

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувач кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«__» _____ 2023 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Оптимізація енергетичних процесів в мікромережі із змінним у
часі навантаженням»

Виконав:

студент 4 курсу, групи ОЕ-91

Казьмірук Георгій Сергійович _____

Керівник:

професор Навчально-наукового інституту енергозбереження та

енергоменеджменту, д.т.н., Денисюк Сергій Петрович _____

Консультанти:

Охорона праці та пожежна безпека

(назва розділу)

д.т.н., проф.Третьякова Л.Д.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Нормоконтроль

(назва розділу)

к.т.н., доц. Черкашина Г.І.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент

_____ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

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

Студент (-ка) _____

Київ – 2023 року

		Арк.			0423.036.ПЗ
Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

**Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка Освітня програма: Системи забезпечення споживачів
електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувач кафедри

_____Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«_»_____2023 р.

**ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт**

студенту

Казьміруку Георгію Сергійовичу

Тема проєкту «Оптимізація енергетичних процесів в мікромережі із змінним у часі навантаженням»,

керівник проєкту професор кафедри електропостачання, Навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту, д.т.н., професор Денисюк Сергій Петрович, затверджені наказом поуніверситету від «31» травня 2023 р. №2097-с

2. Термін подання студентом проєкту “ 16” червня 2023 р.

3. Вихідні дані до проєкту: Схема електропостачання, дані про навантаження промислового цеху, тип та довжини кабельних ліній.

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проєкту

студентом Казьміруком Г.С.

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
	Розрахунок електричної частини	10.05.- 15.05.23	
	Розрахунок релейної частини	14.05- 18.05.23	
	Розрахунок токів короткого замикання	18.05- 21.05.23	
	Особливості оптимізації системи Microgrid із змінним у часі навантаженням	21.05- 01.06.23	
	Розрахунок частини охорони праці та пожежної безпеки	01.06 - 10.06.23	
	Підготовка графічного матеріалу	10.06.- 13.06.23	
	Захист дипломного проєкту	20.06.23	

Арк.

0423.036.ПЗ

Змн.

№ докум.

Підпис

Дата

РЕФЕРАТ

Дипломна проєкт на тему «Оптимізація енергетичних процесів в мікромережі із змінним у часі навантаженням».

Пояснювальна записка містить 152 сторінки, має 62 рисунки, 26 таблиць, 35 бібліотичних найменувань за переліком посилань та 4 креслення.

Під час виконання дипломного проєкту було розраховане навантаження цеху промислового підприємства, визначені його параметри та інші характеристики. Також було обрано живлячу мережу вище та нижче 1 кВ, силові трансформатори напруги та трансформатори струму, апарати захисту та автоматика. Було розраховано струми короткого замикання на високих та низьких напругах. Також, створені креслення мережі живлення та локальної мережі підприємства цеху.

У якості спец питання було розглянута оптимізація енергетичних процесів в мікромережі із змінним у часі навантаженням, яка складається з 2-ох генераторів обмеженої потужності одне навантаження, яке є змінним у часі.

Ключові слова: СХЕМА, MICROGRID, ПОСТІЙНИЙ СТРУМ, СХЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, МІКРОСИСТЕМА, ЕЛЕКТРОМЕРЕЖА.

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

REPORT

Diploma work on the topic "Optimization of energy processes in a microgrid with time-varying load", the project consists of 152 pages, has 62 figures, 26 tables 35 bibliographic names according to the list of references and 4 drawings. During the implementation of the diploma project, the load of the workshop of the industrial enterprise was calculated, its parameters and other characteristics were determined. The supply network above and below 1 kV, power voltage transformers and current transformers, protection devices and automation were also selected. Short-circuit currents at high and low voltages were calculated. Also, drawings of the power supply network and local network of the workshop enterprise were created.

As a special issue, a scheme consisting of 2 generators of limited power and one load, which is variable in time, was considered.

Keywords: SCHEME, MICROGRID, DIRECT CURRENT, ELECTRICAL SUPPLY SCHEME, MICROSYSTEM, ELECTRICAL NETWORK.

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ MICROGRID В СИСТЕМАХ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ.....	12
1.1 Особливості використання постійного струму систем розподільних мереж та локальних електричних систем (Microgrid) постійного струму.....	12
1.2. Порівняння змінного і постійного струмів.....	17
1.3 Аналіз перспектив переведення споживача на постійний струм.....	22
1.4 Локальна система енергозабезпечення Microgrid.....	23
2. РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ, ЯКИЙ ВХОДИТЬ ДО СКЛАДУ ВЕЛИКОГО МІСТА.....	37
2.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування.....	37
2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху промислового підприємства.....	38
2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності.....	39
2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проектування.....	47
2.5 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж.....	51
2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі.....	88
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання.....	89
2.8. Релейний захист та автоматика (РЗА).....	113
2.9 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проектування.....	117
2.10 Економічні характеристики проекту.....	118
3. ОСОБЛИВОСТІ ОПТИМІЗАЦІЇ СИСТЕМИ MICROGRID ІЗ ЗМІННИМ У ЧАСІ НАВАНТАЖЕННЯМ.....	121
3.1. Опис системи Microgrid на постійному струмі.....	121
3.2 Модель локальної системи постійного струму «два генератори одне навантаження».....	122
3.3 Перспективи застосування Microgrid постійного струму.....	130

Арк.

0423.036.ПЗ

Змн.

№ докум.

Підпис

Дата

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС МОНТАЖУ АКТИВНОГО ФІЛЬТРУ В СИСТЕМІ MICROGRID.....	135
4.1 Загальна характеристика об'єкта.....	135
4.2 Перелік робіт та склад бригади.....	136
4.3 Аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників.....	137
4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників...	138
4.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт в енергоустановках.....	139
4.6 Заходи пожежної безпеки.....	142
4.7 Засоби орієнтації та сигналізації.....	143
ВИСНОВКИ.....	149
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	150

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Актуальність теми: Розробка Microgrid – це не стільки створення проєктів, скільки вирішення проблем клієнтів і допомога їм зрозуміти, яке рішення необхідно. Розвиток Microgrid зводиться до того, щоб мати привабливий проєкт та оптимізувати капітальні витрати, маючи гнучкі, але стандартизовані моделі фінансування. Ми повинні забезпечити стандартизовані та масштабовані рішення, мати гнучкість, вбудовану в цю стандартизацію, оскільки потреби кожного клієнта різні, і важливо адаптувати об'єкт стандартизованим способом.

Метою дипломного проєкту є дослідження системи Microgrid та енергетичних процесів в мікромережі із змінним у часі навантаженням.

Об'єктом дипломного проєкту є район у складі якого є локальні системи енергозабезпечення постійного струму.

Основні задачі дипломного проєкту:

- 1) Дослідження процесів локальних систем Microgrid.
- 2) Дослідження процесів в системі постійного струму два генератора – одне навантаження.
- 3) Дослідження оптимальних режимів роботи локальних систем змінного струму.
- 4) Аналіз стійкості Microgrid при зміні параметрів елементів системи.
- 5) Оцінка ефективності роботи Microgrid при зміні параметрів елементів системи та при змінному у часі навантаженні.

Ефективна робота Microgrid неможлива без широкого використання інформаційної та силової електроніки. Якщо інформаційна електроніка дає змогу зв'язати енергетичну структуру з комунікаційними інфраструктурами та створити інформаційну платформу на основі обробки складних подій із можливістю масштабування та гнучкого керування з використанням багатопотокових обчислень, то СЕ забезпечує ефективне динамічне двостороннє керування енергетичними потоками, створюючи можливість «цифрової» електроенергетики.

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

Мікромережа поєднує виробництво та споживання електроенергії. На відміну від електричної мережі, яка виробляє електроенергію у централізованій енергетичній установі, а потім розподіляє її по сотнях кілометрів ліній електропередач, мікромережа виробляє електроенергію на місці. Для вироблення електроенергії мікромережі зазвичай використовують деякі поєднання резервних дизельних генераторів і відновлюваних джерел енергії, наприклад сонячних батарей. Мікромережі можуть використовувати акумуляторні системи для зберігання електроенергії та її використання під час відключення електроенергії або коли мережа потребує викиду напруги.

Розвиток локальних енергосистем Microgrid отримує все більшу підтримку на державному рівні. У США, наприклад, у 2014 році Міністерством енергетики було видано документ «The Advanced Microgrid. Integration and Interoperability», який встановив найвищий пріоритет для розвитку досліджень у галузі Microgrid. В цьому документі було визначено, що комерційні проекти в цій області повинні сприяти зниженню шкідливих викидів не менше ніж на 20% та збільшенню енергоефективності не менше ніж на 20%. Дорожня карта, визначена в цьому документі, передбачає перехід до застосування динамічних Microgrid до 2025 року та поєднання питань впровадження Smart Grid, стандартів, протоколів, зниження витрат, безпеки та інших завдань [1].

Існує кілька причин, які виправдовують проведення нових досліджень в галузі Microgrid:

- 1) Розвиток інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ) сприяє розширенню можливостей управління та координації Microgrid.
- 2) Поширення джерел розосередженої генерації (ДРГ), зокрема відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), сприяє формуванню різноманітних локальних систем енергозабезпечення.
- 3) Розвиток енергетичних кооперативів, агрегаторів навантажень та генераторів електроенергії разом з активними споживачами (prosumer) вносять нові вимоги до систем Microgrid.

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 4) Урізноманітнення навантажень та збільшення ефективності технологій перетворення та накопичення електроенергії ставлять нові виклики перед дослідниками у галузі Microgrid.
- 5) Формування нових ринкових механізмів та бізнес-процесів з врахуванням концепції Smart Grid, яка орієнтована на задоволення потреб клієнтів.
- 6) На сьогодні вдосконалені Microgrid мають певні характеристики, такі як обмежена територія, підключення до централізованої електромережі в одній точці, здатність до автономної роботи та синхронізації з мережею, системи керування споживанням та обміну енергією, а також двосторонній обмін енергією та інформацією в реальному часі. Розвиток нових досліджень в галузі Microgrid сприятиме подальшому впровадженню цих характеристик та покращенню функціональності таких систем енергозабезпечення [2].

		Арк.							
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата					

0423.036.ПЗ

1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ MICROGRID В СИСТЕМАХ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

1.1 Особливості використання постійного струму систем розподільних мереж та локальних електричних систем (Microgrid) постійного струму

За оцінками аналітиків PWC (PricewaterhouseCoopers) в найближчі 25 років різні гравці енергетичного ринку, включаючи кінцевих споживачів, зможуть за рахунок застосування постійного струму знизити свої витрати на електроенергію – як за рахунок капітальних, так і за рахунок операційних витрат – на 30%. Вони бачать чотири основні драйвери попиту на перехід до постійного струму:

1) Істотне зростання частки пристроїв, що працюють на постійному струмі, як серед генеруючого, так і серед населення, що споживає обладнання.

2) Потреби мережевої інфраструктури в технологіях для безшовної зарядки електромобілів і передачі великих потужностей на великі відстані.

3) Швидкий розвиток технологій і поліпшення техніко-економічних показників перетворювальної техніки, яка використовується в системах і мережах на постійному струмі.

4) Появою галузевих і державних стандартів електропостачання на постійному струмі, наприклад, запропонованого EMerge Alliance в США.

Варіант архітектури розподільних мереж мікрорайону на постійному струмі і оцінки її порівняльної ефективності є у рамках архітектурного проекту IDEA [1].

Традиційна схема на змінному струмі починається з введення в розподільну підстанцію середньої напруги (20 або 10 кВ). До ліній розподільної підстанції підключені понижуючі трансформаторні підстанції, що складаються з двох трансформаторів (основного і резервного) зі зниженням напруги 20 / 0,4 кВ або 10 / 0,4 кВ. На кожну з ліній 0,4 кВ, що йдуть від цих трансформаторів, підключені будинки, які живляться за двома вводами, один з яких резервний. На

		Арк.							
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата					

0423.036.ПЗ

одну трансформаторну підстанцію може припадати поєднана навантаження від 400 кВт до 1 000 кВт, тобто приблизно 10–15 таунхаусів [3].

В мережах постійної напруги не потрібна синхронізація та контроль фазової стійкості при генерації електроенергії, а також підтримка високого коефіцієнта потужності при споживанні. Істотно зменшується ймовірність аварійних ситуацій, аналогічних аварії, що сталася в енергомережах північного сходу Індії у липні 2012 року, яка сталася через неузгодженість роботи різних джерел [4].

У сучасних вітрогенераторах швидкість обертання змінюється із силою вітру. При цьому генерована енергія дворазово перетворюється (AC/DC/AC) на конвертерах з проміжною ланкою постійного струму для забезпечення узгодження зі змінною напругою. Для роботи на мережу постійної напруги в перетворювачах потрібно лише AC/DC-перетворення, що зменшує їх вагогабаритні характеристики та підвищує надійність. Керування джерелами на сонячних батареях та резервними накопичувачами в інтелектуальних мережах також спрощується [5].

Таку мережу постійної напруги з великою кількістю керованих генераторів та накопичувачів електроенергії можна буде з повною підставою називати інтелектуальною мережею (Direct Current Smart Grid, DCSG). А ще недавно основною (і часто єдиною) функцією інтелектуальних мереж вважалося дистанційне опитування лічильників електроенергії (Smart Metering) з метою забезпечення контролю споживання енергії та автоматизації виписування рахунків [6].

DCSG може надати як постачальнику електроенергії, так і споживачеві низку послуг, які реалізуються суттєво простіше (а отже, дешевше та надійніше), ніж у AC-мережах, а саме:

1) Управління розподіленою генерацією електроенергії з демпфуванням за допомогою накопичувачів коливань генерованої та споживаної потужності.

		Арк.		
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата

2) Взаємодія з мережею вищого рівня та з споживачами електроенергії з контролю споживання та генерації електроенергії, у тому числі управління продажем та купівлею електроенергії з можливістю автоматичної перебудови під гнучкі та змінні тарифи.

3) Адаптивне керування при аваріях та перебоях в електропостачанні з контрольованим відключенням частини споживачів та підключенням резервного енергопостачання від накопичувачів електроенергії для найважливіших споживачів.

4) Керування навантаженням із оптимізацією плати за електроенергію.

З кінця 1970-х у Німеччині набула розвитку концепція «демократизації» енергосистем. За останні роки під егідою Німецької конфедерації кооперативів (German Cooperative and Raiffeisen Confederation) у рамках цієї концепції було створено понад 500 енергетичних кооперативів, які вільно розпоряджаються енергоресурсами, що генеруються, у тому числі забезпечують постачання електроенергії в мережу. У руках індивідуальних виробників та фермерів Німеччини зосереджено понад 50% джерел відновлюваної енергії (в основному сонячні електростанції та вітрогенератори вздовж узбережжя Північного моря). Нині ці джерела підтримують електропостачання понад 160 тис. домогосподарств. Аналогічні кооперативи існують у Данії, Голландії та інших країнах Євросоюзу. Очевидно, що при демократизації ринку електроенергії подальше просування цієї концепції в мережах змінної трифазної напруги може викликати певні складнощі, які відсутні в мережах DCSG [7].

При цьому необхідно враховувати, що реалізація DCSG вимагає вирішення двох важливих питань: створення технологій DC перетворення електроенергії підвищеної надійності та забезпечення інформаційної безпеки [6].

Сьогодні з широким впровадженням електронної пускорегулюючої апаратури (ЕПРА), яка прийшла на зміну схемам з ІЗП та дроселями, існує можливість переходу на DC-живлення. Поява високоефективних джерел білого

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

світла – над яскравих синіх світлодіодів з ефективним жовтим люмінофором (Shuji Nakamura, 1993 р.), і їхній швидкий розвиток надало додаткові аргументи для такого переходу [8].

В рамках DC LSG запропоновано створення технологічної DC-платформи інтелектуальної мережі освітлення з використанням як існуючих, так і перспективних енергоефективних джерел світла, включаючи ЛВД (у тому числі безконтактні металогалогенні та сірчані) та світлодіоди. Проведені розрахунки та дослідження показують, що реалізація проекту DC LSG покращить низку важливих характеристик мереж освітлення традиційного виконання, у тому числі: 1) До двох разів і більше може бути зменшено споживання електроенергії під час управління яскравістю світильників сучасними ЕПРА та світлодіодними драйверами (так зване димування).

2) Забезпечено високу стабільність керованого світлового потоку, у тому числі при змінах напруги в мережі.

3) Знижено вартість та підвищено надійність керованих світильників.

4) Збільшено більш ніж удвічі термін служби ламп.

5) Можуть бути повністю усунені пускові струми мережі освітлення, що перевищують значення номінального струму в ~2 рази (це типове значення для звичайних світильників з ЛВС).

6) Зменшено переріз проводів та витрати на прокладку мереж.

7) Забезпечено оперативну діагностику світильників, включаючи передвідмовний контроль.

8) Підвищено ефективність управління та збільшено надійність та живучість DC LSG за рахунок використання сучасних мережевих технологій, у

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

тому числі технологій зв'язку з силовою мережі (Power Line Communication, PLC) та спеціалізованої міської mesh-мережі.

9) Збільшено найважливіший звітний показник організацій, що експлуатують міське освітлення – так званий відсоток горіння, який може бути максимально наближений до 100% (при типовому сучасному значенні 95%) [10].

Слід зазначити, що отримання диспетчерською службою експлуатуючого підприємства оперативної діагностики, включаючи фіксацію об'єктивного значення «відсотка горіння» та попередню діагностику, стане найважливішим інструментом з управління ремонтно-відновлювальними роботами [9].

У техніко-економічному обґрунтуванні DC LSG показано її перевагу за інтегральним економічним критерієм у порівнянні з деякими іншими енергозберігаючими технологіями міського освітлення. У той же час створення DC LSG ставить перед силовою електронікою нові завдання, наприклад, щодо розширення номенклатури та покращення характеристик MOSFET-транзисторів у діапазоні середньої напруги 300–400 В для розробки більш досконалих ЕПРА та драйверів світлодіодів[4].

Цілком логічним буде і перегляд концепції аварійного освітлення, функцію якого в багатьох випадках може взяти на себе модифікована DC LSG, для чого її склад необхідно включити накопичувач (акумулятор).

Таким чином, потрібно констатувати, що розвиток керуючої та силової електроніки призвело до досить парадоксальної ситуації, що полягає в тому, що електроживлення мереж зовнішнього освітлення від чотирипровідних мереж трифазної змінної напруги, яке вважалося «природним» і єдиним можливим протягом 100 років, визнається нераціональним і неефективним. У рамках концепції DC LSG передбачається повернення до більш енергоефективних та зручних біполярних мереж постійної напруги, винайдених наприкінці XIX століття [10].

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2. Порівняння змінного і постійного струмів

Схема, наведена на рис. 1.1 має чималий набір переваг в порівнянні з електропостачанням на змінному струмі (рис. 1.2) і хорошим потенціалом ефективності:

– за рахунок більш ніж дворазового збільшення напруги розподільної мережі (880 В на постійному струмі проти 380 В на змінному) зменшується перетин ліній розподільчої мережі мікрорайону і збільшується їхня робоча довжина

– підстанції 20 / 0,88 кВ можуть влаштовуватися як однострансформаторні з достатнім рівнем надійності

– істотно знижується необхідний обсяг кабельної продукції

– скорочується розмір відчужуваної території під будівництво мережевих підстанцій та розподільчої мережі

– виключаються проблеми з якістю електроенергії, рівнем напруги, гармонійним складом струму і реактивної потужності

– скорочуються технічні втрати електроенергії

– забезпечується проста інтеграція систем накопичення енергії і мікрогенерації, в тому числі на поновлюваних джерелах енергії.

В рамках системи електропостачання на постійному струмі пропонується знизити розрахункову потрібну потужність приймачів і тим самим зменшити потужність технологічного приєднання з урахуванням наступних факторів:

– зниження технічних втрат активної потужності до рівня 3–4%

– зниження потреби в приєднаній потужності за рахунок передачі тільки активної потужності

– реалізації інтелектуальних алгоритмів управління навантаженням, що працюють в DC / DC-перетворювачів в квартирах, що не допускають одночасного включення на повну потужність великого числа споживають пристроїв [11].

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

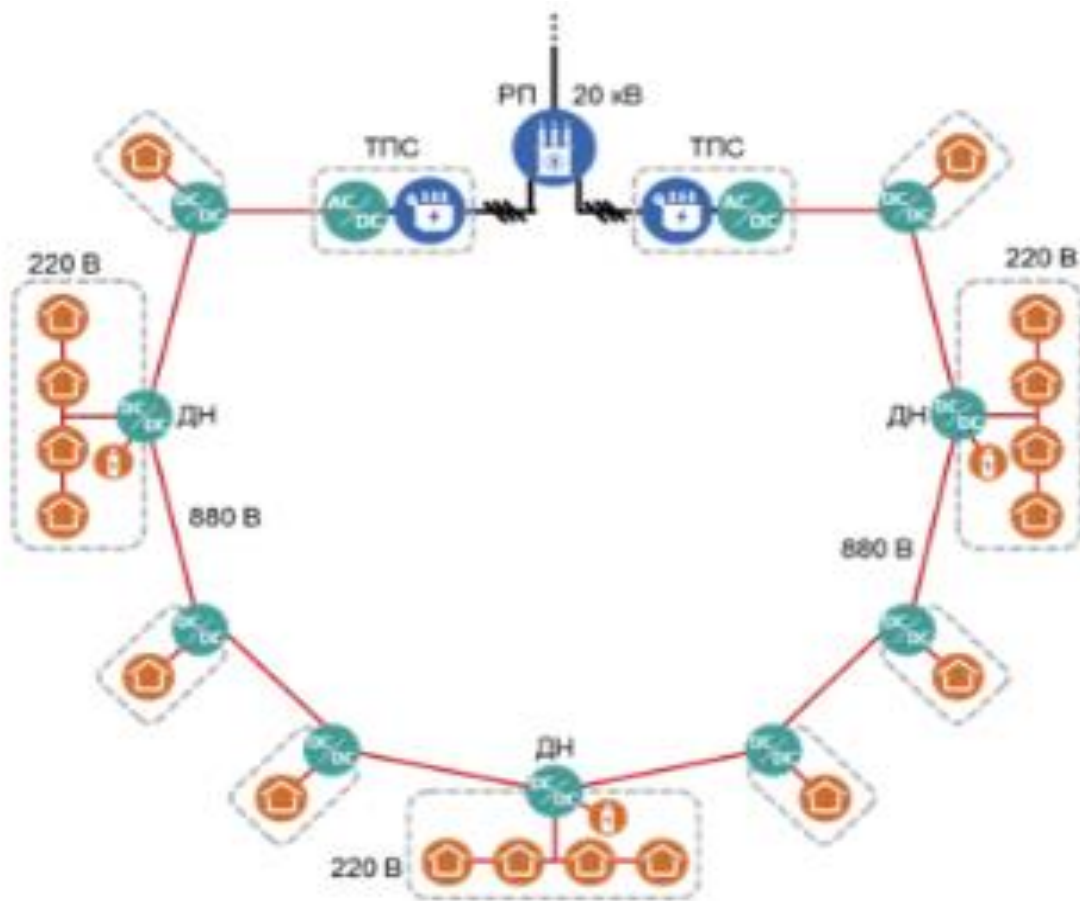


Рисунок 1.1 - Енергопостачання мікрорайону на постійному струмі

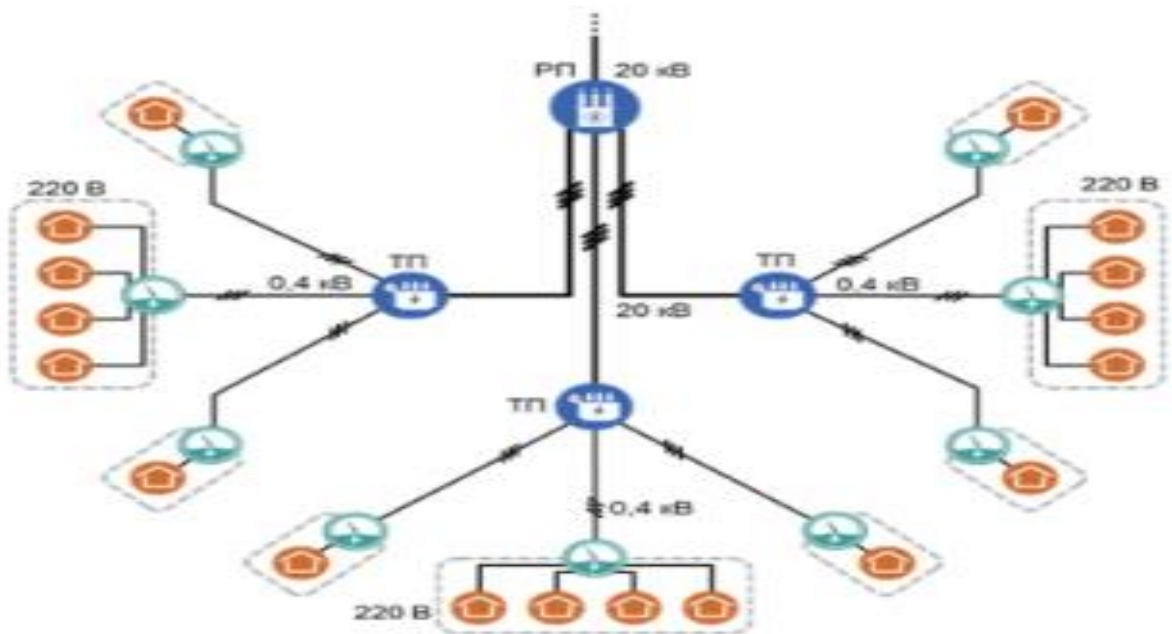


Рисунок 1.2 - Енергопостачання мікрорайону на змінному струмі

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

Переваги постійного струму (DC):

- 1) Постійний струм простіше застосовувати в електричних приладах, що потребують стабільної напруги, оскільки не має зміни напруги з часом.
- 2) Постійний струм менш шкідливий для електроніки, оскільки не викликає перепадів напруги, що можуть пошкодити електронні компоненти.
- 3) Більш ефективний для зарядки акумуляторів, оскільки акумулятори зазвичай заряджаються за допомогою постійного струму.

Недоліки постійного струму (DC):

- 1) Важко передавати постійний струм на великі відстані, тому для передачі енергії він не є ефективним.
- 2) Для зміни напруги потрібні складні пристрої.

Переваги змінного струму (AC):

- 1) Змінний струм легко передавати на великі відстані, що робить його більш ефективним для передачі електричної енергії.
- 2) Змінний струм дозволяє легко змінювати напругу та частоту струму за допомогою трансформаторів та інших пристроїв.
- 3) Використання змінного струму дозволяє забезпечити різні режими роботи для різних електричних приладів.

