120.00

Рисунок 3.9 Погодинні ціни купівлі-продажу на травень місяць

Фактичні Погодинні Ціни згідно споживання по групі А (грн)																									
Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Всього
Числа																									
1	88,984	78,4	55,48928	51,26205	58,95736	82,768	93,765	140	172,48	143,36	135,968	148,1584	148,1584	148,295	140,49	139,9273	118,482	152,88	153,23	97,51	97,51	111,44	153,23	85,89	2796,63475
2	107,359	89,6	50,73264	47,56185	50,73264	50,73264	47,56185	31,5	77,805	85,68	96,6	45,57	47,08095	40,495	38,47536	49,84	54,6	50,4	57,64864	120,54	139,3	125,37	153,23	59,5	1717,91557
3	59,34194	49,168	38,55943	38,55943	47,45776	53,09542	49,97216	53,90343	67,2	47,56185	42,945	47,6	36,582	51,534	40,082	37,219	34,61976	70,98	84	152,075	195,02	222,88	222,88	106,974	1850,21018
4	47,6	44,982	44,77375	45,76446	43,22199	44,77375	42,56	41,37	50,4	43,22199	42,245	44,57362	42,97895	40,7169	44,57362	43,8354	43,22199	78,2145	172,9	194,53	215,0642	243,7394	223,4389	146,2439	2024,94418
5	146,013	125,8614	93,744	88,536	93,744	124,488	118,8691	95,795	126,217	99,4	75,6	75,474	83,86	83,86	52,675	45,76446	44,77375	81,991	193,2	137,83	200,1523	215,0642	250,74	169,4714	2823,12352
6	113,4	116,34	77	44,77375	34,23875	87,255	98,889	246,078	260,547	192,15	110,656	99,008	79,667	79,667	79,667	67,2	97,44	221,34	218,736	178,36	200,1523	200,7265	222,88	154,602	3280,7738
7	101,15	61,6	45,76446	40,67952	44,77375	91,616	91,616	147	245,252	144,1216	56	50,4	50,04125	52,675	55,30875	50,4	71,281	117,6	149,52	100,1	171,99	166,236	153,86	118,6192	2377,60453
8	83,895	29,351	29,4	29,4	31,36	31,5	36,1928	41,61787	146,559	84	49,26558	42	35,6405	35,6405	29,351	29,4	27,3	34,3	159,705	139,23	207,795	243,18	243,18	131,67	1950,93325
9	45,36	32,60362	34,839	33,18	29,862	34,3196	30,88764	24,885	33,376	29,631	28,203	27,74485	28,595	25,585	29,3769	28,203	27,664	31,2585	67,2	69,552	88,515	223,4389	94,416	91,616	1190,31199
10	29,66075	22,372	26,46	23,94	25,2	26,32	21,056	18,9	69,615	21,42	21,28	22,61	18,9	22,05	21,28	22,4	31,4055	96,6	58,716	138,6	210	229,4018	237,286	90,16	1505,63301
11	22,7528	21,4081	18,802	17,696	17,64	18,8895	24,60976	176,4	214,62	105,07	56	22,05	19,88882	18,84204	16,8	18,37395	23,83458	132,3	111,573	152,46	200,7265	200,7265	257,3386	154,8464	2023,64869
12	107,1	95,2	93,64446	83,23952	62,42964	77,35	114,24	93,92075	197,82	195,3	132,44	113,4	119,7	113,4	119,7	113,4	119,7	147,84	169,715	196	200,7265	200,7265	200,7265	137,6413	3205,36027
13	91,392	83,23952	85,64787	80,60976	80,60976	88,44199	106,4	142,24	240,66	245,784	240,66	199,5	199,5	220,5	210	199,5	199,5	161,483	162,708	151,305	98,63553	114,3727	120,33	94,479	3617,49815
14	57,22717	74,025	58,044	72,555	48,37	70,08372	95,445	182,77	206,08	187,95	222,53	178,381	167,888	178,381	157,395	167,888	115,423	121,8	114,66	110,6	155,3067	128,4715	153,538	108,29	3133,10207
15	38,0247	54,0897	50,4	37,8	37,8	52,41075	47,29543	127,05	142,1	102,41	101,3104	101,5	114,961	111,7897	121,8	122,85	94,185	85,12	71,862	81,858	68,915	85,22766	110,432	106,197	2067,3884