Недоліки змінного струму (AC):

- 1) Змінний струм може викликати перешкоди в електронних приладах, які вимагають стабільної напруги, тому потребують додаткових пристроїв для стабілізації напруги.
- 2) Використання змінного струму може бути менш ефективним для зарядки акумуляторів, оскільки може викликати перепади напруги, що можуть пошкодити акумулятори [12].

Мікромережа постійного струму зображена на рис. 1.3. Відмова від застосування силових перетворювачів при інтеграції РІЕ в мікромережу постійного струму дозволяє виключити втрати електроенергії на її перетворення обсягом 10–25% [13].

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

Превагами мікромереж постійного струму є менші витрати на їх спорудження, проста структура, просте регулювання напруги (усі РІЕ інтегруються до мережі через інвертори/конвертери), відсутність реактивної потужності, менші втрати електроенергії, а також відсутність необхідності реалізації алгоритму синхронізації в САУ мікромережі. Підтримка потрібних показників якості електроенергії реалізується незалежно від режимів роботи розподільчої мережі за рахунок гальванічної розв'язки Двонаправлений сполучний інвертор забезпечує передачу потужності з розподільної мережі в мікромережу постійного струму та назад [4]. Перехід мікромережі постійного струму до острівної режим при обуреннях у розподільчій мережі відбувається при відхиленнях напруги в мережі постійного струму більш ніж $\pm 10\%$, а також пульсаціях більше $\pm 5\%$ [14].

Недоліками мікромереж постійного струму є: необхідність спорудження мереж постійного струму, складність реалізації функцій захисту через відсутність стандартів та практичного досвіду [6]. Крім того, потрібні спеціальні автоматичні вимикачі постійного струму на великі величини струмів КЗ, неможливість інтеграції електродвигунів без застосування інверторів, зниження надійності електропостачання споживачів мікромережі через наявність загального двонаправленого сполучного інвертора [12].

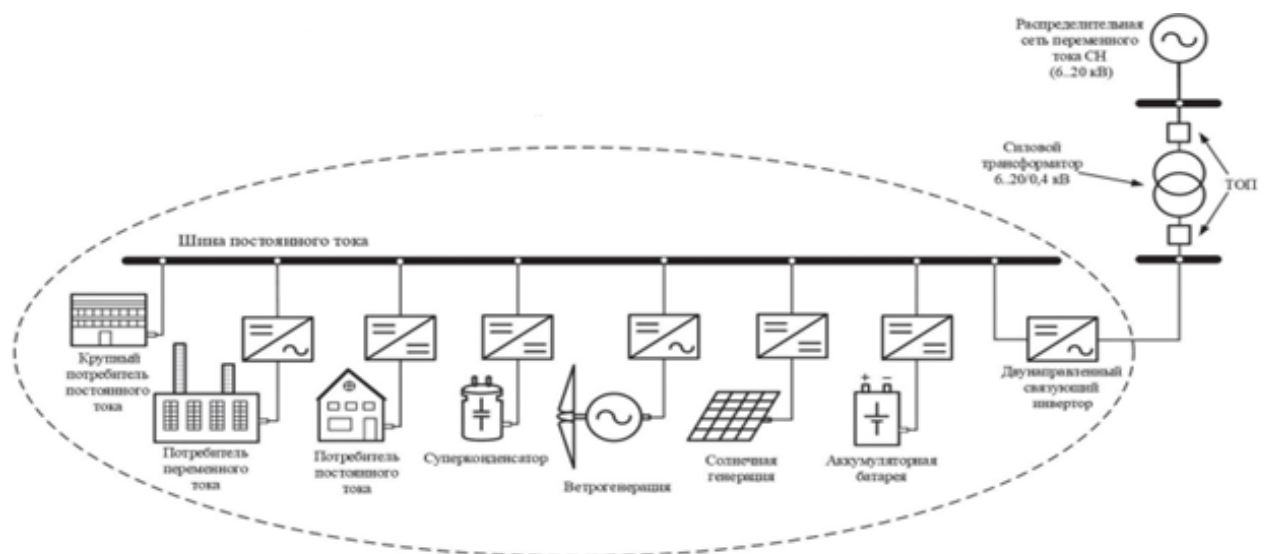


Рисунок 1.3 - Приклад реалізації мікромережі постійного струму

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

Мікромережа змінного струму. Наявність існуючих мереж змінного струму дозволяє значно спростити процес створення мікромереж на їх основі (рис. 1.4). Масове застосування отримала структура мікромережі, запропонована CERTS Microgrid Concept, що передбачає перехід в острівний режим зі збереженням живлення електроприймачів [15]. При цьому головний автоматичний вимикач приєднується до шини низької напруги підстанції, а всі РІЕ підключаються до мікромережі через інвертори. У складі мікромережі є три фідери: фідер 1 і фідер 2 містять критичне навантаження, а фідер 3 – некритичну. Традиційні автоматичні вимикачі дозволяють змінювати конфігурацію мікромережі для підтримки балансу активної та реактивної потужності. Статичний перемикач керує режимом роботи мікромережі з розподільчою мережею, забезпечуючи перехід у острівний режим і назад. Критеріями переходу в острівний режим є відхилення частоти на $\pm 0,2$ Гц та напруги на $\pm 5\%$, і навіть перевантаження ЛЕП струмом на 30% [16]. У острівному режимі критичні навантаження живляться від РІЕ, а некритичні – від зовнішньої розподільної мережі. Паралельна робота мікромережі з розподільчою мережею полегшує режими роботи РІЕ при накидах/скидах навантаження. До недоліків мікромережі змінного струму слід віднести наявність великої кількості інверторів, що знижує її надійність та ефективність. Відомі технічні рішення підвищення надійності інверторів, проте вони впроваджуються не повсюдно [9].

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

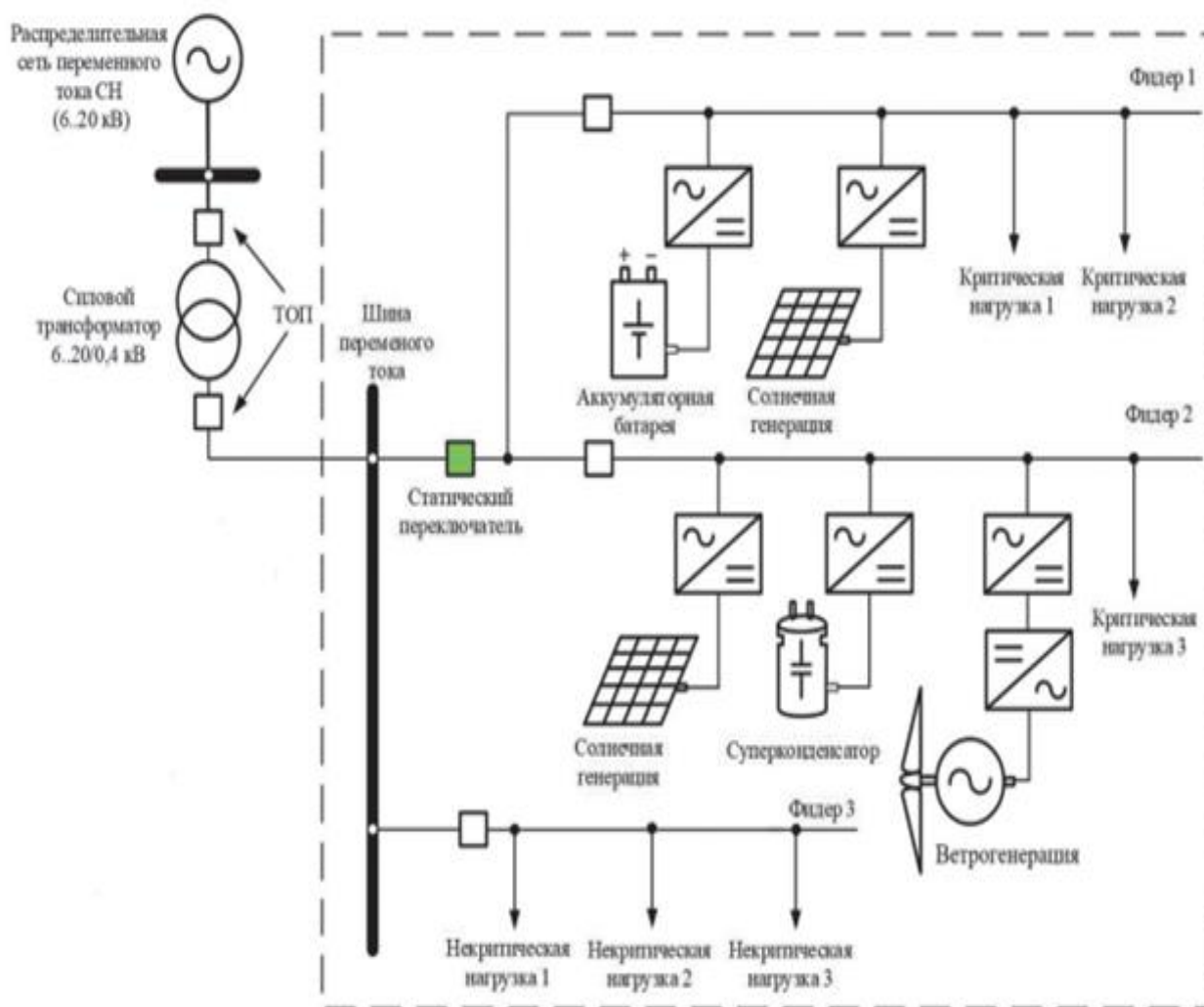


Рисунок 1.4 - Приклад реалізації мікромережі змінного струму

1.3 Аналіз перспектив переведення споживача на постійний струм

Сьогодні для забезпечення підвищення енергоефективності все частіше пропонуються проекти мікромереж постійної напруги всередині будівлі (або декількох будівель) і на локальній території. На вході таких мереж встановлено високоефективний перетворювач, що перетворює змінну напругу розподільних ліній в постійне [17].

Сучасні локальні мережі постійної напруги мають ряд переваг, серед яких необхідно відзначити наступні:

- загальне перетворення з змінної напруги в постійне для всіх навантажень зменшує втрати на 10–20%

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

– ефективне інтегрування поновлюваних джерел електроенергії, що є також джерелами постійної напруги (сонячні батареї, невеликі вітряні турбіни, паливні елементи і ін.)

– просте узгодження перерахованих джерел постійної напруги, що не вимагають взаємної синхронізації

– ефективне управління графіками навантаження (включаючи накопичення електричної енергії в періоди надлишкової генерації і видачу в періоди дефіциту)

– підвищена електробезпека мереж постійного струму.

Керований електропривід. Постійна напруга широко застосовується для забезпечення ефективного регулювання швидкості електродвигунів. Поєднання інвертор плюс асинхронний (або вентильний) електродвигун в найближчому майбутньому буде все більше тіснити традиційні типи приводів. Для такого інверторного приводу харчування постійною напругою є природним і найбільш ефективним [18].

Побутова електротехніка і електроніка. Практично вся сучасна побутова техніка харчується змінною напругою. Однак майже в кожному сучасному електроприладі відбувається перетворення змінного вхідного напруги в постійне. І саме останнє використовується електронними схемами [19].

Передача електроенергії струмом постійної напруги несе ряд переваг: при передачі на постійному струмі поняття «реактивна потужність» відсутня взагалі, провідник використовується на всі 100% активної потужності [20].

1.4 Локальна система енергозабезпечення Microgrid

Мікромережа (Microgrid) - це невелика інтелектуальна електромережа, що з'єднує генератори споживачів на місцевому рівні і забезпечує безпечне та ефективне електропостачання. Мікромережі являють собою найменшу одиницю інтелектуальної мережі, вони є самодостатніми та децентралізованими. Енергія, яку вони виробляють, знаходиться поблизу місця її споживання і постачається споживачу з мінімальними втратами. Мікромережі містять генератори

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

обмеженої потужності, накопичувачі електроенергії різноманітного функціонального призначення та споживач. Мікромережі спроможні забезпечувати постійний енергетичний баланс, за допомогою якого стабілізується постачання [21].

До найбільш широко використовуваних пристроїв СЕ при побудові систем Microgrid можна віднести:

- стандартну передачу енергії постійним струмом
- передачу енергії постійним струмом на основі інвертора напруги; технології FACTS та FACDS, у т.ч. СТАКОМ (статичний компенсатор)
- статичні тиристорні компенсатори; уніфіковані контролери потоку енергії
- інвертори напруги та струму, в т.ч. багаторівневі
- потужні випрямлячі з регулюванням вихідного сигналу
- перетворювачі частоти, електропривід; напівпровідникові ізолюючі пристрої
- комутатори та переривачі; вставки постійного струму; активні фільтри (компенсатори) спотворень
- системи симетрування та стабілізації напруги.

Система Microgrid включає в себе частину електричної системи розосередженої генерації, яка знаходиться нижче від розподільної підстанції та містить у собі велику кількість активних споживачів і різні типи кінцевих споживачів електроенергії та / або тепла [22].

Узагальнену структуру Microgrid представлено на рисунку 1.5, яка зазвичай працює у підключеному до централізованої мережі режимі через підстанцію та трансформатор. Особливістю такої системи є можливість роботи в автономному режимі, без підключення до мережі, хоча при цьому часто виникає проблема плавного переходу від мережі до джерел РГ. Для зменшення впливу перехідного процесу використовують пристрої на базі СЕ, які мають забезпечити сумісність між різними джерелами РГ, акумуляторами електроенергії та різними типами навантажень [23]. На рисунку зображено 1.6 - етапи еволюції Microgrid.

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

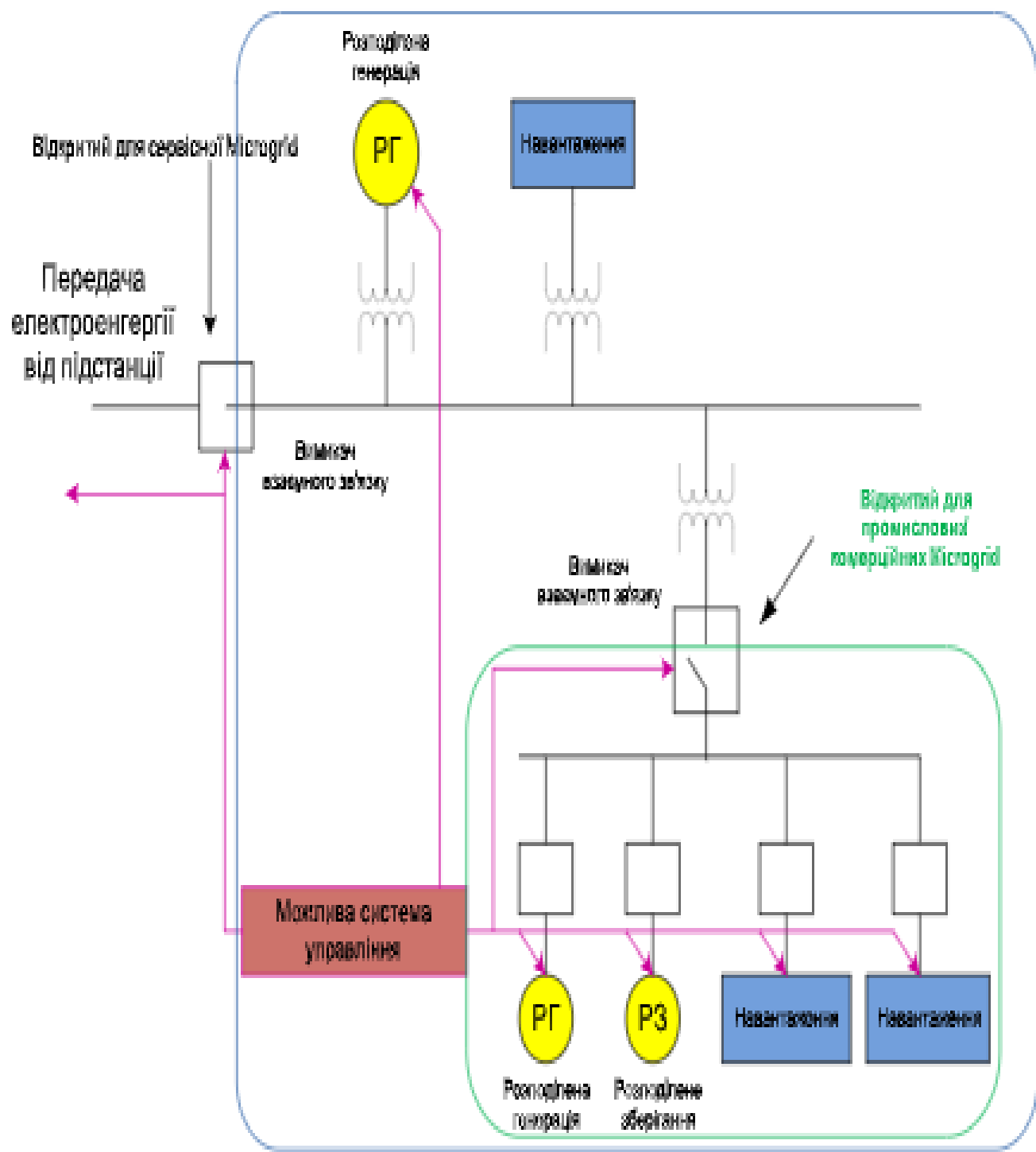
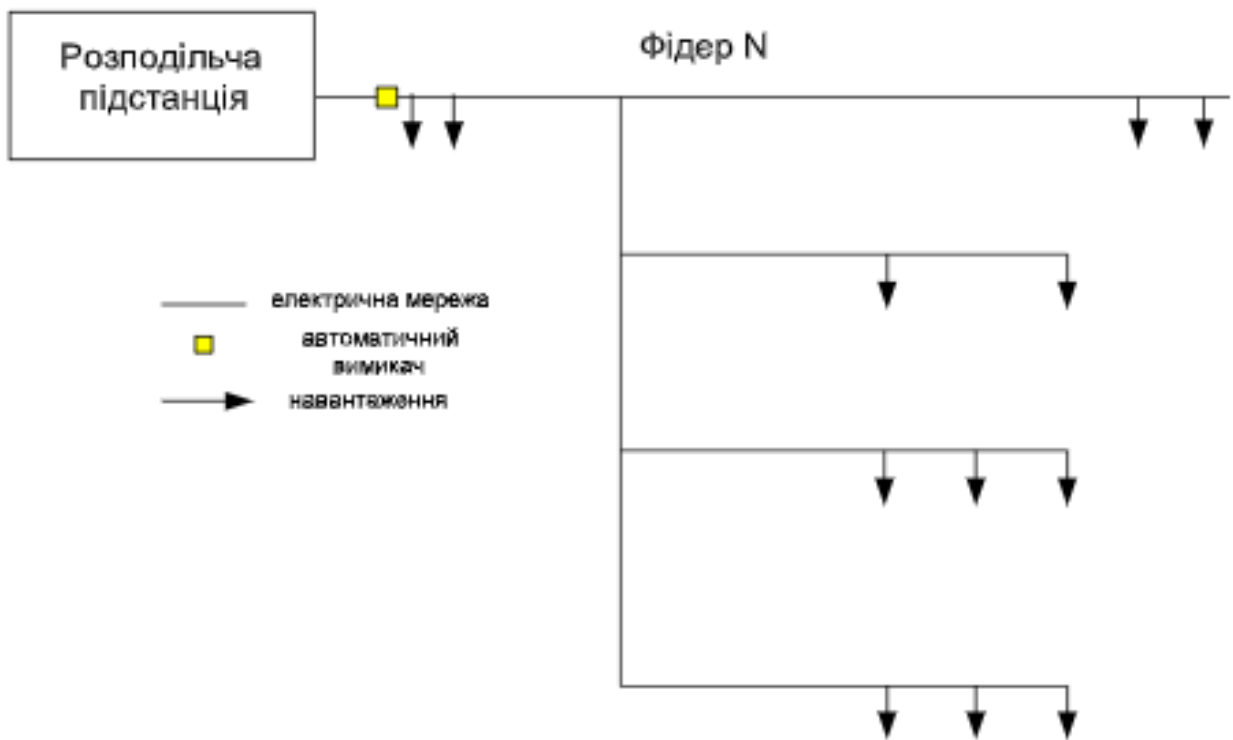
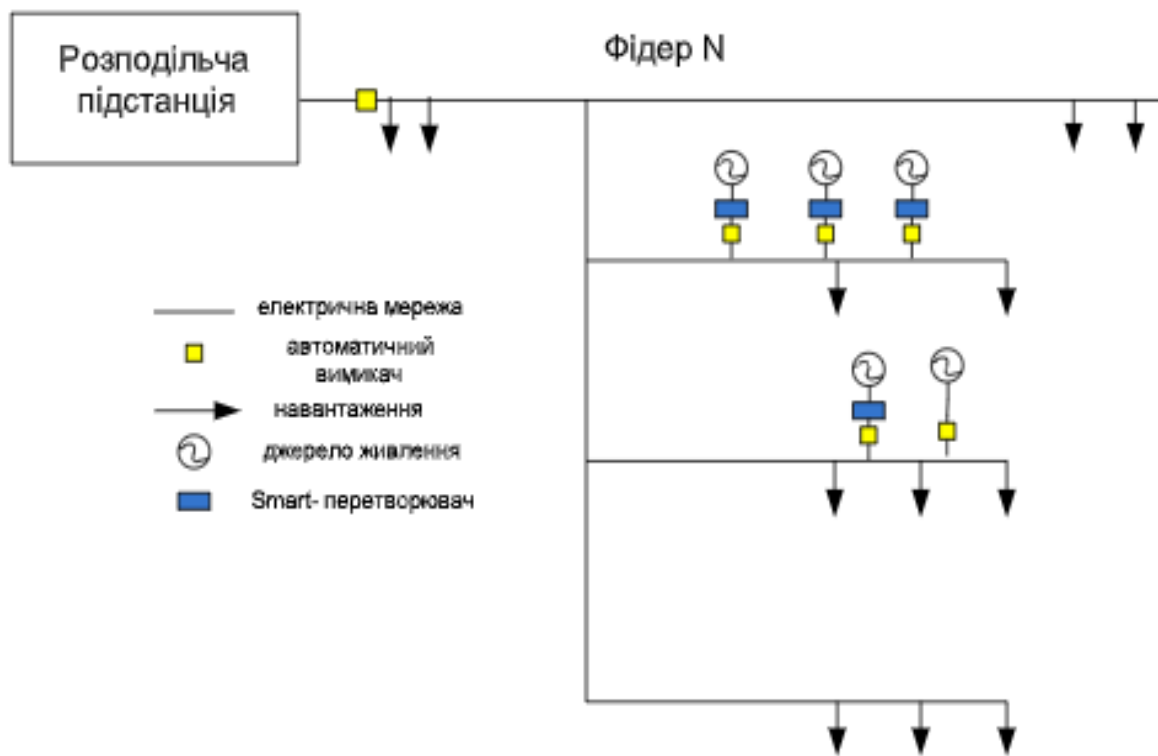


Рисунок 1.5 - Структура Microgrid

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	



а



б

Рисунок 1.6 - Етапи еволюції Microgrid

		Арк.		
Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

0423.036.ПЗ

Мікромережу (Microgrid) зазвичай використовують для посилення на розподільну мережу низької напруги, що має здатність працювати автономно. У межах такої мережі можуть виникати два типи пошкоджень: внутрішні і зовнішні. В першому випадку система захисту має ізолювати місце пошкодження, відключивши невелику частину мікромережі [14]. У другому випадку захист повинен відключити мікромережу від загальної електричної мережі. Під час роботи захисту мікромережа сегментується на багато підсистем, кожна з яких має власне джерело електроенергії [24].

Щодо функціональних характеристик мікромережі, їх можна умовно поділити на три групи:

1) Спільні характеристики, що відповідають всім організаціям: (інтеграція місцевих джерел розподіленої генерації з місцевими електричними навантаженнями; здатність працювати паралельно з електричною мережею або в автономному режимі; плавне перемикання між режимами роботи; забезпечення високої надійності та стійкості до порушень в електричній мережі; забезпечення енергоефективності, зниження витрат, незалежності та безпеки; здатність до самостійного контролю; передбачає певний рівень теплопостачання).

2) Відмінні несуперечливі характеристики: (використання накопичувачів енергії; відповідність піку генерації піковому навантаженню, зумовленому джерелами розподіленої генерації; вадання пріоритетних послуг для промислових, комерційних та побутових споживачів; можливість отримання кредитів на когенерацію та використання відновлювальних джерел енергії згідно з директивою про відновлювану енергію; забезпечення енергопостачання віддалених об'єктів; захист навантаження та сприяння економічному розвитку; джерела генерації, що не підключені до однієї електричної шини) [25].

3) Відмінні суперечливі характеристики: (наявність резервування та використання більше одного джерела з загальною генерацією менше 1 МВт; приєднання до електричної мережі лише в одній точці; відсутність двосторонніх

		Арк.				
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

потоків потужності; використання всієї згенерованої потужності для споживання навантаженням) [26].

Таблиця 1.1 - Основні трактування поняття Microgrid

№	Організація / джерело інформації	Визначення Microgrid
1	ECN TNO innovation for life	Microgrid є кластерами енергетичних мереж локальних областей з можливістю взаємодії з іншими подібними системами. Їхня незалежність надає їм безпрецедентну стійкість і пропонує перспективу економічного процвітання для малих і середніх громад
2	Energy Technologies Are	Microgrid – взаємопов'язані джерела джерелами РГ (таких як сонячна та вітроенергетика), зберігання енергії, а також електричні навантаження, які можуть працювати незалежно або підключені до зовнішньої електромережі
3	U.S. Department of Energy Microgrid Exchange Group	Microgrid – це група взаємопов'язаних навантажень із джерелами РГ в межах чітко визначених електричних кордонів, що діє як єдиний керований об'єкт відносно мережі. Microgrid може вмикатися і відмикатися від електромережі, щоб вона могла працювати як в мережевому, так і в острівному режимі
4	Report to NIST	Microgrid – це електричний острів, що може виробляти і транспортувати та накопичувати джерелами РГ та управляти навантаженням для підтримки цього острова

Як відомо, сонячні та вітрові електростанції генерують електроенергію на постійному струмі, що має свої переваги порівняно зі змінним струмом. Цей тип живлення допомагає уникнути проблем, пов'язаних з якістю електроенергії, і не вимагає використання напівпровідникових пристроїв для перетворення

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

електричної енергії, що сприяє зниженню вартості такої системи. Однак, основною проблемою цього типу живлення є те, що більшість споживачів електроенергії працюють на змінному струмі, тому системи Microgrid із живленням на постійному струмі не отримали широкого поширення.

У випадку системи Microgrid на змінному струмі, джерела розподіленої енергії з'єднуються за допомогою спільної шини, по якій протікає постійний струм. Після цього за допомогою напівпровідникових перетворювачів постійний струм перетворюється на змінний струм з частотою 50 Гц, який передається споживачам [27].

Microgrid може включати різні типи електроустановок, зокрема:

- 1) Маневрена генерація, що диспетчеризується.
- 2) Генерація, що не диспетчеризується, на основі відновлюваних джерел енергії.
- 3) Системи накопичення електроенергії (СНЕ).
- 4) Керовані навантаження споживачів.
- 5) Елементи зарядної інфраструктури для електричного транспорту.
- 6) Елементи електрифікованих систем теплопостачання, включаючи накопичувачі теплової енергії.
- 7) Обладнання локальних електричних мереж Microgrid.

Для ефективної роботи Microgrid необхідні програмно-апаратні комплекси з розподіленою архітектурою та системами керування, які використовують різні методи штучного інтелекту. Ці системи забезпечують синтез договірних умов за допомогою смарт-контрактів, видачу керуючих впливів на силове обладнання відповідно до договірних умов та забезпечують виконання технологічних обмежень, а також реалізацію енергообміну в реальному часі.

Керування Microgrid має ієрархічну структуру з трьома рівнями керування.

		Арк.			0423.036.ПЗ		
		Змн.	№ докум.	Підпис		Дата	

Перший рівень забезпечує стабільність напруги, стабільність частоти, розподіл потужності та захист пристроїв.

Другий рівень включає компенсацію відхилень частоти, синхронізацію мережі, компенсацію відхилень напруги і місцеве керування.

Третій рівень забезпечує оптимальну роботу в обох режимах роботи, глобальне керування, яке використовується одночасно з централізованою мережею, і контроль потоку потужності в вузлі мережі [35].

Ключові досягнення технології Microgrid охоплюють такі інновації:

1) Системи «Microgrid в коробці» - це готові до використання системи, які можна легко встановити і запусити. Вони пропонують концепцію «включи і працюй», де всі необхідні компоненти та налаштування вже вбудовані, що спрощує впровадження Microgrid.

2) Масштабовані модульні системи - це підходи до побудови Microgrid, які базуються на модульній архітектурі. Це дозволяє збільшувати або зменшувати розмір системи в залежності від потреб користувача. Модульність сприяє більшій гнучкості, ефективності та швидкому розгортанню системи Microgrid.

3) Програмне забезпечення для віддаленого моніторингу та керування на основі хмари - це системи керування Microgrid, які використовують хмарні технології для моніторингу та керування віддаленими Microgrid. Це дозволяє операторам системи ефективно відстежувати роботу Microgrid, здійснювати дистанційне управління та проводити аналіз даних для оптимізації роботи системи.

Ці технологічні досягнення Microgrid надають повноцінні рішення "чистої енергії" з гнучкими можливостями масштабування. Вони є технологічно виконуваними, стійкими, еластичними, надійними, можуть бути виготовлені на масовій основі та економічно ефективними. Однак, для успішного впровадження гнучких та масштабованих рішень Microgrid на ринку, потрібні передові розробки та структурування. [28].

		Арк.							
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата					

Особливо привабливим рішенням є створення Microgrid для енергопостачання комерційних та промислових споживачів. Комерційні та промислові Microgrid (C&I Microgrid) доповнюють централізоване електропостачання, що дозволяє споживачам знизити витрати на електроенергію та відповідати вимогам щодо "безвуглецевого" споживання енергії та покращеної якості електропостачання. C&I Microgrid можуть забезпечити більш жорсткі вимоги, ніж централізоване енергопостачання, і пропонувати високу якість електроенергії та стабільні показники. Вони дозволяють споживачам ефективно використовувати електроенергію, зменшуючи витрати та оптимізуючи споживання відповідно до їх потреб. Ці комерційні та промислові Microgrid є важливим інструментом для досягнення цілей енергоефективності та сталого розвитку в комерційному та промисловому секторах. Вони сприяють зменшенню викидів парникових газів та залежності від традиційних джерел енергії, що сприяє створенню екологічно чистого та стійкого енергетичного середовища. Створення C&I Microgrid вимагає комплексного підходу, включаючи аналіз споживачів, проектування, вибір джерел енергії, розробку систем керування та моніторингу. При правильному впровадженні, вони можуть стати дієвими інструментами для оптимізації енергоефективності та створення сталого енергетичного майбутнього для комерційних та промислових підприємств [22].

Прогнозовано, що ринок Microgrid для комерційних та промислових споживачів до 2028 року досягне 6,3 млрд. доларів на рік або 3,2 ГВт. Загальний обсяг ринку приєднаних до мережі Microgrid, які будуються для корпоративних клієнтів, очікується досягти 21,7 млрд. доларів на рік або 11 ГВт. Зниження витрат споживачів Microgrid на електропостачання досягається завдяки тому, що вартість електроенергії, яка генерується в Microgrid, виявляється нижчою, ніж вартість електроенергії, яку споживачі отримують з централізованої мережі. Зниження вартості електроенергії в основному досягається завдяки зменшенню плати за передачу. Зниження потреби в інвестиціях з боку централізованої енергосистеми формується завдяки зменшенню потреби у вкладеннях

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

мережевих компаній в технологічне приєднання та зростання підключеної потужності абонентів, які використовують Microgrid. Крім того, зниження потреби в інвестиціях відбувається у будівництво нових та модернізацію існуючих генеруючих потужностей, оскільки Microgrid задовольняє частину перспективного попиту на потужність. Прогнозується, що розвиток Microgrid буде продовжуватися в майбутньому, приваблюючи комерційних та промислових споживачів своїми економічними перевагами, сталістю енергопостачання та зниженням викидів парникових газів [28].

Таблиця 1.2 - Функції Microgrid, які враховуються при дослідженнях, розробках, створенні прототипів і стандартизації

№	Функція	Характеристика функції
1	Незалежність	Малі енергосистеми включають генерацію, накопичення і навантаження, і можуть працювати автономно у режимі підключеної енергосистеми та ізольованому. У першому випадку, мала енергосистема може самостійно оптимізувати своє виробництво і споживання електроенергії за врахування системної економічної оцінки, такої як рішення купівлі чи продажу. В обох режимах, система може звести до мінімуму викиди CO ₂ за рахунок максимізації споживання поновлюваної енергії та мінімізації генерації на основі викопного палива. У ізольованому режимі система здатна до узгодження джерел і навантаження і може тримати напругу системи і частоту в певних межах з відповідним контролем.

2	Стабільність	<p>Незалежне місцеве керування джерелами, акумуляторами, і навантаженнями малих енергосистем засноване на статизмі і рівнях напруги у точці підключення кожного пристрою. Це означає, що мала енергосистема може працювати стабільним чином протягом номінальних умов експлуатації та під час подій з перехідним процесом, незалежно від того, чи більша енергомережа працює чи вийшла зі строю. (Додаткові дослідження необхідні, однак, щоб досягти високого рівня стабільності, наприклад, щоб усунути непотрібну передачу реактивної потужності між обертовими або генераторами на основі інвертора.</p>
3	Сумісність	<p>Малі енергосистеми повністю сумісні з існуючою місцевою електроенергетичною мережею. Вони можуть розглядатися як функціональні одиниці, які підтримують розвиток існуючої системи у економічно і екологічно чистий спосіб.</p>
4	Гнучкість	<p>Розширення і інтенсивність розширення малої енергосистеми не повинні дотримуватися будь-яких точних прогнозів. Підготовчо-налагоджувальний час відповідних компонентів (працюючих на викопному паливі та ВДЕ, накопичувальних систем та ін.) є короткими, і мала енергосистема може зростати поступово. Малі енергосистеми також є технологічно нейтральними і в змозі впоратися з різноманітною сумішшю поновлюваних і генераторів, що працюють на викопному паливі.</p>
5	Розширюваність	<p>Малі енергосистеми можуть просто зростати за рахунок встановлення додаткових генераторів, накопичувачів і навантажень. Таке розширення як правило, вимагає додаткового нового проектування малої енергосистеми і може бути виконане на паралельній і модульній основі з</p>

Арк.

0423.036.ПЗ

Змн.

№ докум.

Підпис

Дата

Додатково, впровадження Microgrid сприяє зниженню потреби в інвестиціях з боку централізованої енергосистеми. Це досягається шляхом зменшення необхідності у вкладеннях мережевих компаній у технологічне приєднання та зростання підключеної потужності абонентів, які використовують Microgrid. Крім того, відбувається зменшення потреби в інвестиціях у будівництво нових та модернізацію існуючих генеруючих потужностей, оскільки Microgrid задовольняє частину перспективного попиту на потужність.

Ці ефективність та економічні переваги сприяють поширенню Microgrid та його використанню як засобу для зниження витрат на електропостачання, забезпечення надійності та зменшення негативного впливу на довкілля шляхом зниження викидів парникових газів [29].

Висновки до розділу 1

1. Система Microgrid на постійному струмі дає низку переваг, порівняно із змінним струмом:

- 1) Зменшуються проблеми пов'язані із якістю електроенергії.
- 2) Не потрібні напівпровідникові пристрої для перетворення електричної енергії, що дозволяє знизити вартість такої системи.

Але головною проблемою такого живлення є те, що більшість споживачів електричної енергії працюють на змінному струмі, тому даний вид системи Microgrid із живленням на постійному струмі не набув великої популярності.

Серед переваг локальних DC-мереж варто виділити такі:

- 1) Загальне перетворення змінної напруги на постійне суттєво зменшує втрати, виділення тепла та скорочує витрати на вентиляцію.
- 2) Ефективне інтегрування відновлюваних та резервних джерел електроенергії, що є найчастіше DC-джерелами.
- 3) Ефективне управління навантаженнями та накопичувачами (включаючи накопичення електричної енергії у періоди наявності надмірної генерації та видачу у періоди дефіциту).

		Арк.			0423.036.ПЗ	
		Змн.	№ докум.	Підпис		Дата

4) Забезпечення оперативної та адекватної реакції у разі виникнення мережових аварій з переходом на режим аварійного електропостачання та відключенням частини навантажень [21].

2. Особливо необхідно відзначити, що електричний дуговий розряд, що виникає при комутації, в АС-ланцюгах гаситься істотно легше і швидше через перехід напруги через нуль двічі за період. У DC-вимикачах та розетках для гасіння дуги доводиться вживати спеціальних заходів.

3. Існує й низка проектів енергосистем сучасних будівель, у яких основний акцент робиться на розробку інтелектуальної енергомережі. Особлива увага у цих проектах приділяється взаємодії з мережею енергопостачання щодо купівлі та продажу електроенергії. Виконання таких проектів за допомогою DC-технологій має додатково підвищити їхню ефективність.

4. Розвиток ринку комерційних і промислових Microgrid в Україні має потенціал створити додатковий економічний ефект, оснований на економії електроенергії на системному рівні. Цей ефект обумовлений тим, що локальні системи енергозабезпечення, включаючи Microgrid, створюють конкуренцію для централізованих електроенергетичних систем, таких як будівництво мережової інфраструктури або нових джерел електроенергії, що є складовими цих систем. Використання Microgrid дозволяє комерційним і промисловим споживачам отримати більш гнучкий та ефективний підхід до енергозабезпечення. Вони можуть залежати від власних джерел електроенергії, що знижує їх залежність від централізованих постачальників електроенергії і дає більшу незалежність при плануванні та керуванні енергетичними ресурсами.

Враховуючи ці переваги, розвиток комерційних і промислових Microgrid в Україні може сприяти зниженню витрат на електроенергію, підвищенню енергоефективності та зменшенню негативного впливу на довкілля шляхом скорочення використання традиційних джерел енергії. Також це сприятиме розвитку інноваційних технологій та стимулюванню внутрішнього ринку енергетичного обладнання та послуг.

		Арк.				
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		0423.036.ПЗ

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ, ЯКИЙ ВХОДИТЬ ДО СКЛАДУ ВЕЛИКОГО МІСТА.

2.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

В даному проекті розглянута система електропостачання району, який входить до складу великого міста.

Система електропостачання міста складається з електричних мереж та трансформаторних підстанцій, які розташовані на території міста і використовуються для постачання електроенергії його споживачам.

Основні показники системи електропостачання залежать від місцевих умов, таких як розміри міста, наявність джерел енергії, характеристики споживачів та інші фактори.

Залежно від вимог та відповідальності споживачів, трансформаторні підстанції можуть бути автоматизовані. Це означає, що вони оснащені пристроями для автоматичного перемикання живлення споживача на резервну лінію у випадку аварії або відключення основної лінії.

При побудові мережі з напругою 6-10 кВ для міських електричних мереж потрібно враховувати різні категорії споживачів за надійністю електропостачання, що присутні в кожному мікрорайоні. Це вимагає належної побудови схеми мережі.

Правила встановлені в Правилах улаштування електроустановок (ПУЕ) [1] встановлюють ряд вимог до конструкцій, розміщення та обладнання підстанцій. Найбільш важливі з них такі:

1) Підстанції не можуть бути вбудовані в житлові будівлі, школи, лікарні, спальні корпуси санаторіїв.

2) Підстанції не допускається розміщувати під приміщеннями виробництв з мокрим технологічним процесом, душовими, вбиральнями, ванними тощо. Єдиним винятком можуть бути випадки, коли підстанції розташовані під перекриттями з монолітного бетону та мають надійну гідроізоляцію.

		Арк.				0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) Необхідно застосовувати заходи захисту трансформаторних підстанцій від можливих пошкоджень при розташуванні їх у безпосередній близькості до шляхів кранів та внутрішньо цехового транспорту.

4) Ефективність функціонування великої кількості міських і промислових об'єктів, розташованих на території міста, залежить від раціональності проектування системи електропостачання міста.

5) Споживачі електричної енергії на житловій території міста можуть бути розділені на дві основні групи: житлові будинки та суспільно-комунальні установи.

2.2 Розрахунок електричних навантажень цеху промислового підприємства

Першим кроком є визначення категорії надійності електропостачання для цеху. У цеху присутні електроприймачі, які постійно використовують електроенергію для складного виробничого процесу, таких як гальванічні ванни та електричні печі індукційні. Ці електроприймачі забезпечують необхідну високу температуру для плавлення матеріалів, які використовуються у виробництві корпусів. Також важливі вентилятори витяжні, які видаляють шкідливі випари і зайву теплоту з приміщень, забезпечуючи комфортні кліматичні умови для персоналу. Тривалі перерви в електропостачанні можуть призвести до порушення технологічного процесу, виробництва бракованої продукції та травмування персоналу. Згідно з пунктом 1.2.17 ПУЕ, гальванічні ванни, витяжні вентилятори та електричні печі індукційні відносяться до першої категорії надійності електропостачання. Щодо інших електроприймачів, їх зупинка призведе до зупинки роботи персоналу та порушення технологічного процесу, що фактично відповідає другій категорії надійності. Проте проектувальник має право підвищити категорію надійності, якщо це є економічно обґрунтованим. Отже, з урахуванням вищезазначених аргументів, можна визначити категорію надійності електропостачання цеху як першу.

		Арк.			0423.036.ПЗ	
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електроприймачі першої категорії характеризуються тим, що переривання їх електропостачання може призвести до серйозних наслідків, таких як небезпека для людського життя, значні матеріальні збитки для споживачів електроенергії (пошкодження дорогого обладнання, великі втрати в продукції), розлад складного технологічного процесу та порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

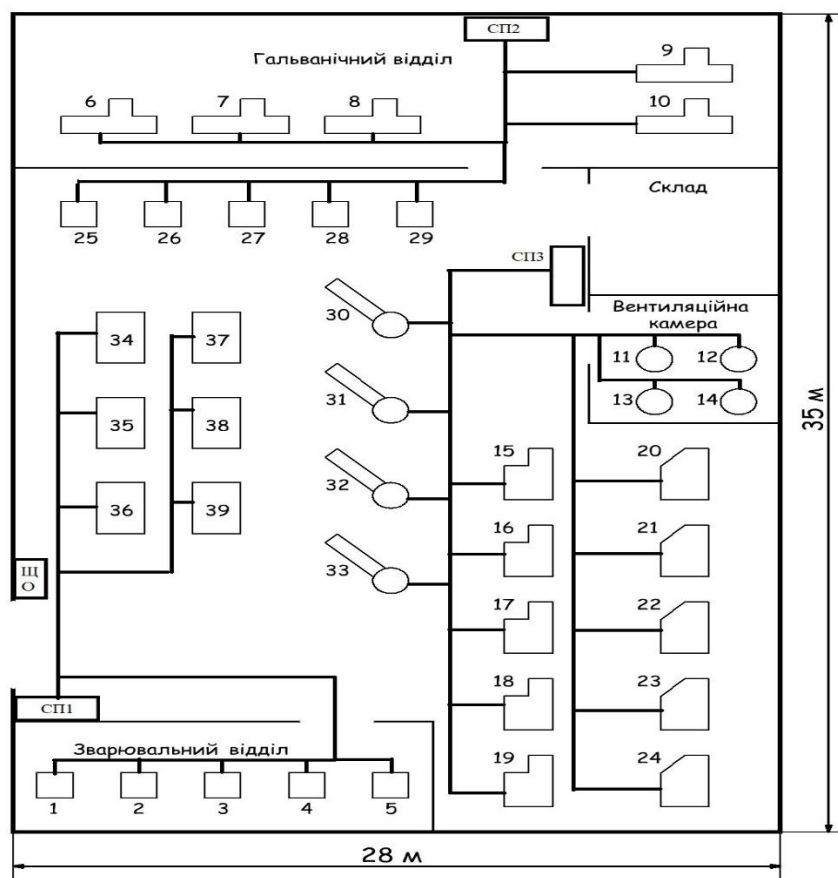


Рисунок 2.1 – План встановлення та підключення ЕП до РУ(СП)

Розміщення РУ(СП) має відповідати вимогам ПУЕ 4.1.32 - 4.1.36.

Номінальна активна потужність групи ЕП розраховується за формулою:

$$P_n = nP_{ні}, \quad (1.1)$$

,де n – кількість ЕП;

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

P_{Hi} – номінальна потужність електроприймача для індукційної електричної печі:

$$P_H = 6 \cdot 15 = 90 \text{ кВт.}$$

$$P_H = n \cdot P_{\text{паст}} \sqrt{TB} \quad (1.2)$$

$$P_H = 5 \cdot 48 \cdot \sqrt{0,6} = 185,9 \text{ кВт,}$$

де $P_{\text{пасп}}$ - паспортна потужність;

TB – коефіцієнт тривалості включення.

Розрахунок інших навантажень проводимо згідно формул (1.1) та (1.2) та результати зводимо в таблицю 2.1.

Проміжна активну і реактивна потужність:

$$P_{\text{пр}} = P_H k_B,$$

$$Q_{\text{пр}} = P_{\text{пр}} \operatorname{tg} \varphi.$$

де K_B - коефіцієнт використання;

$$P_{\text{пр}} = 185,9 \cdot 0,25 = 46,48 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{пр}} = 46,47 \cdot 2,29 = 106,49 \text{ квар.}$$

Розраховуємо номінальну групову активну потужність:

Для СП1:

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 185,9 + 90 = 275,9 \text{ кВт.}$$

Ми застосовуємо аналогічний підхід до розрахунку для інших споживачів і після цього узагальнюємо результати у таблицю 2.1.

Реактивна і сумарна проміжна потужності для СП1:

$$P_{\text{п}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр}i},$$

$$P_{\text{пСП1}} = 46,48 + 58,5 = 104,98 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{п}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}i},$$

де $\sum Q_{\text{пр}}$ - сума реактивних проміжних потужностей для СП1,

$$Q_{\text{пСП1}} = 106,49 + 28,33 = 134,82 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{minпСП1}} = 15 \text{ кВт,}$$

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$P_{\max\text{пСП1}} = 48 \text{ кВт},$$

$$m = \frac{P_{\max\text{пСП1}}}{P_{\min\text{пСП1}}} = \frac{48}{15} = 3,2.$$

Коефіцієнт використання:

$$K_B = \frac{P_{\Pi}}{P_{\Sigma}},$$

$$K_B = \frac{104,98}{275,79} = 0,38.$$

ЕП розрахуємо за формулою:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ні}}}{P_{\text{н.і.мак}}},$$

$$n_{\text{еф}} = \frac{1,99 \cdot 275,89}{48} = 11,5.$$

Приймаємо $n_{\text{еСП1}} = 11$.

Методологія розрахунку для інших електроприладів виконується за аналогічними принципами. Результати цих розрахунків будуть включені до таблиці 2.1.

Сумарна розрахункова активна потужність:

$$P_p = P_{\Pi} K_p,$$

де P_{Π} – сумарна проміжна активна потужність для СП1;

K_p – коефіцієнт розрахункового навантаження;

$$P_p = 104,98 \cdot 1,06 = 111,27 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність:

при $n_e < 9$

при $n_e > 9$

$$Q_p = Q_{\text{пр}} = 134,82 \text{ (} n_e = 11 > 9 \text{)}.$$

$$S_{\text{рСП1}} = \sqrt{111,27^2 + 134,82^2} = 174,81 \text{ кВА}.$$

Знаходимо струм для СП1:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{н}}},$$

де S_p – повна розрахункова потужність для СП1;

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

U_H – номінальна напруга;

$$I_{pСП1} = \frac{174,81}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 252,32 \text{ А.}$$

Розрахунок для СП2 та СП3 виконується аналогічним чином, враховуючи характеристики цих електроприладів. Отримані результати будуть включені до таблиці 2.1.

Сумарна кількість електроприймачів:

$$n_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m n_i,$$

$$n_{\Sigma} = 11 + 10 + 14 = 35.$$

$$P_H = \sum_{i=1}^n P_{Hi} = 275,9 + 165 + 130 = 570,9 \text{ кВт},$$

Проводячи аналіз серед усіх електроприймачів, шукаємо електроприймач з найвищою та найнижчою потужностями. Знайдені електроприймачі з максимальною і мінімальною потужностями будуть вказані у таблиці разом з відповідними значеннями їх потужностей.:

$$P_{\min пСП3} = 27,4 \text{ кВт},$$

$$P_{\max пСП1} = 63 \text{ кВт},$$

$$P_{пCH} = \sum_{i=1}^n P_{пCHi},$$

$$P_{пCH} = 104,98 + 57,9 + 20,4 = 183,28 \text{ кВт},$$

$$Q_{пCH} = \sum_{i=1}^n Q_{пCHi},$$

$$Q_{пCH} = 134,8 + 61,48 + 26,91 = 223,22 \text{ квар.}$$

Розраховуємо коефіцієнт використання:

$$K_B = \frac{P_{пCH}}{P_{H\Sigma}},$$

$$K_{BСП} = \frac{183,28}{570,9} = 0,32.$$

Ефективне число ЕП визначимо по формулі:

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$n_{\text{eСП}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{Hi}}}{P_{\text{n.i.max}}},$$

$$n_{\text{eСП}} = \frac{2 \cdot 570,9}{63} = 18,1.$$

Приймаємо $n_{\text{eСП}} = 18$.

Коефіцієнт розрахункового навантаження:

$$K_p = 0,85.$$

Сумарна розрахункова активна потужність:

$$P_p = P_{\text{п}} K_p,$$

$$P_p = 183,28 \cdot 0,85 = 155,78 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = K_p Q_{\text{пр}},$$

$$Q_p = 0,85 \cdot 223,22 = 189,73 \text{ квар.}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_p = \sqrt{155,78^2 + 189,73^2} = 245,5 \text{ кВА.}$$

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{\text{н}}},$$

$$I_p = \frac{245,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 354,34 \text{ А.}$$

Активна потужність освітлювального навантаження:

$$P_{\text{осв}} = n P_{\text{л}} K_{\text{п}},$$

$$P_{\text{осв}} = 22 \cdot 120 \cdot 0,89 = 2532 \text{ Вт.}$$

Визнаеактивну потужність освітлювального навантаження:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \text{tg} \varphi,$$

$$Q_{\text{осв}} = 2534,4 \cdot 0,34 = 861,69 \text{ вар.}$$

$$P_{\text{ав}} = 0,05 P_{\text{осв}},$$

$$P_{\text{ав}} = 0,05 \cdot 2,534 = 0,127 \text{ кВт.}$$

Розраховуємо повне освітлювальне навантаження:

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв}\Sigma}^2 + Q_{\text{осв}\Sigma}^2},$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} + P_{\text{ав}},$$

$$P_{\text{осв}\Sigma} = 2,534 + 0,127 = 2,661 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{осв}\Sigma} = P_{\text{осв}} \cdot \text{tg}\varphi,$$

$$Q_{\text{осв}\Sigma} = 2,661 \cdot 0,34 = 0,9 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{2,661^2 + 0,9^2} = 2,81 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків в таблицю 1.2.