16	34,3	31,31625	30,59616	28,6839	29,4	19,8947	27,209	53,76	87,78	96,558	81,809	65,69976	70,168	93,11995	90,216	85,204	61,04	63,693	66,78	99,68	91,336	135,5193	78,288	80,36	1602,41102
17	41,853	26,24888	28,35945	28,35945	41,50874	46,37164	89,18	131,6	159,264	197,008	179,69	166,88	174,93	176,715	197,505	163,52	156,9053	127,89	67,228	84,329	94,86351	111,944	176,1751	94,479	2762,80704
18	31,3901	22,96525	33,201	25,389	21,88417	22,96525	72,24	126,49	127,26	181,3	124,32	77,35	117,6	110,25	127,568	120,19	80,36	99,33	97,559	64,26	151,032	109,7594	116,55	94,479	2155,69221
19	15,687	22,02354	21,43554	13,77999	16,0181	22,95258	47,04	138,775	184,275	199,5	213,92	161,28	166,88	166,88	135,59	94,5	95,13	92,61	74,48	77,7	80,22	98	106,4	75,915	2320,99175
20	14,175	13,545	14,6265	14,6265	16,016	22,78185	24,4265	234,08	240,065	198,24	141,12	144,032	157,878	154,7	162,792	124,362	99,869	78,68	141,68	116,655	173,082	136,4279	117,495	108,29	2649,64525
21	86,1	88,68475	67,54258	62,71811	53,06917	90,72	86,1	182,7	168	198,45	178,5	176,2898	156,45	166,88	114,73	146,02	146,02	81,27	105,28	70,56	135,45	177,3563	107,1	98,28	2944,27063
22	46,354	57,792	59,5	56	52,5	52,5	46,2	63,602	87,43462	80,70888	93,002	68,6	77,231	67,2	85,12	72,688	56,21	80,556	72,8	96,32	85,96	156,2392	104,1594	86,0258	1804,7029
23	31,5	22,288	17,6715	15,68	14,7	16,24	19,502	24,47116	34,3	39,2	36,75	31,29	28	29,155	31,5	28	36,75	36,4	58,83724	64,51354	61,446	62,91712	45,1276	86,0258	872,26496
24	22,715	17,745	17,052	13,559	11,165	17,836	66,08	57,96	83,895	73,255	74,025	45,045	23,023	41,58	45,045	31,185	33,6	42	55,3	78,96	58,8	90,16	96,6	104,65	1201,235
25	57,82	41,3	47,88	39,9	59,85	59,85	62,475	204,68	192,64	207,06	216,72	180,6	173,6	195,3	192,717	206,15	172,431	180,6	158,34	76,356	134,6707	89,33827	85,69953	77,42322	3113,40071
26	31,92	39,9	34,93	41,916	41,916	47,04	66,08	188,874	192,64	192,64	156,52	155,883	176,4987	223,565	196,35	210,5397	154,609	120,4	133,595	133,595	97,94232	115,6674	134,6707	84	2971,6918
27	12,222	16,289	10,91223	8,48729	14,54964	12,53	20,37	71,4	106,47	83,3	66,5	74,97	50,4	47,6	53,21596	39,2	24,5	22,05	40,887	68,11	73,45674	76,57566	73,91958	49	1116,9151
28	7,35	7,35	8,12	7,105	7,784	14,602	18,368	124,474	90,72	140,28	31,85	34,3	34,3	44,1	46,55	40,859	30,6684	61,25	63,56	91,84	73,91958	102,8154	73,91958	48,902	1204,987
29	9,45	6,888	5,88	5,6	6,3	7	12,915	18,9	83,895	97,328	27,44	15,75	15,75	16,8	16,8	15,47	12,6	45,5	47,88	89,6	60,816	97,94232	70,315	70,609	857,42832
30	7,7	6,70978	6,972	6,972	7,553	8,715	7,189	10,64	47,0512	49,9919	10,2375	12,285	10,64	10,92	11,6025	9,555	6,1425	14,94864	69,3	98,595	131,712	85,69953	78,512	58,597	768,24055
31	6,622	5,43543	5,628	6,566	6,566	5,2759	10,58064	25,59452	77,28	30,02685	21,07784	24,08896	23,52	23,52	24,08896	24,2886	16,1924	16,01432	97,38232	98,55944	129,0385	114,7009	125,748	76,692	994,48755

Рисунок 3.10 Фактичні погодинні ціни споживання по групі «А»