Активна потужність на шинах НН:

$$P_{\text{НН}} = P_{\text{р}} + P_{\text{осв}},$$

де $P_{\text{р}}$ – сумарна розрахункова активна потужність для всіх СП;

$P_{\text{осв}}$ – активна потужність освітлювального навантаження;

$$P_{\text{НН}} = 155,78 + 2,66 = 158,45 \text{ кВт.}$$

Реактивна потужність на шинах НН:

$$Q_{\text{НН}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{осв}},$$

де $Q_{\text{р}}$ – сумарна розрахункова реактивна потужність для всіх СП;

$Q_{\text{осв}}$ – реактивна потужність освітлювального навантаження;

$$Q_{\text{НН}} = 189,73 + 0,9 = 190,64 \text{ квар.}$$

Повна потужність на шинах НН:

$$S_{\text{НН}} = \sqrt{P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2},$$

де $P_{\text{НН}}$ і $Q_{\text{НН}}$ – активна і реактивна потужність на шинах НН.

$$S_{\text{НН}} = \sqrt{158,45^2 + 190,64^2} = 247,89 \text{ кВА.}$$

Втрати в цеховому трансформаторі, по наближених формулах дорівнюють:

$$\Delta P_{\text{Т}} = 0,03 S_{\text{р}};$$

$$\Delta P_{\text{Т}} = 0,03 \cdot 247,89 = 7,44 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_{\text{Т}} = 0,1 S_{\text{р}};$$

$$\Delta Q_{\text{Т}} = 0,1 \cdot 247,89 = 24,79 \text{ квар.}$$

Навантаження на шинах ВН трансформаторної підстанції:

$$P_{\text{ВН}} = P_{\text{НН}} + \Delta P_{\text{Т}};$$

		Арк.			0423.036.ПЗ
	Змн.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$P_{ВН} = 158,45 + 7,44 = 165,88 \text{ кВт};$$

$$Q_{ВН} = Q_{НН} + \Delta Q_T;$$

$$Q_{ВН} = 190,64 + 24,79 = 215,43 \text{ квар.}$$

Оскільки вибір трансформатора здійснюється по навантаженню шин ВН:

$$S_T = \sqrt{P_{ВН}^2 + Q_{ВН}^2},$$

$$S_{ВН} = \sqrt{165,88^2 + 215,43^2} = 271,89 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Навантаження цеху помислового підприємства

№ п/п	Електроприймач	Кількість, шт	Номинальна		Коефіцієнт використання $K_{\text{в}}$	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	Проміжне навантаження		пф	Кр	Розрахункове навантаження			
			$P_{\text{вс.1}}$ одного	$P_{\text{вс.2}}$ загальна				Активне $P_{\text{пр}}$, кВт	Реактивне $Q_{\text{пр}}$, кВАр			Активне $P_{\text{роз}}$, кВт	Реактивне $Q_{\text{роз}}$, квар	Повна $S_{\text{роз}}$, кВА	Струм $I_{\text{роз}}$, А
1	Зварювальні апарати, ТВ=60%	5	48	185.90	0.25	0.4	2.29	46.48	106.49						
2	Електричні печі індукційні	6	15	90.00	0.65	0.9	0.48	58.50	28.33						
Всього	СП1	11	63	275.9	0.38			104.98	134.82	11.5	1.06	111.27	134.82	174.81	252.32
1	Гальванічні ванни	3	30	90	0.5	0.7	1.02	45	45.91						
2	Розточувальні верстати	2	10	20	0.26	0.7	1.02	5.2	5.31						
3	Токарні верстати	5	11	55	0.14	0.6	1.33	7.7	10.27						
Всього	СП2	10	51	165.0	0.35			57.90	61.48	11.0	1.08	62.53	61.48	87.69	126.57
1	Вентилятори	4	16	64	0.6	0.8	0.75	38.4	28.8						
2	Плоскошліфувальні верстати	5	12	60	0.14	0.6	1.33	8.4	11.2						
3	Радіально-свердильні верстати	5	8	40	0.21	0.7	1.02	8.4	8.57						
4	Крани консольно-поворотні, ТВ = 60 %	4	7.5	30	0.12	0.45	1.98	3.6	7.14						
Всього	СП3	14	27.5	130.0	0.45			58.80	55.71	16.3	1.42	83.50	55.71	100.38	144.88
СП1+СП2+СП3		35		570.90	0.39			221.68	252.02	18.1	0.85	188.42	214.21	285.29	411.78
ЩО				2.82	0.9	0.9	0.34					2.66	0.90	2.81	
Шини НН												191.09	215.12	287.73	
Втрати												8.63	28.77	30.04	
Шини ВН												199.72	243.89	315.23	

Арк.

0423.036.ПЗ

Змн.

№ докум.

Підпис

Дата

2.4 Визначення центра навантаження об'єкту проектування

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах міста представлені в табл. 2.1.

Таблиця 2.2 - навантаження в електропостачальних системах міст

№	тип об'єкту	кількість	умовне позначення	Категорія надійності
1	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань	2	Б	I
2	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань	1	Е	II
3	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань	1	Ж	II
4	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань	3	З	II
5	Перукарня на 20 робочих місць	1	М	III
6	Ресторан на 200 місць	1	Р	II
7	Аптека з площею залу 100 м ²	2	Л	II

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно [2]:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9P_{л},$$

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

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

$$P_{кв} = P_{пит}N_{кв},$$

де $P_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [3];

$N_{кв}$ – кількість квартир;

$P_{сил}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{сил} = K_{сил} \sum P_{л},$$

де $K_{сил}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок [1];

$P_{л}$ – потужність ліфтової установки;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [4]:

$$P_p = P_{пит}N,$$

$$Q_p = P_{пит}Ntg\varphi_{пит},$$

На рис. 2.2 зображена схема розміщення житлових, громадських та адміністративних будівель відносно трансформаторних підстанцій.

						Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

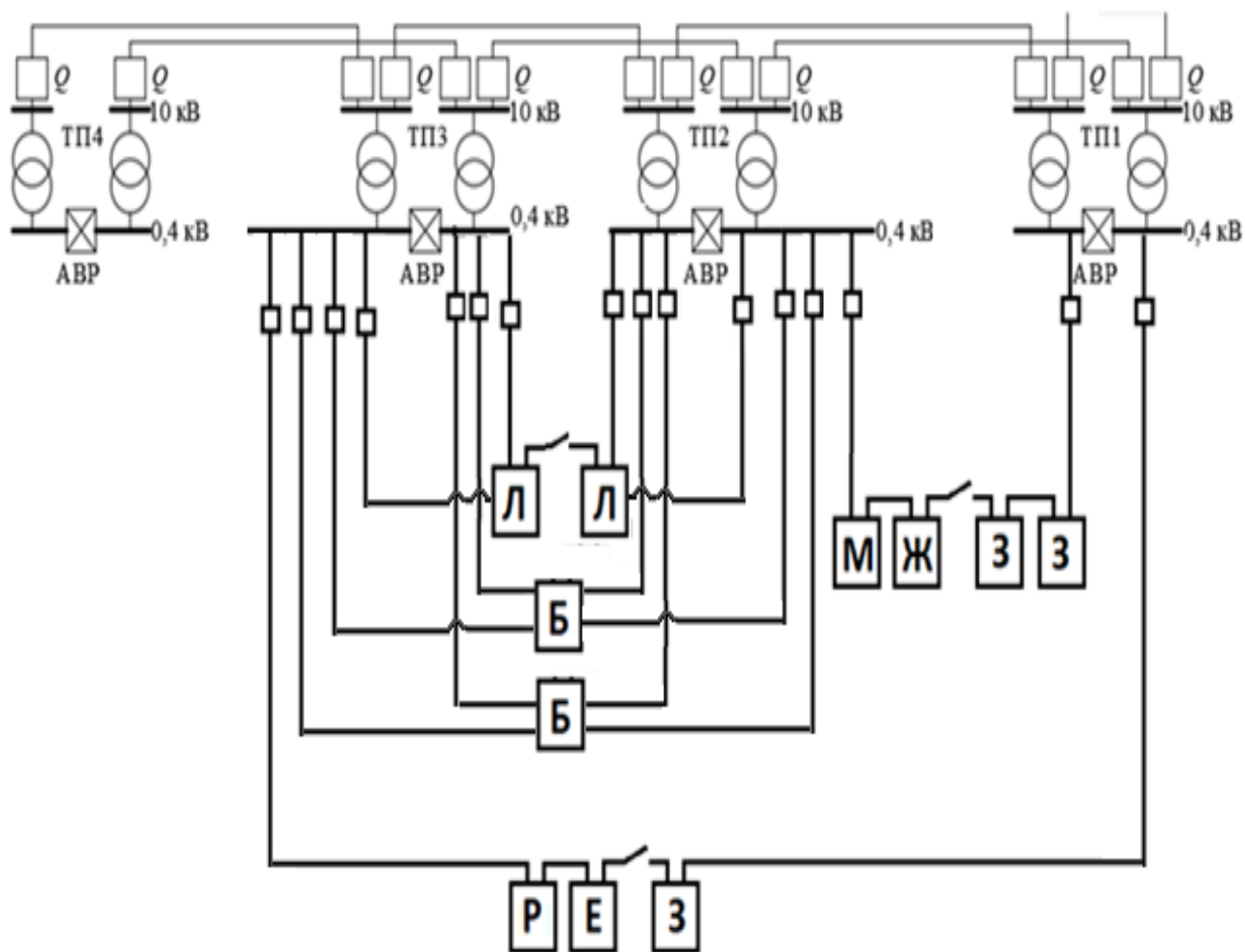


Рисунок 2.2 - Схема живлення будівель

При визначенні сумарного розрахункового навантаження приймають до уваги сполучення максимумів навантаження, враховуючи не тільки величину розрахункового навантаження кожного окремого споживача, а також її характер за допомогою коефіцієнтів суміщення максимумів [2].

Таким чином сумарне активне навантаження споживачів ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P \sum_{i=1}^n P_i \quad , \quad \text{сумі}_{\text{max}}$$

$$Q_{\text{ТП}} = Q \sum_{i=1}^n Q_i \quad , \quad \text{сумі}_{\text{max}}$$

					Арк.
					48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{ТП}}^2},$$

де P_{max} - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_i - розрахункове навантаження решти будівель, $i = 1, \dots, n$;

$K_{\text{сумі}}$ – коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження i -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні, обертається згідно [4].

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначимо розрахункове навантаження ТП в нормальному режимі:

ТП1 (ЗЗ):

$$P_{\text{ТП}_1} = 108 \cdot 3 \cdot 0,93 = 301,32 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП}_1} = 301,32 \cdot 0,29 = 87,38 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП}_1} = \sqrt{301,32^2 + 87,38^2} = 313,73 \text{ кВА}.$$

ТП2 (Л,М,Ж, Б):

$$P_{\text{ТП}_2} = 282,96 + 29 \cdot 0,6 + 12 \cdot 0,6 + 105,6 \cdot 0,9 = 405,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП}_2} = 82,06 + 7,25 \cdot 0,7 + 4,80 \cdot 0,6 + 21,12 \cdot 0,9 = 109,02 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП}_2} = \sqrt{405,5^2 + 109,02^2} = 419,9 \text{ кВА}.$$

ТП3 (Л,Б,Р,Е):

$$P_{\text{ТП}_3} = 206 + 105,6 \cdot 0,4 + 47,16 \cdot 0,4 + 12 \cdot 0,8 = 276,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП}_3} = 41,2 + 21,12 \cdot 0,4 + 13,68 \cdot 0,4 + 4,8 \cdot 0,8 = 58,96 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП}_3} = \sqrt{276,7^2 + 58,96^2} = 282,92 \text{ кВА}.$$

Визначення розрахункових навантажень в нормальному режимі для ТП1, ТП2 та ТП3 та розрахункові навантаження громадських будівель зведемо в таблицю 2.3.

						Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналогічно проведемо розрахунки для інших ТП.

Розрахункові навантаження ТП1, ТП2 та ТП3 для після аварійного режиму зведемо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Розрахункове навантаження ТП

Вихід з ладу:	Підключаються до:	Будівлі	P,кВт	Q, кВт	S, кВт
ТП1	ТП2	2Л,23,М,Ж	394,10	110,88	409,40
	ТП3	2Б,Р,Е,3	419,30	198,78	464,04
ТП2	ТП1	33,М,Ж	341,06	97,37	354,69
	ТП3	2Б,2Л,Р,Е	326,07	70,96	333,70
ТП3	ТП1	33.Р,Е	500,24	130,63	517,01
	ТП2	2Б,2Л,М,Ж	328,66	84,89	339,45

2.5 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{\rho 100}{\Delta U_{\text{доп}} U_{\text{Н}}^2} \sum_{i=1}^n P_i l_i$$

$$F_k = \frac{28 \cdot 100}{3,236 \cdot 380^2} \cdot (178,2 \cdot 0,14) = 0,150 \text{ мм}^2.$$

Перевіримо втрату напруги в нормальному режимі:

$$\Delta U = \frac{(Pr_0 + Qx_0)}{10U_{\text{Н}}^2} l$$

$$\Delta U = \frac{(178,2 \cdot 0,17 + 51,678 \cdot 0,0596)}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,14 = 3,236\%$$

$$\Delta U = 3,236 \leq 4,89\%.$$

Висновок: вибраний кабель підходить.

Рушта розрахунків для інших будівель в табл. 2.5 і 2.6.

Таблиця 2.5 - Перерізу лінії низької напруги в нормальному режимі

Вибір перерізу (нормальний режим)												
Об'єкт	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	L, км	Ip, А	F, мм ²	Провід	Ідоп, А	КІ*К ² *Ідоп, А	r0, Ом/км	x0, Ом/км	ΔU≤5%
ТП1-3(1)	178,2	51,678	185,542	0,14	281,902	0,150	АВВГ-4х185	290	281,3	0,17	0,0596	3,236
ТП1-3(2)	167,74	48,546	174,624	0,05	265,313	0,150	АВВГ-4х185	290	281,3	0,17	0,0596	1,088
ТП1-3(3)	167,74	48,546	174,624	0,06	265,313	0,150	АВВГ-4х185	290	281,3	0,17	0,0596	1,305
ТП2-Л(1)	12	4,800	12,924	0,05	19,637	0,002	АВВГ-4х2,5	26	25,22	12,6	0,116	5,255
ТП2-Л(2)	12	4,800	12,924	0,04	19,637	0,002	АВВГ-4х2,5	26	25,22	12,6	0,116	4,204
М	29	7,250	29,893	0,05	45,417	0,009	АВВГ-4х10	54	52,38	3,16	0,073	3,191
Ж	282,93	82,060	294,590	0,06	447,583	0,188	АВВГ-3х240+1х120	472	471	0,132	0,0587	1,752
ТП3-Б(1)	130,56	26,112	133,146	0,04	202,294	0,059	АВВГ-4х70	165	160,05	0,46	0,0612	1,708
ТП3-Б(2)	130,56	26,112	133,146	0,07	202,294	0,059	АВВГ-4х70	165	160,05	0,46	0,0612	2,989
Р	206	41,200	210,080	0,1	319,183	0,085	АВВГ-3х150+1х70	358	347,26	0,21	0,596	4,696
Е	47,16	13,680	49,104	0,1	74,606	0,024	АВВГ-4х25	94	91,18	1,28	0,0662	4,243

Визначимо номінальні потужності розподільчих трансформаторів.

Відносно ТП1 підходить трансформатор ТЛС 500/10.

Перевіряємо трансформатор в післяаварійному режимі:

$$S_{\text{ТП1п/а}} = 496 < 1,5 \cdot 500 = 700 \text{ кВА.}$$

Для ТП3 та ТП2 підходить трансформатор ТЛС-630/10, з наступними

Розрахунки для ТП2 і ТП3 в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Розподіл навантаження на ТП1-ТП3

№ТП	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А	$S_{\text{нт}}$, кВА	$P_{\text{п/а}}$, кВА	$Q_{\text{п/а}}$, квар	$S_{\text{п/а}}$, кВА	1,4 $S_{\text{нт}}$, кВА
1	320,76	93,02	333,98	500	500,24	130,63	517,01	700
2	211,16	61,39	219,90	630	328,66	84,89	339,45	882
3	320,12	68,11	327,28	630	419,30	198,78	464,04	882

В табл.2.8. вихідні дані розрахунків.

Таблиця 2.8 - Навантаження розподільчих трансформатора і РП

	P , кВт	Q , квар
ТП4	930	270
РП	2099	499

Розраховуємо електричну мережу району з напругою 10 кВ.

Обираємо трансформатор ТП4:

						Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{ТП4} = 920 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП4} = 250 \text{ квар},$$

$$S_{ТП4} = \sqrt{920^2 + 250^2} = 953,362 \text{ кВА}.$$

Втрати потужності в трансформаторах всіх ТП в нормальному режимі:

Результати в табл. 4.1.

$$\Delta P_{трТП1} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{p1}}{S_{HT1}} \right)^2 + \Delta P_{xx} = 3,7 \cdot \left(\frac{209,67}{250} \right)^2 + 0,56 = 3,59 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{трТП1} = \frac{U_{кз}}{100} \frac{S_{p1}^2}{S_{HT1}} + \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{HT1} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{209,67^2}{250} + \frac{1,9}{100} \cdot 250 = 13,96 \text{ квар},$$

$$\Delta S_{трТП1} = \sqrt{\Delta P_{трТП1}^2 + \Delta Q_{трТП1}^2} = \sqrt{3,59^2 + 13,96^2} = 14,442 \text{ кВА}.$$

Розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Втрати в трансформаторах ТП

	P , кВт	Q , квар	S , кВА	S_{HT} , кВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар	ΔS , кВА	$P_{ТП}$, кВт	$Q_{ТП}$, квар	$S_{ТП}$, кВА
РП1	1200	1100	1628,8 8							
РП2	201	251	321							
ТП1	302	87,38	313,73	500	5,2157 4	16,5454	200,736	478,53	124,4 3	494,4 4
ТП2	317,6 6	92,89	330,96	630	5,34	14,4512	177,155	507,74	130,9 1	524,3 4
ТП3	397,8 4	83,39	406,49	630	6,2391 7	17,678	265,56	481,08	210,1 6	524,9 8
ТП4	920	250	953,36 2	125 0	12,196 3	48,512 8	852,26 2	383,8 8	80,48	1125
ГПцех	233,62	284,95	368,47	400	6,01646	29,2634	346,723	147,45	164,07	560

Навантаження розподільчої мережі Л1 в нормальному режимі:

$$Q_{Л1} = K_{см}(Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4}),$$

$$Q_{Л1} = 0,85 \cdot (124,3 + 130,91 + 210,16 + 80,46) = 464,083 \text{ квар.}$$

$$S_{Л1} = \sqrt{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2},$$

$$S_{Л1} = \sqrt{1573,546^2 + 464,083^2} = 1640,554 \text{ кВА.}$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л1} = \frac{1640,554}{\sqrt{2,99} \cdot 9} = 95 \text{ А.}$$

$$I_{Л1} = 95 \leq K_1 K_2 I_{доп} = 119 \text{ А.}$$

Розраховуємо після аварійне навантаження на лії Л1:

$$P_{Л1п/а} = K_{см}(P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4}),$$

$$P_{п/а} = 0,8 \cdot (478,53 + 507,74 + 481,08 + 383,88) = 1480,984 \text{ кВт.}$$

$$Q_{Л1п/а} = K_{см}(Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4}),$$

$$Q_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (124,3 + 130,91 + 210,16 + 80,46) = 436,784 \text{ квар.}$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{P_{Л1п/а}^2 + Q_{Л1п/а}^2},$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{1480,984^2 + 436,784^2} = 1544,051 \text{ кВА.}$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{Л1п/а}}{\sqrt{3} U_{н}},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{1544,051}{\sqrt{3} \cdot 10} = 89,145 \text{ А.}$$

Приймаємо кабель АПВП 3×35 з $I_{доп} = 119 \text{ А}$ та $r_0 = 0,868 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,095 \text{ Ом/км}$ [4].

$$I_{Л1п/а} = 89,145 \leq K_1 K_2 K_{пер} I_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 119 = 154,7 \text{ А.}$$

Знайдемо навантаження живлячої лінії Л3 в нормальному режимі:

$$P_{Л3} = P_{РП2} + P_{Л2} + P_{цех},$$

$$P_{Л3} = 200 + 1480,984 + 233,62 = 1920,442 \text{ кВт,}$$

$$Q_{Л3} = Q_{РП2} + Q_{Л2} + Q_{цех},$$

$$Q_{Л3} = 250 + 436,784 + 284,95 = 914,604 \text{ квар,}$$

$$S_{ЛЗ} = \sqrt{P_{ЛЗ}^2 + Q_{ЛЗ}^2},$$

$$S_{ЛЗ} = \sqrt{1914,604^2 + 971,743^2} = 2147,085 \text{ кВА},$$

$$I_{ЛЗ} = \frac{2147,085}{\sqrt{2.99} \cdot 9,1} = 124 \text{ А}.$$

Таблиця 2.10 - Струми дільниць

	$I_p, \text{ А}$	$I_{п/а}, \text{ А}$	Марка кабелю	$r_0, \text{ Ом/км}$	$x_0, \text{ Ом/км}$	$I_{доп}, \text{ А}$	$K_2 \cdot K_{пер} \cdot I_{доп}, \text{ А}$
Л1	95	91	АПВП 3×35	0,9	1,1	120	155
Л2	95	91	АПВП 3×35	0,9	1,1	120	155
Л3	124	123	АПВП 3×50	0,9	1,!	156	203
Л4	203	180	АПВП 3×70	0,45	0,91	195	250

Вихідні дані наведені в табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Вихідні дані для оцінки очікуваної величини недоотриманої електроенергії

Параметри	Варіанти		Позначення активної потужності у вузлах	EENS
	1			
ω_0 , ПОШК./ км·рік	0,15			4514,7
τ_p , ГОД	4	P_{12}	25	
$\tau_{п}$, ГОД	1	P_{13}	30	
$\tau_{вр}$, ГОД	2	P_{15}	120	
l_{0-12} , км	0,8	P_{16}	100	
l_{12-13} , км	0,3	P_{17}	30	
l_{13-14} , км	0,6	P_{19}	50	
l_{14-15} , км	0,1	P_{110}	60	
l_{15-16} , км	0,3	P_{112}	20	
l_{14-17} , км	0,9	P_{113}	210	
l_{17-18} , км	0,9	P_{114}	100	
l_{18-19} , км	1,3			
l_{19-110} , км	0,5			
l_{18-111} , км	1,5			
$l_{111-112}$, км	0,3			
$l_{112-113}$, км	1,2			
$l_{113-114}$, км	1,4			

Потужність окремих груп ділянок:

$$P_I = P_{12} + P_{13} + P_{15} + P_{16},$$

$$P_I = 25 + 30 + 120 + 100 = 275 \text{ кВт.}$$

$$P_{II} = P_{17} + P_{19} + P_{110},$$

$$P_{II} = 30 + 50 + 60 = 140 \text{ кВт.}$$

$$P_{III} = P_{114} + P_{112} + P_{113},$$

$$P_{III} = 20 + 210 + 100 = 330 \text{ кВт.}$$

Довжина окремих ділянок:

$$L_I = L_{0-12} + L_{12-13} + L_{13-14} + L_{14-15},$$

$$L_I = 0,8 + 0,3 + 0,6 + 0,1 + 0,3 = 2,1 \text{ км.}$$

$$L_{II} = L_{14-17} + L_{17-18} + L_{18-19} + L_{19-110},$$

$$L_{II} = 0,9 + 0,9 + 1,3 + 0,5 = 3,6 \text{ км.}$$

$$L_{III} = L_{18-111} + L_{111-112} + L_{112-113} + L_{113-114},$$

$$L_{III} = 1,5 + 0,3 + 1,2 + 1,4 = 4,4 \text{ км.}$$

Структурно-логічна матриця в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 - Структурно-логічна матриця

	L_I	L_{II}	L_{III}
P_I	τ_p	τ_{II}	τ_{III}
P_{II}	τ_p	τ_p	τ_{III}
P_{III}	τ_p	τ_p	τ_p

$$EENS = \omega_0(P_I(\tau_p L_I + \tau_{II} L_{II} + \tau_{III} L_{III}) + P_{II}(\tau_p L_I + \tau_p L_{II} + \tau_{III} L_{III}) + P_{III}(\tau_p L_I + \tau_p L_{II} + \tau_p L_{III})),$$

$$EENS = 0,45(275(4 \cdot 2,1 + 1 \cdot 3,6 + 1 \cdot 4,4) + 140(4 \cdot 2,1 + 4 \cdot 3,6 + 2 \cdot 4,4) + 330(4 \cdot 2,1 + 4 \cdot 3,6 + 4 \cdot 4,4)) = 4970,1 \text{ кВт.}$$

Структурно-логічна матриця після розміщення роз'єднувачів лінії та наявності можливості підключення до резервного джерела, яка наведена в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 - Структурно-логічна матриця

	L_I	L_{II}	L_{III}
P_I	τ_p	τ_{II}	τ_{II}
P_{II}	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_{II}
P_{III}	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p

$$EENS = \omega_0(P_I(\tau_p L_I + \tau_{II} L_{II} + \tau_{II} L_{III}) + P_{II}(\tau_{вр} L_I + \tau_p L_{II} + \tau_{II} L_{III}) + P_{III}(\tau_{вр} L_I + \tau_{вр} L_{II} + \tau_p L_{III})),$$

$$EENS = 0,45(275(4 \cdot 2,1 + 1 \cdot 3,6 + 1 \cdot 4,4) + 140(2 \cdot 2,1 + 4 \cdot 3,6 + 1 \cdot 4,4) + 330(2 \cdot 2,1 + 2 \cdot 3,6 + 4 \cdot 4,4)) = 1941,6 \text{ кВт.}$$

Вихідні дані наведені в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Вихідні дані визначення розрахункових навантажень

P_3 , МВт	32
Q_3 , Мвар	6
P_4 , МВт	30
Q_4 , Мвар	5

Потужність потужність Л5:

$$P_{Л5} = P_I + P_{II} + P_{III},$$

$$P_{Л5} = 275 + 140 + 330 = 745 \text{ кВт.}$$

$$P = P_3 + P_4 + P_{Л3} + P_{Л4} + P_{Л5},$$

$$P = 32000 + 30000 + 1942,123 + 2707,123 + 745 = 66649,25 \text{ кВт.}$$

$$Q = Q_{Л3} + Q_{Л4} + Q_3 + Q_4,$$

$$Q = 1097,703 + 1497,703 + 6000 + 5000 = 13595,41 \text{ квар,}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

					Арк.
					60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$S = \sqrt{66649,25^2 + 13595,41^2} = 68021,74 \text{ кВ}$$

Таблиця 2.15 - Довжина ланок Л3 та Л4 і розподільчих Л2 і Л1

п/ст-РП	РП- ТП1	ТП1- ТП2	ТП2- ТП3	ТП3-ТП4
2	1	2	1,8	1,2

Необхідно вибирати регулювальні відгалуження розподільчих трансформаторів таким чином, щоб вони забезпечували компенсацію втрати напруги в розподільній мережі під час максимальних навантажень.

Втрати потужності в лініях:

$$\Delta P_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_0 l_{\text{ТП4-ТП3}} 10^{-3},$$

де r_0 – опір лінії;

l – довжина лінії.

Результати розрахунку додамо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16 - Втрата напруги

	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	S _{нт} , кВА	ΔР, кВт	ΔQ, квар
РП1	1200	1240	1630			
РП2	210	253	330			
ТП1	302	90	312	500	6	17
ТП2	317,66	92,89	330,96	630	5,34	14,4512
ТП3	397,84	83,39	406,49	630	6	17,678
ТП4	920	250	953,362	1250	12,1963	48,5128
ТПцех	233,62	284,95	368,47	400	6,01646	29,2634

$$\Delta P_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{(920 + 12,1963)^2 + (250 + 48,513)^2}{10^2} \cdot 0,325 \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} = 2,494 \text{ кВт.}$$

Результати занесли в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Втрати потужності в лініях

Ділянка мережі	P, кВт	Q, квар	ΔP, кВт
ЦЖ-РП(Л3)	2000	978	2
РП2-ТП1(Л2)	1600	465	40
ТП1-ТП2	438	125	0,81
ТП2-ТП3	508	131	1
ТП3-ТП4	482	212	1,1
ЦЖ-РП(Л4)	2910	1950	74

Втрати напруги в лініях розраховуємо:

$$\Delta U_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{P_{\text{ТП4-ТП3}} + \Delta P_{\text{ТП4-ТП3}}}{10U_{\text{н}}^2} \cdot r_0 \cdot l_{\text{ТП4-ТП3}},$$

$$\Delta U_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{481,08 + 0,934}{10 \cdot 10^2} 0,325 \cdot 0,3 = 0,1\%.$$

Результати в табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Втрати в мережі

Ділянка мережі	в	ΔU, %
ЦЖ-РП		3,11
РП-ТП1		1,13
ТП1-ТП2		0,43
ТП2-ТП3		0,31
ТП3-ТП4		0,12

ЦЖ-РП(Л4)	1,70
РП1-ТП1(Л1)	2,21

Втрата напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_T(P_{\text{ТП1}} + \Delta P_{\text{ТП1}}) + x_T(Q_{\text{ТП1}} + \Delta Q_{\text{ТП1}})}{10U_H^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{6 \cdot (210+4) + 18 \cdot (85,05+13,96)}{10 \cdot 10^2} = 3,34\%.$$

Знайдені числа занесемо в табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Втрата напруги в трансформаторах

Втрата напруги в трансформаторах					
№ ТП	P, кВт	r, Ом	Q, квар	x, Ом	$\Delta U_T, \%$
ТП1	478,53	1,915	124,43	8,52	2,127
ТП2	507,74	1,915	130,91	8,52	2,221
ТП3	481,08	1,915	210,16	8,52	2,874
ТП4	383,88	1,915	80,48	8,52	1,858

Для розглянутої розподільчої мережі приймаємо середню величину втрат напруги

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = 2,3\%$$

Для компенсації втрати напруги в розподільчій мережі, вибираємо відгалуження регуляторів напруги розподільчих трансформаторів відповідно до втрати напруги в мережі від підстанції до відповідного трансформатора (табл.2.20).

Таблиця 2.20 - Відгалуження регуляторів напруги

Втрати		Добавка напруги
№ТП	$\Delta U_c, \%$	$E_T, \%$
ТП1	1,472	0
ТП2	1,533	1,3
ТП3	1,635	0
ТП4	4,328	1

У мінімальному режимі, коефіцієнт втрати напруги позначається як β_{\min} . В максимальному режимі втрата напруги в мережі низької напруги становить ΔU_n .

Кількість щаблів:

$$n = \frac{\Delta U_{c\max}}{\Delta E_T},$$

де $\Delta U_{c\max}$ - позначає максимальну втрату напруги в мережі.

ΔE_T - вказує на добавку напруги на одному ступені регулювання.

$$n_{л2} = \frac{4,21}{2,5} = 1,99,$$

$$n_{л1} = \frac{1,473}{2,5} = 0,589.$$

Приймаємо, що кількість ступенів регулювання напруги, позначена як n , дорівнює 2.

Величина E'_n обирається таким чином, щоб на шинах напругою 0,4 кВ найближчого трансформаторного підстанції (ТП) відхилення напруги в максимальному режимі не перевищувало верхньої допустимої межі, позначеної як δU_{y+} .

$$E'_n = \delta U_{y+} + \Delta U_T,$$

$$E'_{nл1} = 5 + 2,27 = 7,27\%.$$

Величина $E''_{п(в)}$ визначається таким чином, щоб відхилення напруги на шинах напругою 0,4 кВ першого Трансформаторного Підстанції (ТП), який має найбільшу величину E_T , не перевищувало верхньої допустимої межі, позначеної як δU_{y+} .

$$E'_{п(в)} = \delta U_{y+} - E_T + \beta(\Delta U_c + \Delta U_T),$$

$$E'_{п(в)} = 5 - 0 + 0,25(0 + 2,27) = 5,57\%.$$

Величина $E''_{п(н)}$ визначається таким чином, щоб відхилення напруги в найбільш віддаленому споживачі останнього Трансформаторного Підстанції (ТП), який має мінімальну величину E_T , не було менше нижньої припустимої межі, позначеної як δU_y .

$$E'_{п(н)} = \delta U_{y-} - E_T + \beta(\Delta U_c + \Delta U_T + \Delta U_H),$$

$$E'_{п(н)} = -5 + 0,25(4,328 + 2,27 + 5) = -2,1\%.$$

$E''_{п}$ приймаємо рівною середньому значенню:

$$E'_{п} = \frac{E'_{пл2(в)} + E'_{пл2(н)}}{2},$$

$$E'_{п} = \frac{5,78 + (-2,1)}{2} = 1,9\%.$$

Від підстанції 35/10 кВ живляться дві групи споживачів: S5 та S6 згідно таблиці 2.21. Споживачі з групи S5 працюють протягом $n1$ днів згідно з графіком та $n2$ днів згідно з графіком . Аналогічно, споживачі з групи S6 працюють протягом $n1$ днів згідно з графіком та $n2$ днів згідно з графіком . У решті часу (365 - $n1$ - $n2$ днів) трансформатори та лінія відключені.

У таблиці 2.22 наведені чотирьохступеневі добові графіки навантаження споживачів у відносних одиницях. Тривалість кожної ступені складає 6 годин. Також в таблиці вказані максимальні навантаження кожного споживача.

Таблиця 2.23 містить інформацію про річний відпуск електричної енергії для споживачів A5 і A6, а також про максимальне річне навантаження ліній Л5 (позначене як $P5_{max}$ та $Q5_{max}$) і Л6 (позначене як $P6_{max}$ та $Q6_{max}$). Дані у таблиці вказують на обсяг електроенергії, що був переданий споживачам A5 і A6

						Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

протягом року, а також на максимальне навантаження, яке можуть витримати лінії Л5 і Л6 протягом цього періоду.

Схема електропостачання розрахована і зображена на рис. 2.3.

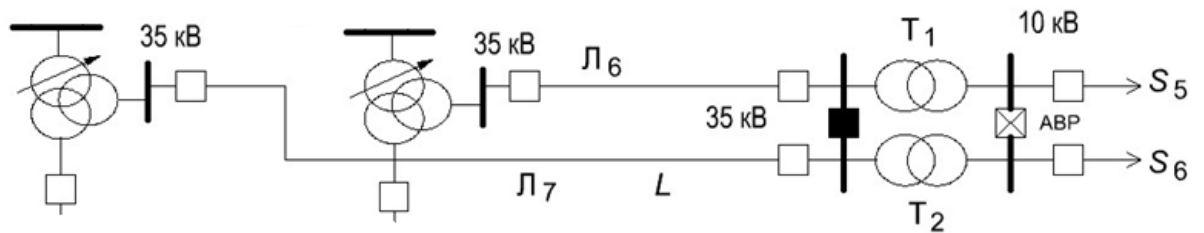


Рисунок 2.3 – Задана схема електропостачання

Таблиця 2.21 - Параметри лінії та трансформаторів

Лінія 35 кВ		Трансформатори 35/10 кВ				
F , мм ²	L , км	S_{TH} , МВ·А	ΔP_{HX} , кВт	ΔP_{K} , кВт	U_{K} , %	I_{HX} , %
120	17	18	28	94	19	1,71

Таблиця 2.22 – Навантаження споживачів S_5 та S_6

Навантаження споживачів S_5		Навантаження споживачів S_6	
Π_1	210	n_1	210
P'_{51}, Q'_{51}	0,7	P'_{61}, Q'_{61}	0,6
P'_{52}, Q'_{52}	0,9	P'_{62}, Q'_{62}	0,2
P'_{53}, Q'_{53}	1	P'_{63}, Q'_{63}	0,7
P'_{54}, Q'_{54}	0,6	P'_{64}, Q'_{64}	0,9
n_2	130	n_2	130
P''_{51}, Q''_{51}	0,6	P''_{61}, Q''_{61}	0,8

P''_{52}, Q''_{52}	0,9	P''_{62}, Q''_{62}	0,7
P''_{53}, Q''_{53}	1	P''_{63}, Q''_{63}	0,1
P''_{54}, Q''_{54}	1	P''_{64}, Q''_{64}	1,2
$P_{5\max}, \text{МВт}$	13	$P_{6\max}, \text{МВт}$	12
$Q_{5\max}, \text{Мвар}$	7	$Q_{6\max}, \text{Мвар}$	7
$A_{P5}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	75661	$A_{P6}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	58147
$A_{Q5}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	34991	$A_{Q6}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	21141

Таблиця 2.23 - Відпуск електроенергії в мережу

Параметри	
$A_{Pл6}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	69190
$P_{л6\max}, \text{МВт}$	10,6
$A_{Qл6}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	36455
$Q_{л6\max}, \text{Мвар}$	5,81
$A_{Pл7}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	69190
$P_{л7\max}, \text{МВт}$	10,6
$A_{Qл7}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	36455
$Q_{л7\max}, \text{Мвар}$	5,81

Навантаження споживачів на кожній ступені графіка:

$$P_{51} = P'_{51} P_{5\max} = 0,7 \cdot 12,5 = 8,7 \text{ (МВт)}.$$

$$Q_{51} = Q'_{51} Q_{5\max} = 0,7 \cdot 6 = 4,2 \text{ (Мвар)}.$$

$$S_{51} = \sqrt{P_{51}^2 + Q_{51}^2} = \sqrt{8,75^2 + 4,2^2} = 9,71 \text{ (МВА)}.$$

Інші розрахунки для першої та другої групи споживачів аналогічні і наведені в табл. 2.24 та 2.25.

Таблиця 2.24 - Навантаження споживачів S_5

Навантаження споживачів S_5					
P'_{51} , МВт	9	Q'_{51} , Мвар	5	S'_{51} , МВА	9,71
P'_{52} , МВт	12	Q'_{52} , Мвар	4	S'_{52} , МВА	15
P'_{53} , МВт	12,5	Q'_{53} , Мвар	6	S'_{53} , МВА	17
P'_{54} , МВт	9	Q'_{54} , Мвар	4	S'_{54} , МВА	18
P''_{51} , МВт	9	Q''_{51} , Мвар	4	S''_{51} , МВА	11
P''_{52} , МВт	12	Q''_{52} , Мвар	5,1	S''_{52} , МВА	11,09
P''_{53} , МВт	9	Q''_{53} , Мвар	5	S''_{53} , МВА	9,71
P''_{54} , МВт	6	Q''_{54} , Мвар	3	S''_{54} , МВА	6,31

Таблиця 2.25 - Навантаження споживачів S_6

Навантаження споживачів S_5					
P'_{61} , МВт	6,6	Q'_{61} , Мвар	3	S'_{61} , МВА	7,02
P'_{62} , МВт	2,2	Q'_{62} , Мвар	1	S'_{62} , МВА	2,34
P'_{63} , МВт	7,7	Q'_{63} , Мвар	3	S'_{63} , МВА	2,15
P'_{64} , МВт	10	Q'_{64} , Мвар	3	S'_{64} , МВА	10,53
P''_{61} , МВт	9	Q''_{61} , Мвар	4	S''_{61} , МВА	9,36
P''_{62} , МВт	6	Q''_{62} , Мвар	3	S''_{62} , МВА	5,85
P''_{63} , МВт	7	Q''_{63} , Мвар	3	S''_{63} , МВА	7,02
P''_{64} , МВт	15	Q''_{64} , Мвар	5	S''_{64} , МВА	11,70

Втрати навантаження для кожної ступені

$$\Delta P'_{\text{наб1}} = P_K \left(\frac{S'_{51}}{S_H} \right)^2 = 90 \cdot \left(\frac{9,71}{16} \right)^2 = 33,12 \quad (\text{кВт}),$$

$$\Delta Q'_{\text{наб1}} = \frac{U_K (S'_{51})^2}{100 S_H} \cdot 10^3 = \frac{8 \cdot 9,71^2}{100 \cdot 16} \cdot 10^3 = 471,01 \quad (\text{квар}),$$

$$\Delta P''_{\text{наб1}} = 90 \cdot \left(\frac{8,32}{16} \right)^2 = 24,33 \quad (\text{кВт}),$$

$$\Delta Q''_{\text{наб1}} = \frac{8 \cdot 8,32^2}{100 \cdot 16} \cdot 10^3 = 346,05 \quad (\text{квар}).$$

Активні та реактивні втрати неробочого ходу в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{ПОСТ}} = \Delta P_{\text{НХ}}$$

$$\Delta Q_{\text{ПОСТ}} = \frac{I_{\text{НХ}} S_{\text{Н}}}{100}$$

$$\Delta P_{\text{НХ}} = 23 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{\text{НХ}} = \frac{I_{\text{НХ}} S_{\text{Н}}}{100} = \frac{0,75 \cdot 16}{100} = 120 \text{ (квар)}$$

Повні втрати в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{Тр}_i} = \Delta P'_{\text{наві}} + \Delta P_{\text{ПОСТ}}$$

$$\Delta Q_{\text{Тр}_i} = \Delta Q'_{\text{наві}} + \Delta Q_{\text{ПОСТ}}$$

$$\Delta P_{\text{Тр1}} = 33,12 + 23 = 56,12 \text{ (кВт)},$$

$$\Delta Q_{\text{Тр1}} = 471,01 + 120 = 591,01.$$

Результати розрахунків в табл. 2.26.

Таблиця 2.26 - Розрахунок для першої групи споживачів

Навантаження т-рів	Ступінь	n1, діб				n2, діб			
		$\Delta P'_{\text{наві}}$	$\Delta Q'_{\text{наві}}$	$\Delta P_{\text{Тр}}$	$\Delta Q_{\text{Тр}}$	$\Delta P''_{\text{наві}}$	$\Delta Q''_{\text{наві}}$	$\Delta P_{\text{Тр}}$	$\Delta Q_{\text{Тр}}$
		кВт	квар	кВт	квар	кВт	квар	кВт	квар
S5	1	33,12	471,01	56,12	591,01	24,33	346,05	47,33	466,05
	2	54,75	778,61	77,75	898,61	43,26	615,20	66,26	735,20
	3	67,59	961,25	90,59	1081,25	33,12	471,01	56,12	591,01
	4	24,33	346,05	47,33	466,05	10,81	153,80	33,81	273,80
SUM		179,78	2556,925			111,52	1586,0625		
S6	1	17,34	246,60	40,34	366,60	30,83	438,40	53,83	558,40
	2	1,93	27,40	24,93	147,40	12,04	171,25	35,04	291,25
	3	23,60	335,65	46,60	455,65	17,34	246,60	40,34	366,60
	4	39,01	554,85	62,01	674,85	48,16	685,00	71,16	805,00
SUM		81,88	1164,50			108,37	1541,25		

Втрати електроенергії в трансформаторах для S₅:

$$\Delta A_{\text{РТ1}} = ((\Sigma \Delta P'_{\text{наві}(n_1)})n_1 6 + (\Sigma \Delta P''_{\text{наві}(n_2)})n_2 6))10^{-3},$$

$$\Delta A_{\text{РТ5}} = (179,78 \cdot 210 + 111,52 \cdot 130) \cdot 6 + 23(210 + 130) = 501193 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}$$

$$\Delta A_{\text{QT5}} = ((\Sigma \Delta Q'_{\text{наві}(n_1)})n_1 6 + (\Sigma \Delta Q''_{\text{наві}(n_2)})n_2 6))10^{-3},$$

$$\Delta A_{\text{QT5}} = ((2556,925) \cdot 210 \cdot 6 + (1586,0625) \cdot 130 \cdot 6) +$$

						Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$+120(210 + 130) \cdot 24 = 5438054. \text{ (табл. 2.27).}$$

Таблиця 2.27 - Втрати електричної енергії для трансформаторів

	S ₅	S ₆
$\Delta A_{P_T}, \text{кВт} \cdot \text{год}$	501193	375375
$\Delta A_{Q_T}, \text{квар} \cdot \text{год}$	5438054	3648645

Розраховуємо потужність:

$$P_{5BH} = P'_{51} + \Delta P_{TP} 10^{-3} = 8,75 + 56,12 \cdot 10^{-3} = 8,81(\text{МВт}),$$

$$Q_{5BH} = Q'_{51} + \Delta Q_{TP} 10^{-3} = 4,2 + 591,01 \cdot 10^{-3} = 4,79(\text{Мвар}),$$

$$S_{5BH} = \sqrt{P_{5BH}^2 + Q_{5BH}^2} = \sqrt{8,81^2 + 4,79^2} = 10,03(\text{МВА}). \text{ (табл.2.28).}$$

Таблиця 2.28 - Потужність на шину трансформаторів 35/10кВ по Л6

S5					
P' ₅₁ , МВт	8,81	Q' ₅₁ , Мвар	4,79	S' ₅₁ , МВА	10,03
P' ₅₂ , МВт	11,33	Q' ₅₂ , Мвар	6,30	S' ₅₂ , МВА	12,96
P' ₅₃ , МВт	12,59	Q' ₅₃ , Мвар	7,08	S' ₅₃ , МВА	14,45
P' ₅₄ , МВт	7,55	Q' ₅₄ , Мвар	5	S' ₅₄ , МВА	8,57
P'' ₅₁ , МВт	7,55	Q'' ₅₁ , Мвар	5	S'' ₅₁ , МВА	8,57
P'' ₅₂ , МВт	10,07	Q'' ₅₂ , Мвар	5,54	S'' ₅₂ , МВА	11,49
P'' ₅₃ , МВт	9	Q'' ₅₃ , Мвар	5	S'' ₅₃ , МВА	11
P'' ₅₄ , МВт	6	Q'' ₅₄ , Мвар	3,1	S'' ₅₄ , МВА	5,70
S6					
P' ₆₁ , МВт	7	Q' ₆₁ , Мвар	3	S' ₆₁ , МВА	7,19
P' ₆₂ , МВт	3	Q' ₆₂ , Мвар	1	S' ₆₂ , МВА	2,42
P' ₆₃ , МВт	8	Q' ₆₃ , Мвар	4	S' ₆₃ , МВА	8,40

P'_{64} , МВт	10	Q'_{64} , Мвар	5	S'_{64} , МВА	11
P''_{61} , МВт	9	Q''_{61} , Мвар	4	S''_{61} , МВА	9,62
P''_{62} , МВт	6	Q''_{62} , Мвар	3	S''_{62} , МВА	5,99
P''_{63} , МВт	7	Q''_{63} , Мвар	3	S''_{63} , МВА	7,19
P''_{64} , МВт	12	Q''_{64} , Мвар	5	S''_{64} , МВА	12,07

Таблиця 2.29 – Потужність на шину трансформаторів 35/10кВ

6					
1 доба			2 доби		
$P_{6ВН}$, МВт	$Q_{6ВН}$, Мвар	$S_{6ВН}$, МВА	$P_{6ВН}$, МВт	$Q_{6ВН}$, Мвар	$S_{6ВН}$, МВА
3	1,07	3	4	2	4
3	3	4	7	4	8
9	3,81	10	7	4	8
7,!	3,2	8	6	3	8

Активні й реактивні втрати потужності в лінії:

$$P_{\Sigma Л} = \sum_{i=1}^n P_{i_{ВН}},$$

$$Q_{\Sigma Л} = \sum_{i=1}^n Q_{i_{ВН}},$$

$$P_{\Sigma Л}^1 = P_{5ВН}^1 + P_{6ВН}^1 = 8,81 + 6,64 = 15,45 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{\Sigma Л}^1 = Q_{5ВН}^1 + Q_{6ВН}^1 = 4,79 + 2,77 = 7,56 \text{ (квар)}.$$

Результати в табл. 2.30.

Таблиця 2.30 - Сумарна потужність в лініях Л6 та Л7

Час роботи	Ступінь	$P_{\Sigma L}$, кВт	$Q_{\Sigma L}$, квар.
$n_{1\text{діб}}$	1	15,45	7,56
	2	13,55	7,25
	3	20,34	10,34
	4	17,51	8,34
$n_{2\text{діб}}$	1	16,40	7,82
	2	15,60	7,83
	3	15,45	7,56
	4	16,10	7,48

Втрати активної та реактивної енергії в лініях:

$$A_{P_{Л}} = \frac{r_0 L_{Л}}{U_{Н}^2} \sum_{i=1}^n (P_{Л(n_1)}^2 + Q_{Л(n_1)}^2) t_i,$$

$$A_{Q_{Л}} = \frac{x_0 L_{Л}}{U_{Н}^2} \sum_{i=1}^n (P_{Л(n_1)}^2 + Q_{Л(n_1)}^2) t_i,$$

$$\begin{aligned} A_{P_{Л}} &= \frac{r_0 L_{Л}}{U_{Н}^2} \left(6n_1 \sum_{i=1}^n (P_{Л(n_1)}^2 + Q_{Л(n_1)}^2) + 6n_2 \sum_{i=1}^n (P_{Л(n_2)}^2 + Q_{Л(n_2)}^2) \right) = \\ &= \frac{0,249 \cdot 15}{35^2} (6 \cdot 210(4468,34 + 1121,01) + 6 \cdot 130(4039,1 + 941,71)) = \\ &= 33318,1 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_{Q_{Л}} &= \frac{x_0 L_{Л}}{U_{Н}^2} \left(6n_1 \sum_{i=1}^n (P_{Л(n_1)}^2 + Q_{Л(n_1)}^2) + 6n_2 \sum_{i=1}^n (P_{Л(n_2)}^2 + Q_{Л(n_2)}^2) \right) = \\ &= \frac{0,414 \cdot 15}{35^2} (6 \cdot 210(4468,34 + 1121,01) + 6 \cdot 130(4039,1 + 941,71)) = \\ &= 55396,3. \end{aligned}$$

Втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\Sigma P} = \Delta A_{P_{Л}} + \Delta A_{P_{T5}} + \Delta A_{P_{T6}},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = \Delta A_{QЛ} + \Delta A_{QТ5} + \Delta A_{QТ6},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 33,32 + 375,38 + 501,19 = 909,89 \text{ (МВт} \cdot \text{год)} \Delta A_{\Sigma Q},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 55,4 + 5438,05 + 3648,65 = 9142,1 \text{ (Мвар} \cdot \text{год)}.$$

В таблицю 2.31 запишемо результати обох методів розрахунку втрат (при цьому метод поелементних розрахунків будемо вважати еталонним).

Таблиця 2.31 — Результати методів обчислень

	ΔA_P , МВт·год	ΔA_Q , Мвар·год	Розрахункова похибка, %	
Метод поелементні розрахунки	910	5216,91	21	16,4
Метод числа найбільших втрат	9142,1	13887,29		

10.3.1 Обчислимо похибку розрахунків:

$$\partial \Delta A_{\Sigma P} = \frac{|909,89 - 5216,91|}{5216,91} = 82,56\%,$$

$$\partial \Delta A_{\Sigma Q} = \frac{|9142,1 - 13887,29|}{13887,29} = 34,17\%.$$

Захисні та захисно-комутаційні апарати призначені для захисту мереж і електроустаткування в розподільних мережах від струмів перевантаження або коротких замикань і можуть встановлюватися в двох місцях: в пунктах розгалуження мережі (РП 0,38 кВ) і в РУ 0,4 кВ ТП. Найбільша кількість апаратів зосереджено в РП, в яких можуть бути встановлені або запобіжники з вступним рубильником, або автоматичні вимикачі.

Комутаційні апарати, які призначені для комутації електричних ланцюгів в різних режимах, можуть бути використовані в одно-, двох- і трифазних мережах змінного струму частотою 50 Гц та номінальною напругою 110, 220, 380 і 660 В. Ці апарати включають в себе рубильники, перемикачі, контактори, пускачі та автоматичні повітряні вимикачі, які належать до категорії низьковольтних силових комутаційних апаратів до 1000 В. Низьковольтні комутаційні апарати використовуються для комутації електричних кола з різними параметрами, що виникають внаслідок особливостей навантаження. Наприклад, під час пуску електродвигуна або гальмування його шляхом відключення з мережі, спостерігаються струми, які перевищують струми номінального режиму. Враховуючи це, випуск комутаційних апаратів тільки для найважчих умов роботи є економічно недоцільним, оскільки багато з них мають запас електричної і механічної міцності, яка ніколи не буде використана, що призводить до непотрібних витрат ресурсів. У зв'язку з цим, промисловість випускає різні серії комутаційних апаратів з однаковим функціональним призначенням, які використовуються в різних сферах застосування. У випадку комутаційних апаратів для напруги вище 1000 В, вони поділяються на три групи в залежності від їх функціонального призначення. Ці групи включають роз'єднувачі (включаючи відокремлювачі та короткозамикачі), вимикачі навантаження та силові вимикачі.

На рисунку 2.4 зображена розрахункова схема системи електропостачання, в якій зображені різні елементи та пристрої, використовувані для живлення і захисту системи.

- 1) Лінія передачі лінійної напруги 110 кВ (АС150) на відстані 10 км.
- 2) Два трансформатори ТДТН 16000/110/35/10, які використовуються для зниження напруги з 110 кВ на 35 кВ та 10 кВ.
- 3) Два роз'єднувачі типу РГ-110, які розташовані з боку високої напруги трансформаторів.
- 4) Два елегазові вимикачі типу ВГТ-110У1.
- 5) Два розрядники типу РВС-110-М, розташовані з боку високої напруги

						Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформаторів.

6) Два розрядники, розташовані з боку низької напруги.

7) Вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL10-25/2000 на початку та на кінці лінії сторони 10 кВ.

8) Вакуумний вимикач типу РВ3-10/160 УХЛ2 між живлячим трансформатором та шиною на стороні 0,4 кВ.

9) Вакуумні вимикачі типу РВ3-10/160 УХЛ2 на кожній лінії, що подається в цех.

10) Запобіжник типу ПКТ 111-10-8-20 на кінці лінії АПВП 3х95 сторони 10 кВ.

11) Два трансформатори струму типу ТОГФ-110 на стороні навантаження напругою 110 кВ.

12) Два вимірювальних трансформатори типу НТМИ-10-66У3 на розподільних пунктах.

Використовуючи ці елементи, система забезпечує живлення та захист від короткого замикання. Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для найбільш характерних точок системи електропостачання з метою забезпечення динамічної та термічної стійкості елементів системи в аварійних режимах роботи.

Система задана :

$$I_{КС} = 7,5 \text{ кА та } U_C = 115 \text{ кВ.}$$

Вихідні дані розрахункової схеми:

Т1: ТДТН 16000/110/35/10; $S_{HT}=16$ МВА; $U_{BH}=115$ кВ; $U_{CH}=38,5$ кВ; $U_{HH}=11$ кВ;

$\Delta P_{HX}=16$ кВт; $\Delta P_{K3}=111$ кВт; $u_{BH-CH}=11,5\%$; $u_{BH-HH}=17,5\%$; $u_{CH-HH}=6,5\%$ $I_{HX}=0,3\%$;

З'єднання обмоток: Д/У_H-11 У/У_H-0.

Повітряна лінія ПЛ1: АС-150, $l=10$ км, $X_{01}=0,42$ Ом/км, $R_{01}=0,21$ Ом/км.

Кабельна лінія КЛ1: АПВП 3х150, $l=1,5$ км, $X_{02}=0,079$ Ом/км, $R_{02}=1$ Ом/км.

Кабельна лінія КЛ2: АПВП 4х95, $l=3$ км, $X_{03}=0,083$ Ом/км, $R_{03}=0,32$ Ом/км.

					Арк.
					76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

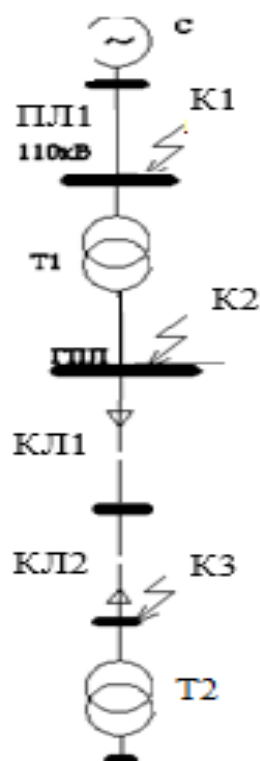


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема

Для розрахунку параметрів схеми заміщення, спочатку визначимо опори елементів схеми в іменованих одиницях. В якості базисної напруги приймаємо $U_6 = 115$ кВ. Далі складаємо схему заміщення, відповідну розрахунковій схемі, яка зображена на рисунку 2.5.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

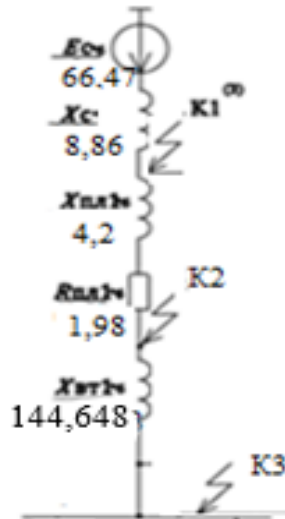


Рисунок 2.5 – Схема заміщення

Далі розрахуємо ЕРС і опір системи за формулами:

$$E_c = U_c \cdot \frac{1}{\sqrt{3}},$$

$$E_c = 115 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 66,47 \text{ кВ},$$

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}},$$

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 7,5} = 8,86 \text{ Ом}.$$

Активний та реактивний опори лінії:

$$R_i = r_0 \cdot l,$$

$$X_i = x_0 \cdot l.$$

Активний і індуктивний опори ПЛ1:

$$R_{пл1} = 0,21 \cdot 10 = 2,1 \text{ Ом}$$

$$X_{пл1} = 0,42 \cdot 10 = 4,2 \text{ Ом}$$

Активний і індуктивний опори КЛ2:

$$R_{\text{КЛ1}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{U_1}{U_3} = 0,206 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{115}{11}\right)^2 = 32,771 \text{ Ом}$$

$$U_{\text{КЛ1}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{U_1}{U_3} = 0,076 \cdot 1,5 \cdot \left(\frac{115}{11}\right)^2 = 11,024 \text{ Ом}$$

Розрахунки заносимо до таблиці 2.32.

Таблиця 2.32 – Опори ПЛ та КЛ

Лінія	$R_{\text{л}}$, Ом	$X_{\text{л}}$, Ом
ПЛ1	2,1	4,2
КЛ1	32,771	11,024
КЛ2	0,96	0,249

Опір трансформатора Т1 розрахуємо за формулами:

$$X_{\text{Т}} = \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100\%} \cdot \frac{U_1^2}{S_{\text{н}}}$$

$$X_{\text{Т}} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{17,5}{100} = 144,648 \text{ Ом}$$

2.7 Розрахунок струмів трифазного КЗ

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ.

На рис. 2.6 показана еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ.

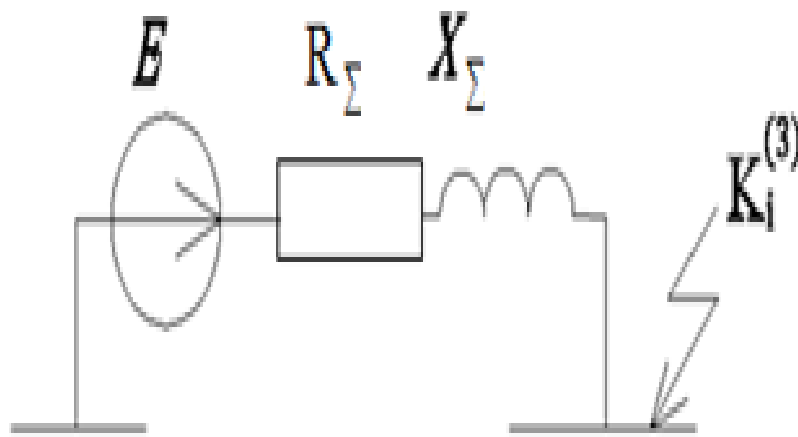


Рисунок 2.6– Еквівалентна схема заміщення для і-ої точки КЗ

Враховуючи значну електричну віддаленість точок короткого замикання (КЗ) від джерела електропостачання, періодична складова струму КЗ приймається як незатухаюча і може бути визначена за допомогою наступної формули:

$$I_i'' = I_{it} = I_{i\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{r_{\Sigma i}^2 + x_{\Sigma i}^2}}.$$

де $I_i'' = I_{it} = I_{i\infty}$ – дійсні значення надперехідного струму, періодичного складника струму короткого замикання для будь-якого моменту часу t та сталого струму трифазного короткого замикання.

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:

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

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{yди} = \sqrt{2} \cdot k_{yди} \cdot I_i''.$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання визначаються за формулою:

$$I_{ди} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{yди} - 1)^2}.$$

Активний і реактивний еквівалентні опори до точки К4 можна розрахувати використовуючи такі формули:

$$X_{\Sigma 4} = X_c + X_{пл1} + X_{вт} + X_{кл1} + X_{кл2} = 8,21 + 3,45 + 141,55 + 11,001 + 0,32 + 2 = 166,531 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Sigma 4} = R_{пл1} + R_{кл1} + R_{кл2} = 4,11 + 31,763 + 0,96 = 36,833 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ для точки К4:

$$I_4''^{115} = I_{4t} = I_{4\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{173,123^2 + 38,933^2}} = 0,375 \text{ кА,}$$

$$I_4''^{11} = I_4''^{115} \cdot \left(\frac{U_1}{U_3}\right) = 0,375 \cdot \frac{115}{11} = 3,92 \text{ кА.}$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання для К4:

$$T_{ак4} = \frac{173,123}{314 \cdot 38,933} = 0,01 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для точки К4:

$$k_{уд4} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,368.$$

Ударний струм КЗ для точки К4:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,368 \cdot 3,92 = 7,584 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання для точки К4:

$$I_{д4} = 3,92 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,368 - 1)^2} = 4,419 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу для точки К4:

$$B_{к4} = 3,92^2 \cdot (0,18 + 0,01) = 4,303 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

Здійснимо розрахунки для всіх точок та зведемо в таблицю 2.33.

Таблиця 2.33– Результати розрахунків струмів КЗ

					Арк.
					81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Точка КЗ	$x_{\Sigma i}$	$r_{\Sigma i}$	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уди}$	$i_{уди}$, кА	$I_{ди}$, кА	$B_{ки}$, кА ² ·с
К1	123,41	3,88	4,45	0,12	1,91	11,95	7,22	5,8
К2	170,54	33,973	3,91	0,01	1,368	7,632	1,41	2,9
К3	173,3	38,93	3,92	0,01	1,68	7,54	4,49	2,92

Для проведення розрахунків однофазного короткого замикання необхідно скласти схеми заміщення для прямої, зворотної і нульової послідовностей. В цих схемах вказуються електрорухомі сили прямої послідовності джерел живлення та симетричні складові напруги в місці короткого замикання, як показано на рисунку 2.7. Виконаємо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 110 кВ .

Еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{рез1} = X_c + X_{пл1} = 8,86 + 4,2 = 13,06 \text{ Ом,}$$

$$R_{рез1} = R_{пл1} = 1,98 \text{ Ом.}$$

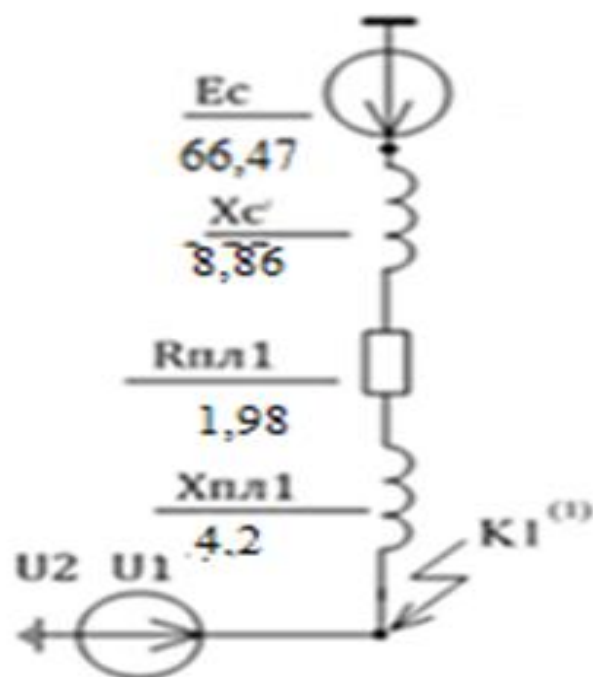


Рисунок 2.7– СЗ прямої послідовності та зворотної послідовності
 Розрахуємо еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$X_{рез2} = X_{рез1} - X_c + X_{пл1} = 8,86 + 4,2 = 13,06 \text{ Ом},$$

$$R_{рез2} = R_{рез1} = R_{пл1} = 1,98 \text{ Ом}.$$

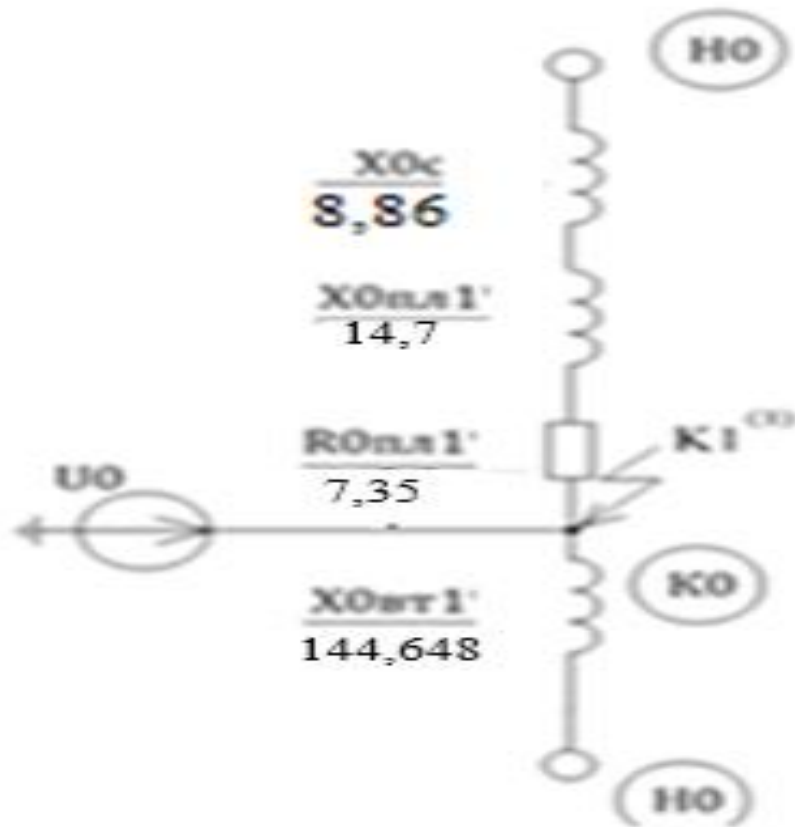


Рисунок 2.8– СЗ нульової послідовності

Еквівалентуємо схему заміщення нульової послідовності зводимо до найпростішого вигляду (рис. 2.9):

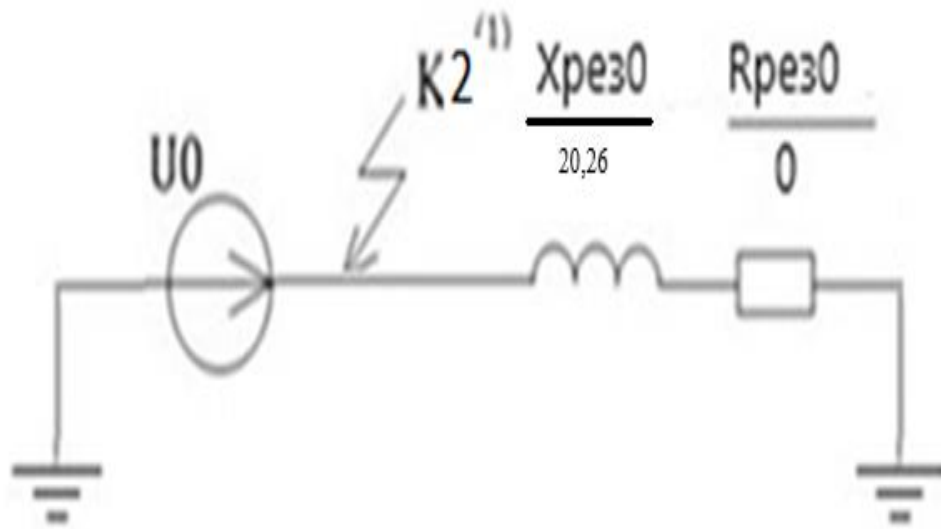


Рисунок 2.9 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності

Результуючі опори нульової послідовності відносно точки К2⁽¹⁾:

$$x_{рез01} = x_{0c} + x_{0пл} = 8,86 + 11 = 16,56 \text{ Ом},$$

$$x_{рез0} = \frac{x_{рез01} \cdot x_{0т}}{x_{рез01} + x_{0т}} = \frac{23,56 \cdot 144,6488}{29,56 + 141,648} = 22 \text{ Ом}.$$

$$r_{рез0} = \frac{r_{рез01} \cdot r_{0т}}{r_{рез01} + r_{0т}} = \frac{6,93 \cdot 0}{6,93 + 0} = 0$$

Додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta x^{(1)} = x_{рез2} + x_{рез0} = 13,06 + 20,26 = 33,32 \text{ Ом},$$

$$\Delta r^{(1)} = r_{рез2} + r_{рез0} = 1,98 + 0 = 1,98 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір однофазного КЗ:

$$x_{\Sigma}^{(1)} = x_{рез1} + \Delta x^{(1)} = 13,06 + 33,32 = 50 \text{ Ом},$$

$$r_{\Sigma}^{(1)} = r_{рез1} + \Delta r^{(1)} = 1,98 + 1,98 = 3,96 \text{ Ом}.$$

Діюче значення надперехідного струму КЗ в пошкодженій фазі:

$$I_2''^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{\sqrt{(r_{\text{рез1}} + \Delta r^{(1)})^2 + (x_{\text{рез1}} + \Delta x^{(1)})^2}}$$

де $m^{(1)} = 3$ – для однофазного КЗ.

$$I_2''^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,47}{\sqrt{(1,98 + 1,98)^2 + (13,06 + 33,32)^2}} = 4,284 \text{ кА.}$$

Постійна часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання:

$$T_{ak2}^{(1)} = \frac{x_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot r_{\Sigma}^{(1)}} = \frac{46,38}{314 \cdot 3,96} = 0,037 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт при однофазному КЗ:

$$k_{уд2}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak2}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,037}} = 1,763.$$

Ударний струм при однофазному КЗ:

$$i_{уд2}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2}^{(1)} \cdot I_2''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,763 \cdot 4,284 = 10,681 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму короткого замикання:

$$I_{д2}^{(1)} = I_2''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд2}^{(1)} - 1)^2};$$

$$I_{д2}^{(1)} = 4,284 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,763 - 1)^2} = 6,302 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу:

$$B_{к2}^{(1)} = I_2''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak2}^{(1)}),$$

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

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

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

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

$$B_{к2}^{(1)} = 4,284^2 \cdot (0,18 + 0,037) = 3,983 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

Результати розрахунків для точки К2 заносимо до таблиці 2.34.

						Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.34 – Результати розрахунків для точки К1

Точка КЗ	$x_{\Sigma}^{(1)}$	$r_{\Sigma}^{(1)}$	$I_i''^{(1)}$, кА	$T_{ак}^{(1)}$, с	$k_{уд}^{(1)}$	$i_{уд}^{(1)}$, кА	$I_{д}^{(1)}$, кА	$B_{к}^{(1)}$, кА ² ·с
К2 ⁽¹⁾	46,	3,9	4,2	0,0	1,7	10,6	6,3	3,98
	38	6	84	37	63	81	02	3

Вибір комутаційних апаратів за умовами нормального режиму проведено в розділі 2.6 (таблиця 2.35 та 2.36).

Таблиця 2.35 Перевірка комутаційних апаратів 110 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	ВЭКТ-110-40/2000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вими́к}}$	11,95 кА 4,401 кА	102 кА 40 кА
		Тепловий імпульс	$B_{к} \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	5,18 кА ² с	4800 кА ² с
110 кВ	Роз'єднувач РГ-110/1000У1	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вими́к}}$	11,95 кА 4,401 кА	80 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_{к} \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	5,18 кА ² с	1200 кА ² с

Таблиця 2.36 Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
10 кВ	Вимикач ВР2-10/1600	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	7,665 кА 3,962 кА	51 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	2,983 кА ² с	1200 кА ² с
10 кВ	Роз'єднувач РВЗ-10/630У2	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вими́к}$	7,665кА 3,962 кА	52 кА 20 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{т.с}^2 t_{т.с}$	2,983кА ² с	1200 кА ² с

Для ПЛ1:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{5,18 \cdot 10^3}}{75} = 30,346 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунків (таблиці 2.37).

					Арк.
					88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 2.37 – Перевірка перерізів ПЛ і КЛ

Ділянка	F поч,	Bк, кА ² ·с	Fmin, мм ²	Fоб, мм ²
ПЛ 1	150	5,18	30,346	150
КЛ 1	150	2,983	23,028	150
КЛ2	95	2,92	22.784	95

При розрахунках струмів короткого замикання в мережах напругою до 1 кВ важливо враховувати опори збірних шин, з'єднань шин, трансформаторів струму, розмикаючих котушок автоматичних вимикачів та інших елементів. Також значний вплив можуть мати опори контактних з'єднань, таких як болтові з'єднання шин, зажимні контакти апаратів, а також опір контакту в місці короткого замикання. Під час розрахунків необхідно враховувати всі активні та індуктивні опори короткого кола. Розрахунки проводяться в іменованих одиницях, а параметри елементів розрахункової схеми залежать від рівня напруги, на якому знаходиться точка короткого замикання. Розрахункова схема зображена на рисунку 2.10.

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_4^{(3)} = 4,27$ кА, що розрахований в пункті 2.7.4.2

Трансформатор: тип ТСЛ-1000;

$S_H = 1000$ кВ;

$U_{нв} = 10$ кВ;

$U_{нн} = 0,4$ кВ;

$\Delta P_{кз} = 9$ кВт;

$U_k = 6$ %;

Шини приєднання трансформатора до щита:

0,4 кВ: $l_{ш}=5$ м; метал – Al; $r_{ш.о}=0,1$ Ом/км; $x_{ш.о}=0,13$ Ом/км, $S=80 \times 8$ мм².

Автоматичні вимикачі вибрані в пункті 2.6:

QS тип АВМ 10Н, QF тип ВА-57-39, $I_{ном} = 500$ А;

Трансформатор струму ТС [22]:

$r_{ТС} = 0,2$ мОм, $x_{ТС} = 0,05$ мОм.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів:

$x_{КВ.SF} = 0,07$ мОм; $r_{КВ.SF} = 0,13$ мОм.

Опори контактів автоматичних вимикачів:

$r_{КSF} = 0,14$ мОм.

КЛЗ: АВВГ 4x35 , $l=0,08$ км, $X_{05}=0,09$ Ом/км, $R_{05}= 0,868$ Ом/км.

КЛ4: АПВ 50 , $l=0,011$ км, $X_{04}=0,01$ Ом/км, $R_{04}=0,641$ Ом/км.

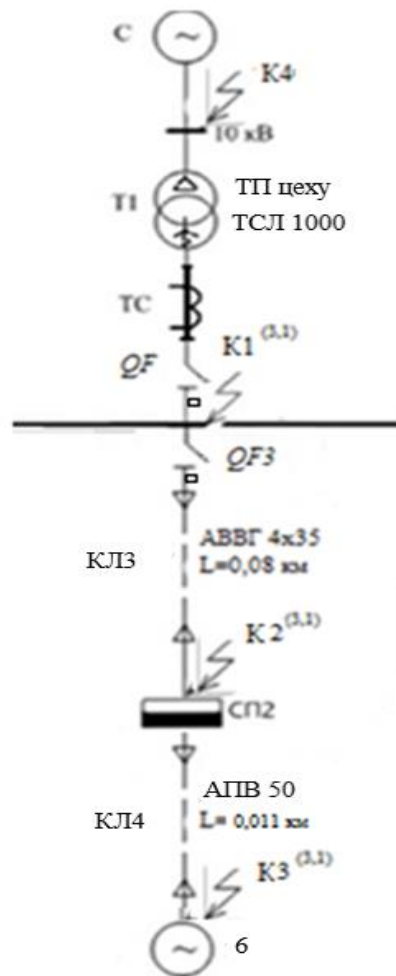


Рис. 2.10 - Розрахункова схема

					Арк.
					90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Опір системи:

$$x_c = \frac{U_{\text{HH}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_6^{(3)} \cdot U_{\text{BH}}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,27 \cdot 10,5} = 2,06 \text{ мОм.}$$

Опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot (U_{\text{HH}})^2 \cdot 10^6}{S_{\text{H}}^2} = \frac{9 \cdot (0,4)^2 \cdot 10^6}{1000^2} = 1,44 \text{ мОм,}$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к}}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{H}}}\right)^2} \cdot \frac{(U_{\text{HH}})^2 \cdot 10^6}{S_{\text{H}}},$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{6}{100}\right)^2 - \left(\frac{9}{1000}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{1000} = 9,491 \text{ мОм.}$$

Опори шин:

$$r_{\text{ш}} = r_{\text{ш.0}} \cdot l_{\text{ш}} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ мОм,}$$

$$x_{\text{ш}} = x_{\text{ш.0}} \cdot l_{\text{ш}} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ мОм.}$$

Активний опір одного болтового контактного з'єднання:

$$r_{\text{б.к}} = 0,003 \text{ мОм}$$

Активний та індуктивний опори лінії КЛЗ:

$$r_{\text{клз}} = r_{\text{0клз}} \cdot l_{\text{клз}} \cdot 10^3 = 0,868 \cdot 0,08 \cdot 10^3 = 69,44 \text{ мОм,}$$

$$x_{\text{клз}} = x_{\text{0клз}} \cdot l_{\text{клз}} \cdot 10^3 = 0,09 \cdot 0,08 \cdot 10^3 = 7,2 \text{ мОм.}$$

Розрахунок для інших КЛ (табл. 2.38).

Таблиця 2.38 – Опори КЛ

Лінія	$r_{\text{л}}$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом
КЛЗ	69,44	7,2
КЛ4	7,051	0,11

Будуємо схему заміщення для визначення струмів КЗ в точках К1 – К2 рис. 2.11.

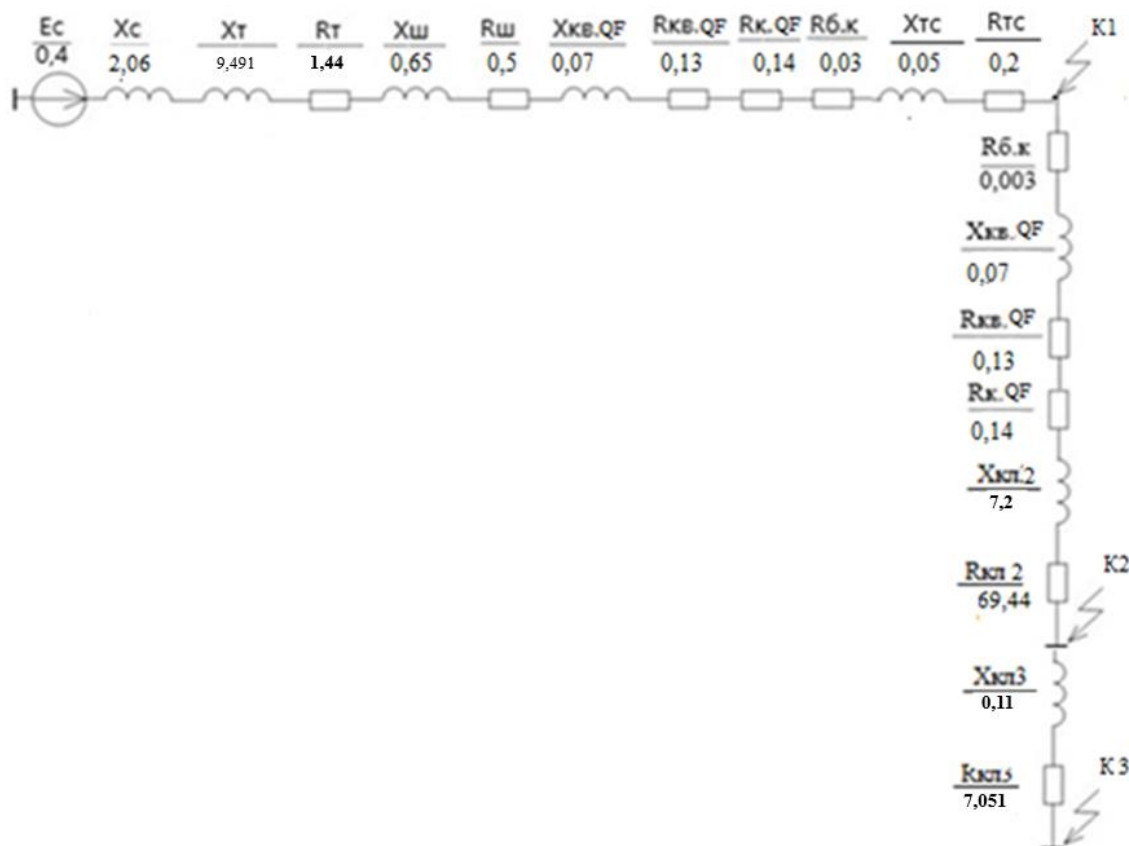


Рисунок 2.11 – Схема заміщення

Еквалентуємо схему заміщення та розраховуємо результуючі опори:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_T + x_{кв.SF} + x_{ш} + x_{тс},$$

$$x_{\Sigma 1} = 2,06 + 9,491 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 12,312 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{кв.} + r_T + r_K + r_{тс},$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 1,44 + 0,14 + 0,2 = 2,422 \text{ мОм}.$$

Діюче значення надперехідного струму трифазного КЗ:

$$I_1''^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{нн} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 1}^2 + r_{\Sigma 1}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{12,312^2 + 2,422^2}} = 19,325 \text{ кА}.$$

Постійна часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak1}^{(3)} = \frac{x_{\Sigma 1}}{\omega \cdot r_{\Sigma 1}} = \frac{12,312}{314 \cdot 2,422} = 0,016 \text{ с.}$$

Значення теплового імпульсу:

$$B_{k1}^{(3)} = I_1''^{(3)2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{ak1}^{(3)}).$$

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

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

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

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

$$B_{k1}^{(3)} = 19,325^2 \cdot (0,18 + 0,016) = 73,197 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Ударний коефіцієнт:

$$k_{уд1}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak1}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,016}} = 1,535 \text{ с.}$$

Ударний струм для точки К5:

$$i_{уд1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1}^{(3)} \cdot I_1''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,535 \cdot 19,325 = 41,951 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд1}^{(3)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(3)} = 19,325 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,535 - 1)^2} = 24,233 \text{ кА.}$$

Результати розрахунку заносимо в таблиці 2.39.

Таблиця 2.39 - Результати розрахунків 3-го КЗ для мережі нижче 1 кВ

Точка КЗ	U_i , кВ	$x_{\Sigma i}$, МОм	$r_{\Sigma i}$, МОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{удi}$	$i_{удi}$, кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
К1	0,4	12,312	2,422	19,325	0,016	1,535	41,951	24,233	73,197
К2	0,4	19,582	72,144	3,244	0,0008	1	4,588	3,244	1,903
К3	0,4	19,689	79,195	2,971	0,0008	1	4,202	4,202	1,6

Складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка зображена на рис. 2.12.

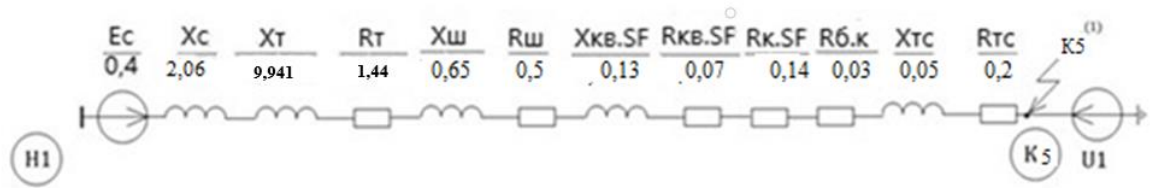


Рисунок 2.12– Схема заміщення прямої послідовності

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_T + x_{кв.SF} + x_{ш} + x_{Tс},$$

$$x_{\Sigma 1} = 2,06 + 9,491 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 12,312 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{кв.SF} + r_T + r_{к.SF} + r_{Tс},$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 1,44 + 0,14 + 0,2 = 2,422 \text{ мОм}.$$

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.13.

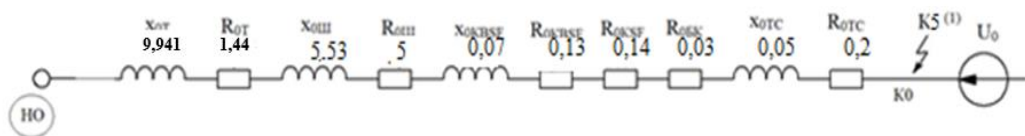


Рисунок 2.13 – Схема заміщення нульової послідовності

Питомі опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш.0} = 8,5 \cdot x_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм},$$

$$r_{ш.0} = 10 \cdot r_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм}.$$

Еквівалентні активний та індуктивні опори нульової послідовності для точки K1:

$$x_{\Sigma 0} = x_{T0} + x_{кв0} + x_{ш.0} + x_{Tс0},$$

$$x_{\Sigma 0} = 9,491 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 15,141 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 0} = r_{T0} + 4 \cdot r_{б.к0} + r_{к.QF0} + r_{кв.QF0} + r_{ш.0} + r_{Tс0},$$

$$r_{\Sigma 0} = 1,44 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 6,922 \text{ мОм}.$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	94

$$I_1''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{\text{HH}}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma 1} + r_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 0})^2}}$$

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

$$I_1''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 2,422 + 6,922)^2 + (2 \cdot 12,312 + 15,141)^2}} = 17,542 \text{ кА.}$$

Постійна часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak1}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_0}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_0)} = \frac{2 \cdot 12,312 + 15,141}{314 \cdot (2 \cdot 2,422 + 6,922)} = 0,011 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт:

$$k_{уд1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,011}} = 1,403.$$

Ударний струм для точки К1:

$$i_{уд1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1}^{(1)} \cdot I_1''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,403 \cdot 17,542 = 34,806 \text{ кА.}$$

Розрахунок струму однофазного КЗ в точці К2.

Складаємо схему заміщення прямої послідовності, яка зображена на рис.

2.14.

					Арк.
					95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

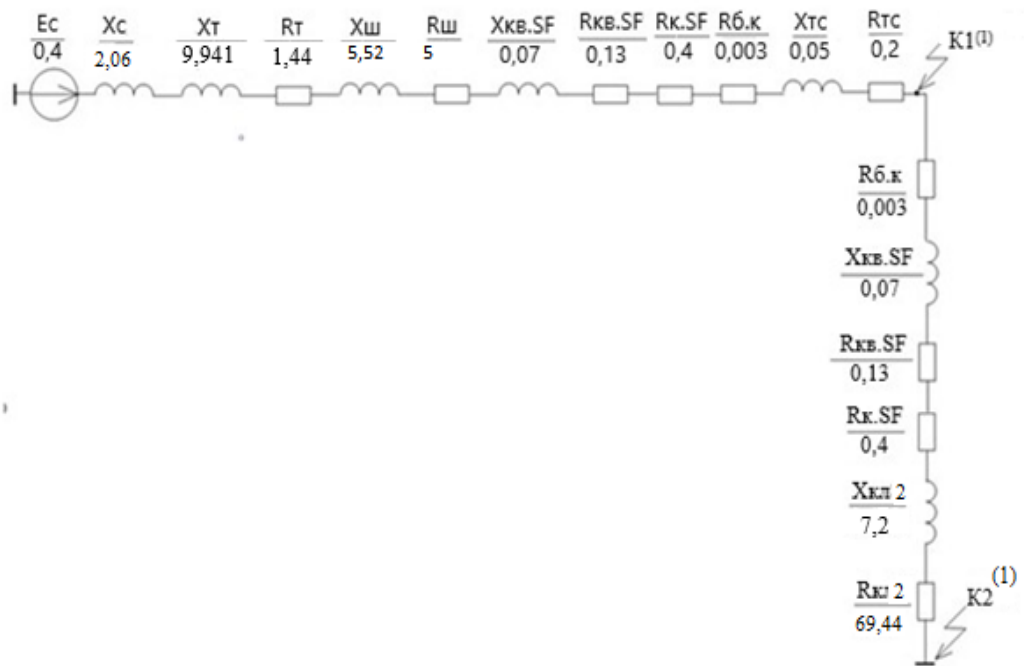


Рисунок 2.14 – Схема заміщення прямої послідовності

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_T + x_{кв} + x_{ш} + x_{тс} + x_{кл3},$$

$$x_{\Sigma 1} = 2,06 + 9,941 + 0,07 + 0,65 + 0,05 + 5,096 = 19,582 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ш} + 4 \cdot r_{б.к} + r_{кв} + r_T + r_{к.SF} + r_{тс} + r_{кл3},$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 1,44 + 0,14 + 0,2 + 69,44 = 72,144 \text{ мОм}.$$

Схема заміщення нульової послідовності зображена на рисунку 2.15.

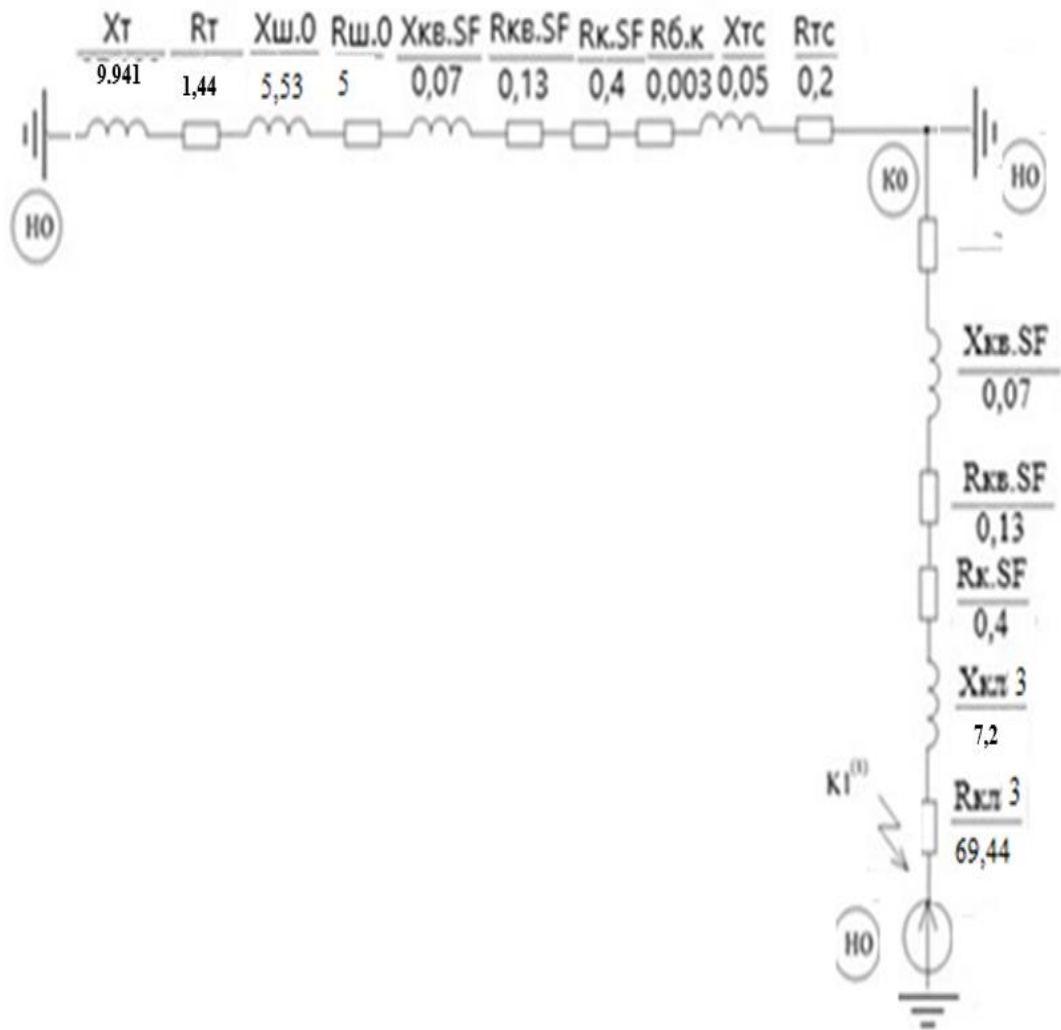


Рисунок 2.15 – Схема заміщення нульової послідовності

Питомі опори нульової послідовності шин:

$$x_{ш.0} = 8,5 \cdot \frac{x}{r_{ш}} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ МОм,}$$

$$r_{ш.0} = 10 \cdot r_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ МОм.}$$

Еквівалентні активний та індуктивні опори нульової послідовності для точки К2:

$$x_{\Sigma 0} = x_{T0} + x_{кв.QF0} + x_{ш.0} + x_{Tс0} + x_{кл30},$$

$$x_{\Sigma 0} = 9,491 + 0,07 + 5,53 + 0,05 + 5,096 = 20,237 \text{ МОм,}$$

$$r_{\Sigma 0} = r_{T0} + 4 \cdot r_{б.к0} + r_{к.QF0} + r_{кв.QF0} + r_{ш.0} + r_{Tс0} + r_{кл30},$$

$$r_{\Sigma 0} = 1,44 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 + 69,44 = 76,362 \text{ МОм.}$$

Початкове діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

					Арк.
					97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$I_1''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{\text{HH}}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma 1} + r_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 0})^2}}$$

$$I_2''^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 72,144 + 76,362)^2 + (19,582 + 20,237)^2}} = 3,184 \text{ кА.}$$

Постійна часу загасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ak2}^{(1)} = \frac{2 \cdot x_1 + x_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot r_1 + r_{10})} = \frac{2 \cdot 19,582 + 20,237}{314 \cdot (2 \cdot 72,144 + 76,362)} = 0,0009 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт:

$$k_{уд2}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ak2}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0009}} = 1.$$

Ударний струм для точки К2:

$$i_{уд2}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2}^{(1)} \cdot I_2''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 3,184 = 4,503 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повторного струму короткого замикання:

$$I_{y2}^{(1)} = I_2''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд2}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{y2}^{(1)} = 3,184 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 3,184 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу:

$$B_{к2}^{(1)} = I_2''^{(1)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ak2}^{(1)}),$$

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

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

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

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

$$B_{к2}^{(1)} = 3,18^2 \cdot (0,18 + 0,0009) = 1,829 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результати всіх розрахунків для мережі нижче 1кВ в таблиці 2.40.

					Арк.
					98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 2.40 – Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

Точка КЗ	U_i , кВ	$x_{\Sigma i}$, МОм	$r_{\Sigma i}$ МОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	$k_{уді}$	$i_{уді}$, кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , кА ² ·с
К1 ⁽¹⁾	0,4	15,141	6,922	17,542	0,011	1,403	34,806	20,203	89,239
К2 ⁽¹⁾	0,4	20,237	76,362	3,184	0,0009	1	4,503	3,184	1,829
К3 ⁽¹⁾	0,4	21,982	83,5	2,915	0,0008	1	4,122	2,915	8,708

2.8. Релейний захист та автоматика (РЗА)

Під час виникнення короткого замикання (КЗ) в електропостачальній системі, елементи системи піддаються динамічному та терміновому навантаженню. Для запобігання аваріям і зменшення пошкоджень встановлюються автоматичні пристрої, відомі як релейний захист. Ці пристрої забезпечують швидке відключення пошкодженого елемента або ділянки мережі з встановленим рівнем захисту, якщо пошкодження становить безпосередню небезпеку для цього кола. У разі відсутності небезпеки активуються сигнальні пристрої.

Релейний захист застосовується як для змінних, так і для постійних оперативних струмів. Застосування постійного струму вимагає окремого обґрунтування в кожному випадку. При реалізації захисту передбачається резервування, що полягає в забезпеченні захисту кожного елемента системи при пошкодженні на суміжному елементі у разі відмови вимикача. Окремий резервний захист застосовується у випадках, коли основний захист однієї ділянки не може виконати функції резервного захисту при пошкодженні на суміжній ділянці. У мережах з великим струмом короткого замикання на землю вибирається такий режим нейтралі силових трансформаторів, при якому струми короткого замикання на землю забезпечують захист у всіх можливих режимах системи.

Релейний захист має відповідати таким вимогам:

Селективність: релейний захист повинен бути вибірковим, тобто відключати лише ушкоджену ділянку електричного кола за допомогою високовольтних або автоматичних вимикачів.

Швидкодія: релейний захист повинен спрацьовувати максимально швидко. Для досягнення цієї мети може застосовуватись невибірковий захист, який працює в поєднанні з пристроями автоматики, такими як автоматичне повторне ввімкнення (АПВ) і автоматичне введення резерву (АВР), що усувають недолік невибіркової.

Чутливість: чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості.

Надійність: надійність забезпечується використанням високоякісних та надійних реле та інших пристроїв, застосуванням простіших схем захисту з меншою кількістю реле, контактів і кіл, якісним монтажем, постійним спостереженням та обслуговуванням захисних пристроїв.

Релейний захист також може включати функції відновлення послідовних операцій, які забезпечують відновлення живлення після відключення ушкодженого елемента або ділянки мережі. Це може бути корисним в ситуаціях, коли ушкодження було тимчасовим і можна відновити нормальну роботу системи після усунення несправності. Для досягнення більшої надійності і захисту від випадкових помилок часто використовуються подвійні та потрійні релейні захисти. Це означає, що один захисний пристрій має декілька незалежних реле, які повинні спрацювати одночасно, перш ніж відбудеться відключення. Для більш складних систем електропостачання можуть бути використані програмовані реле та мікропроцесорні контролери, які дозволяють налаштувати та програмувати різні параметри релейного захисту. Це дозволяє досягти більшої гнучкості і адаптації до конкретних потреб системи. Окрім того, важливим аспектом релейного захисту є його планування та проектування відповідно до вимог та стандартів безпеки. Це включає визначення потенційних небезпек, аналіз потоків струму, вибір відповідних реле та пристроїв,

розташування релейних пунктів та забезпечення їх належного підключення до системи. Релейний захист є важливою складовою систем електропостачання, оскільки він забезпечує безпеку, захист від аварій та запобігання пошкодженням обладнання [21].

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), для трансформаторів передбачаються різні види захисту з метою забезпечення їх безпечної та надійної роботи. Ось кілька типів захисту, які можуть бути використані:

1) Газовий захист від ушкоджень всередині кожуха: Цей тип захисту призначений для виявлення випадків утворення газу всередині кожуха трансформатора, що може бути спричинене ушкодженням або зниженням рівня масла. Він дозволяє оперативно виявити такі проблеми і уникнути подальших пошкоджень.

2) Струмова відсічка без витримки часу: Цей вид захисту використовується для захисту обмоток трансформатора від ушкоджень, спричинених струмами короткого замикання або перевантаженням. Він швидко відключає живлення трансформатора, коли струм перевищує задані межі, що допомагає запобігти подальшим пошкодженням.

3) Максимальний струмовий захист зі сигналом: Цей вид захисту використовується для виявлення струмів, які перевищують максимальні допустимі значення через перевантаження. Він супроводжується відповідним сигналом, що дозволяє персоналу прийняти відповідні заходи.

4) Максимальний струмовий захист від зовнішніх коротких замикань: Цей тип захисту призначений для виявлення струмів, які виникають в обмотках трансформатора через зовнішні багатофазні короткі замикання. Він встановлюється з боку основного живлення і дозволяє вчасно відключити трансформатор для запобігання пошкодженням.

5) Захист від однофазного короткого замикання на землю: Цей вид захисту призначений для виявлення однофазного короткого замикання на землю. Він дозволяє вчасно відключити трансформатор, щоб запобігти подальшим ушкодженням та забезпечити безпеку.

Ці різноманітні види захисту забезпечують ефективний режим роботи трансформаторів та допомагають попередити аварійні ситуації, зберігаючи надійність та безпеку електропостачання. Застосування відповідних заходів захисту трансформаторів є надзвичайно важливим для забезпечення стабільності та надійності електропостачання. У залежності від конкретних вимог і особливостей системи, можуть бути використані інші типи захисту, такі як захист від теплового перевантаження, від струму короткого замикання між фазами, а також захист від перенапруги. Окрім встановлення відповідних захисних пристроїв, важливо також забезпечити їх правильну конфігурацію та налагодження. Регулярна перевірка та обслуговування захисних пристроїв допомагає підтримувати їх ефективну роботу і вчасну реакцію на будь-які відхилення в електропостачальній системі. Крім того, розробники постійно вдосконалюють технології захисту трансформаторів, впроваджуючи нові рішення, які враховують зростаючі вимоги до енергоефективності, надійності та безпеки. Такі інновації можуть включати в себе використання алгоритмів штучного інтелекту для аналізу стану трансформатора та передбачення можливих проблем, а також впровадження систем автоматичного управління, які забезпечують швидку реакцію на надзвичайні ситуації. Враховуючи постійний розвиток технологій та вимоги до стабільного та безпечного електропостачання, у майбутньому можна очікувати появу ще більш ефективних та інтелектуальних систем захисту трансформаторів, які забезпечать оптимальну працездатність та мінімізують вплив можливих аварій [22].

Для розрахунку максимального струмового захисту лінії 10 кВ і трансформатора 10/0,4 кВ можна скористатися струмовими реле КА5, які встановлюються в системі МТЗ (Моментального Теплового Захисту) і сприймають несиметричні перевантаження.

У випадку захисту 10 кВ кабелів лінії від перевантажень, необхідно врахувати можливі тимчасові збільшення струму після відключення і відновлення струму. Захист має активуватися при перевищенні 130% від довгостроково допустимого струму кабелю. Схема захисту може бути наступною:

На початку лінії 10 кВ розміщується струмове реле КА5, яке сприймає несиметричні перевантаження. Це реле підключене до системи МТЗ.

При перевищенні 130% від довгостроково допустимого струму кабелю, струмове реле КА5 спрацьовує і вимикає подачу струму до трансформатора 10/0,4 кВ. Після відключення струму, відновлення струму відбувається з максимального робочого струму лінії.

Ця схема захисту забезпечує ефективний захист лінії 10 кВ від перевантажень і дозволяє вчасно вимкнути подачу струму до трансформатора у випадку аварійної ситуації. Тим самим, вона сприяє збереженню і надійності обладнання та забезпечує безпеку електропостачання.

Вихідні дані – із електричної частини:

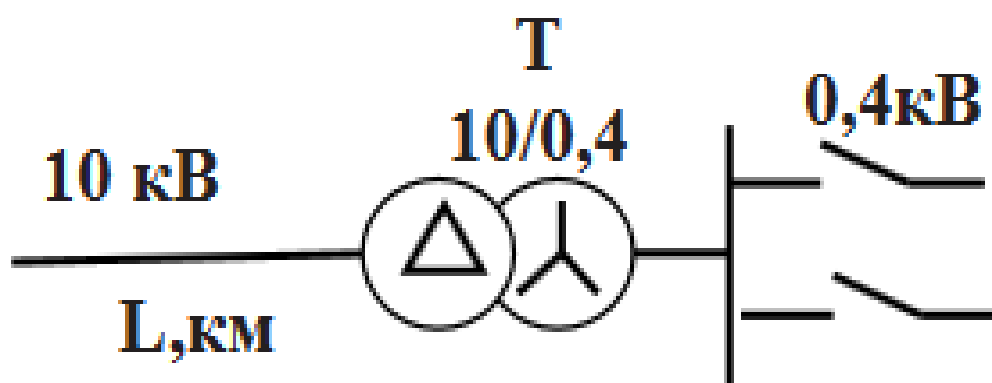


Рисунок 2.16 - Схема для розрахунку релейного захисту кабельної лінії напругою 10 кВ (лист 1)

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	103

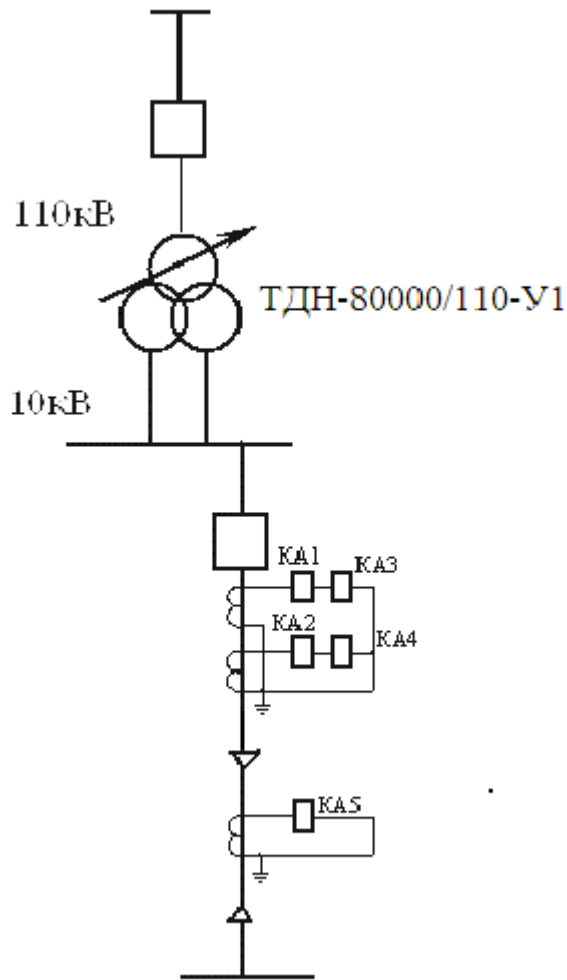


Рисунок 2.16 - Схема для розрахунку релейного захисту кабельної лінії
напругою 10 кВ (лист 2)

При $n_T=300$, струм спрацювання реле буде рівний:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.z.}}{n_T},$$

де $I_{c.z.}$ - струм спрацювання захисту, А;

n_T – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$I_{c.z.} = k_H I_{кз зовн макс}^{(3)},$$

де $I_{c.z.}$ - струм спрацювання захисту;

k_H – коефіцієнт надійності, приймається 1.2 – 1.3;

					Арк.
					104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$I_{\text{КЗ зовн макс}}^{(3)}$ - трьохфазний зовнішній струм КЗ струм КЗ в точці КЗ.

$$I_{\text{с.з.}} = 1,2 * 1500 = 1800 \text{ А}$$

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} k_{\text{н}} I_{\text{КЗ зовн макс}}^{(3)} / K_I = 1 * 1,2 * 1500 / 10 = 180 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається як відношення:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.з.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}},$$

$$I_{\text{К.з.мін}}^{(2)} = 0,867 * I_{\text{К.з.2}}^{(3)} = 0,867 * 460 = 399 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт чутливості відсічки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.з.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = 399 / 1500 = 0,26 < 1,5.$$

2.9 Організація обліку електричної енергії на об'єкті проектування.

Для обліку електричної енергії, яка споживається в цеху, на вводі будуть встановлені два щитки обліку: один для силових пунктів, а інший - для освітлення. В щитку обліку силових пунктів буде розміщено лічильник типу НІК 2303, який має наступні характеристики, згідно табл. 2.41.

Таблиця 2.41: Характеристики лічильника НІК 2303

Тип лічильника: НІК 2303

Напруга: 230 В

Точність: клас 1.0

Струм: до 100 А

Частота: 50 Гц

Тип з'єднання: однофазний

Цей лічильник НІК 2303 забезпечить точний облік електричної енергії, що споживається в цеху. Він призначений для вимірювання струму до 100 А при напрузі 230 В і має точність в класі 1.0. Встановлення такого лічильника дозволить здійснювати ефективний контроль за споживаною електроенергією і

забезпечить облік для подальшого аналізу та управління енергетичними процесами в цеху.

Таблиця 2.41 - Характеристики лічильника

Номінальна напруга, кВ	3x220/380В
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2 (12)
Номінальна частота, Гц	50
Номінальний сила струму, А	5
Максимальна сила струму, А	10, 80, 120
Клас точності приладу обліку	1,0
Рівень захисту ГОСТ 14254	IP54
Кліматичне виконання і категорія розміщення	У1

2.10 Економічні характеристики проекту

Розрахуємо вартість підключення цеху до електричної мережі на відстані 3 км. Для цього використаємо ставку плати за лінійну частину приєднання на 2021 рік [23].

Вартість" = ставку + ПДВ,

Вартість" = 2043 · 0,831 + 157, 8 = 1855,33 тис. грн.

Все обладнання, яке було використано в даному проекті наведені в табл. 2.42.

Таблиця 2.42 – Специфікація обладнання та матеріалів

Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення	Завод – виготовлювач	Вартість	Кількість	Маса
Силовий трансформатор	ТДТН 16000/110/35/ 10	ЧП електрощит"	630000 грн	2 шт	45000 кг

Силовий трансформатор	ТСЛ-1000	оао «МЭТЗ им. В. И. Козлова»	42100 грн	1 шт	4000 кг
Роз'єднувачі	РГ110(УХЛ1)	«Укрелектро»	53200 грн	2 шт	160 кг
	РВЗ-10/160	«Укрелектро»	3970 грн	2 шт	25 кг
Вимикачі	ВГТ-110 У1	«ЭЛВОУкраина»	123400 грн	2 шт	1570 кг
Автоматичні вимикачі	ВА-57-39	«КЭАЗ»	5000 грн	5 шт	1 кг
Трансформатори струму	ТОГФ-110	«ЭЛВО Украина»	45000	4 шт	480 кг
Трансформатори напруги	НТМИ-10-66У3	«Укрелектро»	15500 грн	4 шт	81 кг
Повітряна лінія	АС-150	«Уралкабель»	60000 грн	10 км	5929 кг
Кабельні лінії	АПвП 3х150	«Южкабель»	1340000 грн	1,5 км	6660 кг
	АПвП 3х50	«Южкабель»	250000 грн	3 км	4134 кг
	АВВГ 1х240	«Южкабель»	7000 грн	50 м	50,4 кг
	АВВГ 1х35	«Южкабель»	8000 грн	85 м	7,760 кг
	АПВ 2,5	«Одескабель»	90 грн	65 м	1,027 кг
	АПВ 4	«Одескабель»	200 грн	75 м	1,688 кг
	АПВ 6	«Одескабель»	60 грн	20 м	1,336 кг
	АПВ 10	«Одескабель»	200 грн	45 м	1,98 кг
	АПВ 25	«Одескабель»	250 грн	25 м	2, 8 кг
	АПВ 50	«Агарт»	2000 грн	60 м	10,92 кг
Лічильник	НІК 2303	«НІК»	4000 грн	1 шт	2,3 кг

Конденсаторна батарея	КРМ «ВЕГ»	«Вольт енерго»	15000 грн	1 шт	85 кг
-----------------------	-----------	----------------	-----------	------	-------

Висновок до розділу 2

В даному дипломному проєкті був проведений розрахунок навантажень як комунально-побутових так і промислових споживачів. Тобто була застосована методика розрахунку згідно діючих стандартів. Такі параметри системи електропостачання як: вибір номінальної потужності трансформатора; визначення перерізу лінії як високої так і низької напруги; визначення величини недовідпуску електроенергії без роз'єднувачів та з їх наявності; визначення річних втрат електроенергії в лініях 35 кВ і трансформаторів трансформаторної підстанції 35/10 кВ (дані втрати пораховано двома методами).

2. Всі розрахунки було виконано згідно діючих стандартів та нормативних документів. Також вибрано трансформатори 110/10 та 10/0,4. Перевірена за умовами короткого замикання вся комутаційна апаратура на лініях та трансформаторах, встановлено всі необхідні засоби релейної захисту.

3. Була підготовлена повна класифікація обладнання та проводників, які були використані у цьому проєкті. Дана класифікація включає в себе інформацію про завод-виробник, вагу, кількість та ціну за одиницю кожного з елементів. Така деталізована класифікація дозволяє зрозуміти складові проєкту та забезпечити необхідні ресурси для його реалізації.

3. ОСОБЛИВОСТІ ОПТИМІЗАЦІЇ СИСТЕМИ MICROGRID ІЗ ЗМІННИМ У ЧАСІ НАВАНТАЖЕННЯМ

3.1. Опис системи Microgrid на постійному струмі

Рисунок 3.1 представляє схему електропостачання на постійному струмі, яка складається з замкнутих кілець постійного струму з напругою 880 В для

кожного мікрорайону. Кожне кільце має дві понижуючі тягові підстанції з одним трансформатором і активними випрямлячами напруги. Усі будівлі мікрорайону підключені до кожного кільця, і кожна будівля має введення і виведення, які можуть автоматично змінюватися в разі аварійної ситуації шляхом керування рівнем напруги. Це дозволяє потоці потужності йти по кільцю в обидва напрямки, що забезпечує підвищену надійність без необхідності в трансформаторних підстанціях. Для зниження напруги до 440 В і 220 В запропоновано використовувати перетворювачі постійного струму (DC/DC) на розташованих в будівлях ємнісних дільників напруги. В кожному будинку встановлюються кілька плечей 440 В, а на кожному з них - кілька плечей 220 В. Управління рівнем напруги в межах ± 10 В від опорного значення забезпечує двонаправлений потік потужності в межах кожного плеча, необхідний для установки мікрогенерації, накопичувачів електроенергії та реалізації локального ринку електроенергії між будинками. Перенаправлення потоку потужності між плечима або з мережі 220 В в мережу 440 В здійснюється за допомогою конденсаторів ємнісних подільників і керування рівнем напруги в іншому плечі або в мережі більш високої напруги. Це вимагає реалізації цифрової системи управління потоками потужності і набору інтелектуальних інтерфейсів між плечима і мережами схеми. Додатково, накопичувачі енергії можуть бути підключені без використання інверторів паралельно до шини конденсаторів ємнісних дільників [29].

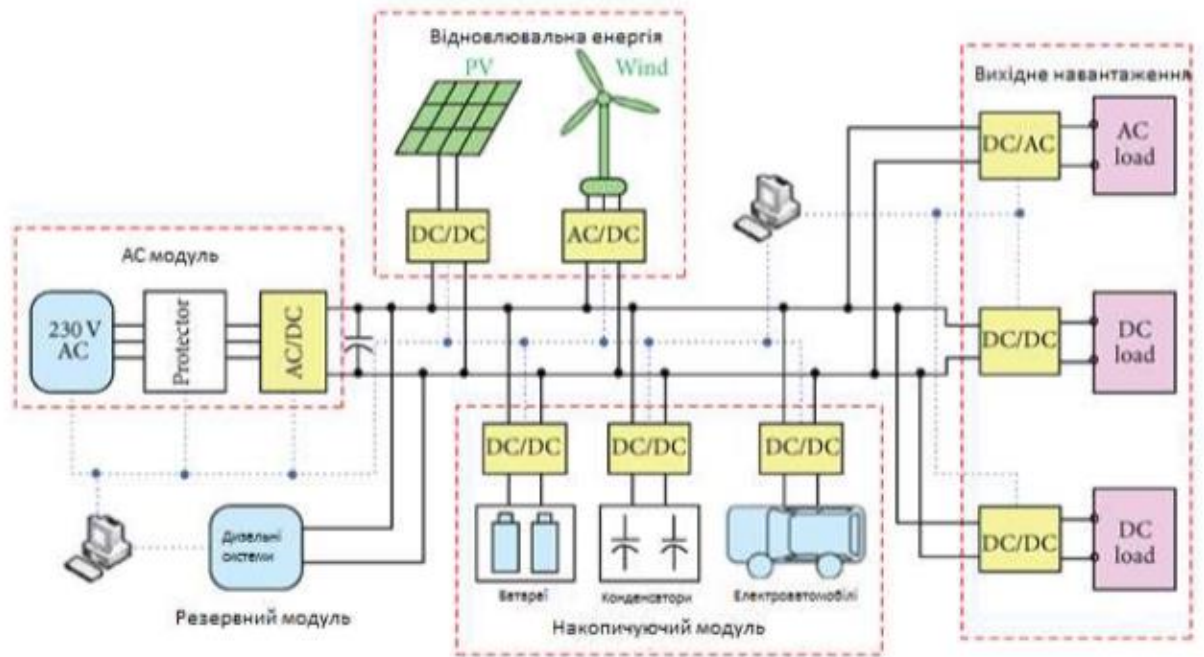


Рисунок 3.1 - Система Microgrid на постійному струмі

3.2 Модель локальної системи постійного струму «два генератори одне навантаження»

Наведена на рис. 3.2 схема складається з 2-ох генераторів обмеженої потужності одне навантаження, яке є змінним у часі.

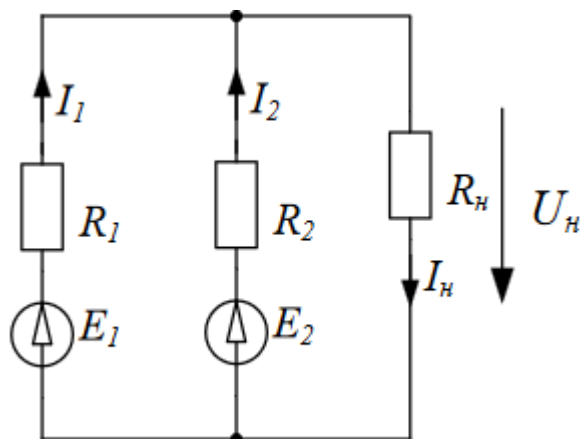


Рисунок 3.2 - Схема із змінним у часі навантаженням у системі два генератори одне навантаження

Задано параметри схеми:

					Арк.
					110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$E_1=100 \text{ В}, R_1= 1 \text{ Ом}, R_H= 10 \text{ Ом}.$$

$$\Delta E = 1 \text{ В}, \Delta R = 0.1 \text{ Ом}.$$

Далі розраховуємо параметри схеми, з метою оцінки ефективності роботи представленої схеми, зокрема для оцінки втрат електроенергії.

Знайдемо напругу по методу двох вузлів

$$U_H = \frac{\frac{E_1 + E_2}{R_1 + R_2}}{\frac{1}{R_H} + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}$$

За законом Ома знаходимо струми у вітках кола

$$I_1 = \frac{E_1 - U_H}{R_1};$$

$$I_2 = \frac{E_2 - U_H}{R_2};$$

$$I_H = \frac{U_H}{R_H};$$

Підставимо вираз напруги навантаження формули для струмів I_1, I_2, I_H і зробимо перетворення

$$I_1 = \frac{E_1 - \frac{\frac{E_1 + E_2}{R_1 + R_2}}{\frac{1}{R_H} + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}}{R_1} = \frac{E_1 \cdot R_2 + R_H \cdot (E_1 - E_2)}{R_H \cdot (R_1 + R_2) + R_1 \cdot R_2};$$

$$I_2 = \frac{E_2 - \frac{\frac{E_1 + E_2}{R_1 + R_2}}{\frac{1}{R_H} + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}}{R_2} = \frac{E_2 \cdot R_1 + R_H \cdot (E_2 - E_1)}{R_H \cdot (R_1 + R_2) + R_1 \cdot R_2};$$

$$I_H = \frac{\frac{\frac{E_1 + E_2}{R_1 + R_2}}{\frac{1}{R_H} + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}}{R_H} = \frac{E_1 \cdot R_2 + E_2 \cdot R_1}{R_H \cdot (R_1 + R_2) + R_1 \cdot R_2};$$

Виводимо I_1 підставляючи значення

$$I_1(R_2, E_2) = \frac{E_1 \cdot R_2 + R_H \cdot (E_1 - E_2)}{R_H \cdot (R_1 + R_2) + R_1 \cdot R_2} = \frac{100}{11} - \frac{10 \cdot E_2}{11 \cdot R_2 + 10}$$

Виводимо I_2 підставляючи значення

$$I_2(R_2, E_2) = \frac{E_2 \cdot R_1 + R_H \cdot (E_2 - E_1)}{R_H \cdot (R_1 + R_2) + R_1 \cdot R_2} = \frac{11 \cdot E_2 - 1000}{11 \cdot R_2 + 10}$$

Виводимо I_H підставляючи значення

$$I_H(R_2, E_2) = \frac{E_1 \cdot R_2 + E_2 \cdot R_1}{R_H \cdot (R_1 + R_2) + R_1 \cdot R_2} = \frac{E_2 - \frac{1000}{11}}{11 \cdot R_2 + 10} + \frac{100}{11}$$

					Арк.
					111
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$I_H(R_2, E_2) = I_1(R_2, E_2) + I_2(R_2, E_2) = \frac{E_2 - \frac{1000}{11}}{11 \cdot R_2 + 10} + \frac{100}{11}$$

$$U_H(R_2, E_2) = \frac{R_H \cdot (E_1 \cdot R_2 + E_2 \cdot R_1)}{R_1 \cdot R_2 + R_1 \cdot R_H + R_2 \cdot R_H} = \frac{10 \cdot E_2 - \frac{1 \cdot 10^4}{11}}{11 \cdot R_2 + 10} + \frac{100}{11}$$

Знайдемо значення ERC E_2 за умови рівності струмів $I_1(R_2, E_2) = I_2(R_2, E_2)$

$$\frac{E_2 \cdot R_1 + R_H \cdot (E_2 - E_1)}{R_H \cdot (R_1 + R_2) + R_1 \cdot R_2} = \frac{E_1 \cdot R_2 + R_H \cdot (E_1 - E_2)}{R_H \cdot (R_1 + R_2) + R_1 \cdot R_2}$$

$$E_2(R_2) = \frac{E_1 \cdot R_2 + 2 \cdot E_1 \cdot R_H}{R_1 + 2 \cdot R_H} = \frac{10 \cdot R_2}{21} = \frac{200}{21}$$

Для знайдених параметрів I_1, I_2, I_H будемо 5 графіків при змінній R_2

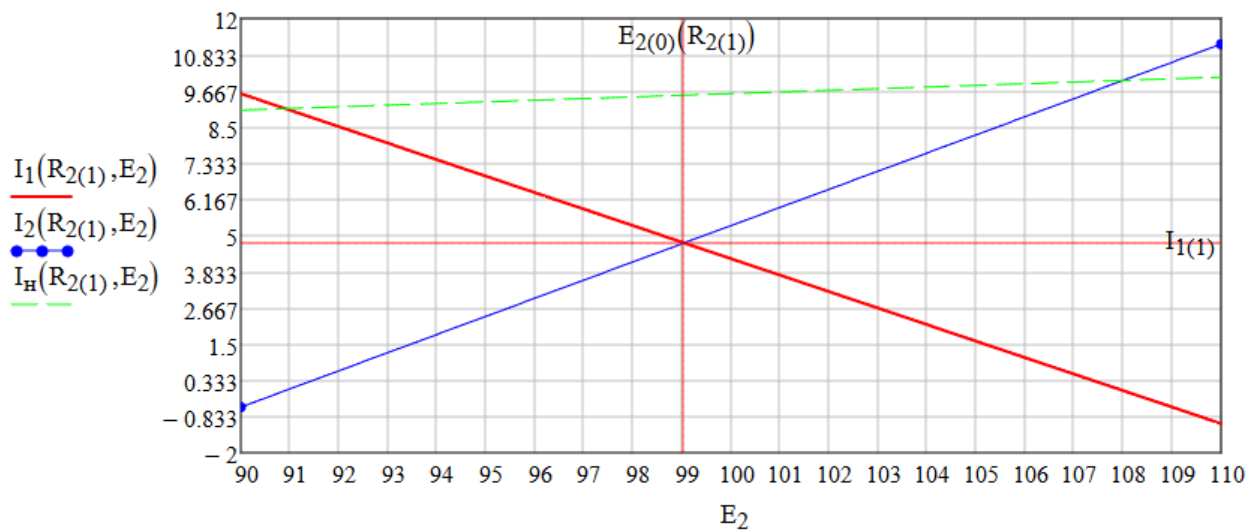


Рисунок 3.3 - Графік залежності струмів від ERC E_2 при значенні опору $R_2 = 0.8 \text{ Ом}$

$$I_1 = I_1(R_2, E_2(R_2)) = 4.7619 \text{ A}$$

$$U_0 = E_1 - I_1 \cdot R_1 = 100 - 4.7619 \cdot 21 = 95.2381 \text{ B}$$

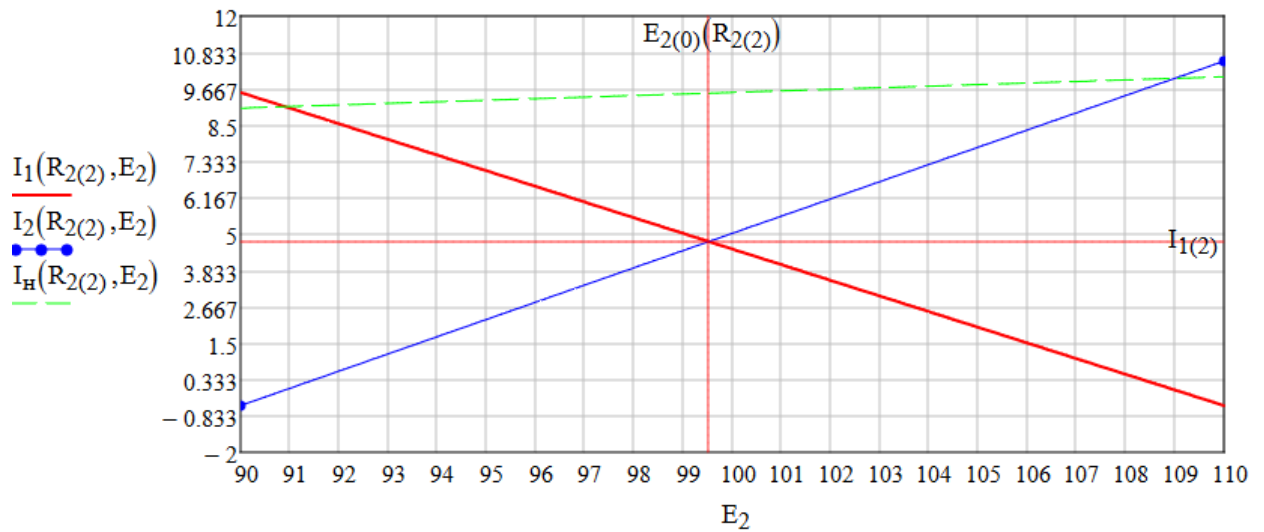


Рисунок 3.4 - Графік залежності струмів від ERC E_2 при значенні опору $R_2=0.9$ Ом

$$I_1 = I_1(R_2, E_2(R_2)) = 4.7619 \text{ A}$$

$$U_0 = E_1 - I_1 \cdot R_1 = 100 - 4.7619 = 95.2381 \text{ B}$$

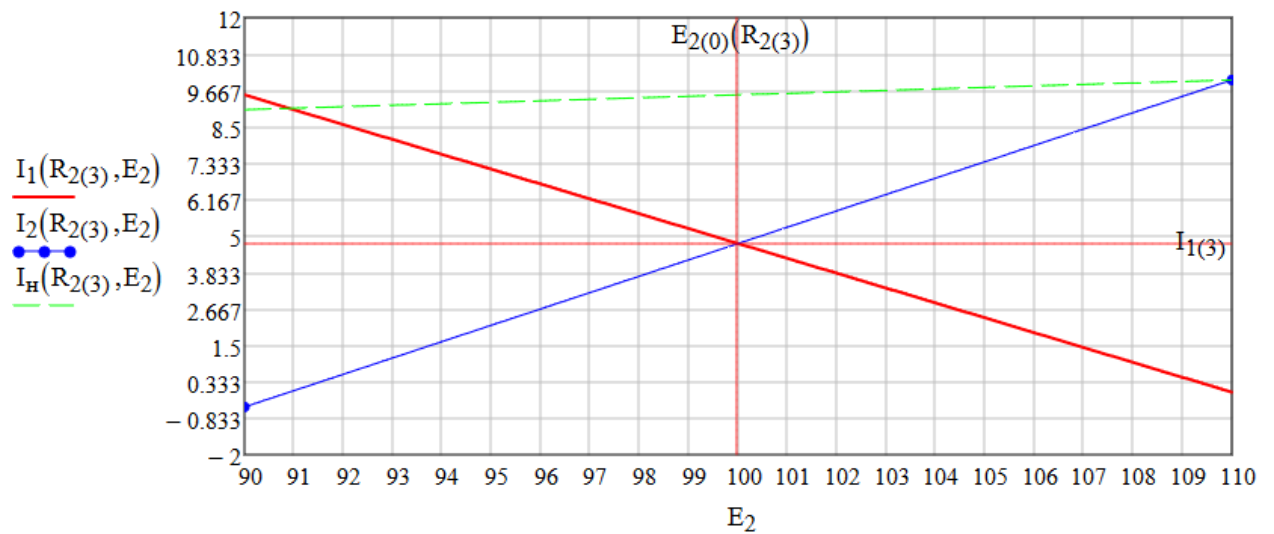


Рисунок 3.5 - Графік залежності струмів від ERC E_2 при значенні опору $R_2=1$ Ом

$$I_1 = I_1(R_2, E_2(R_2)) = 4.7619 \text{ A}$$

$$U_0 = E_1 - I_1 \cdot R_1 = 100 - 4.7619 = 95.2381 \text{ B}$$

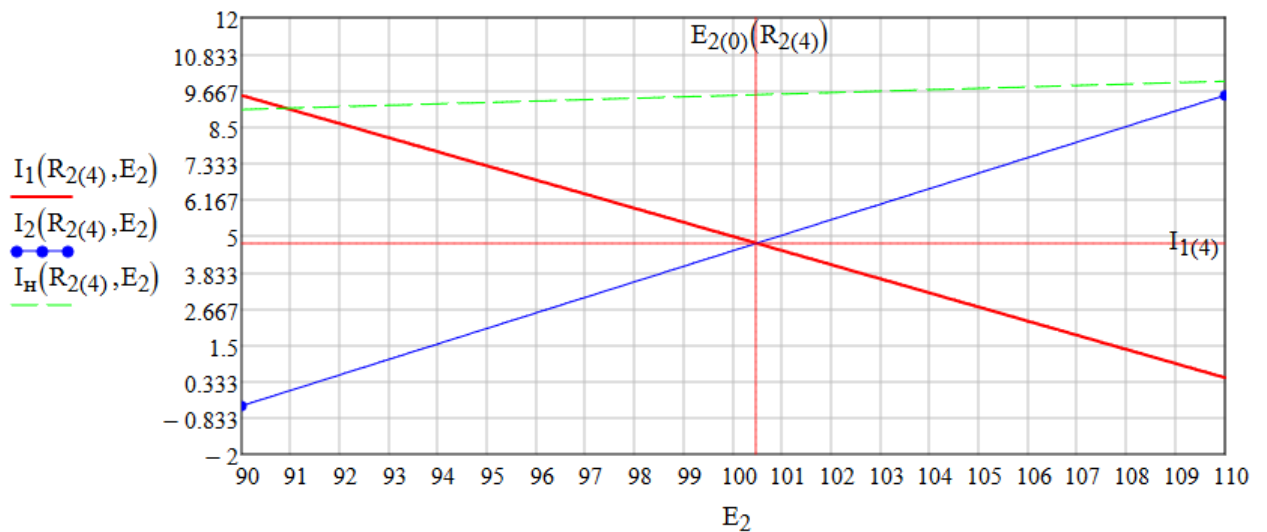


Рисунок 3.6 - Графік залежності струмів від ERC E_2 при значенні опору $R_2 = 1.1 \text{ Ом}$

$$I_1 = I_1(R_2, E_2(R_2)) = 4.7619 \text{ A}$$

$$U_0 = E_1 - I_1 \cdot R_1 = 100 - 4.7619 = 95.2381 \text{ B}$$

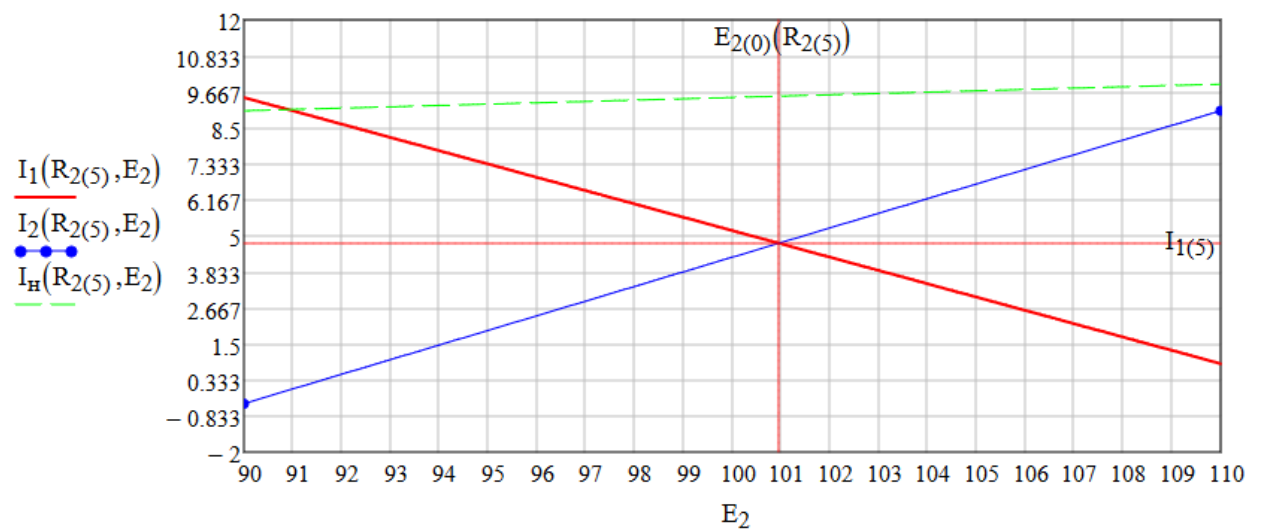


Рисунок 3.7 - Графік залежності струмів від ERC E_2 при значенні опору $R_2 = 1.2 \text{ Ом}$

$$I_1 = I_1(R_2, E_2(R_2)) = 4.7619 \text{ A}$$

$$U_0 = E_1 - I_1 \cdot R_1 = 100 - 4.7619 = 95.2381 \text{ B}$$

Крім того, проаналізуємо енергетичні процеси в системі генератора обмеженої потужності – змінне у часі навантаження. Розглянемо з'єднання генератора обмеженої потужності з електрорушійною силою E та внутрішнім

опором R_{Γ} та навантаження з змінним у часі опором R_{H} (рис.3.8). Система генератор – навантаження працює на періоді технологічного процесу тривалістю T , на якому виділено два підінтервали T_1 та T_2 ($T = T_1 + T_2$), опори навантаження на яких дорівнюють відповідно $R_{\text{H}1}$ та $R_{\text{H}2}$ (див.рис.3.9).

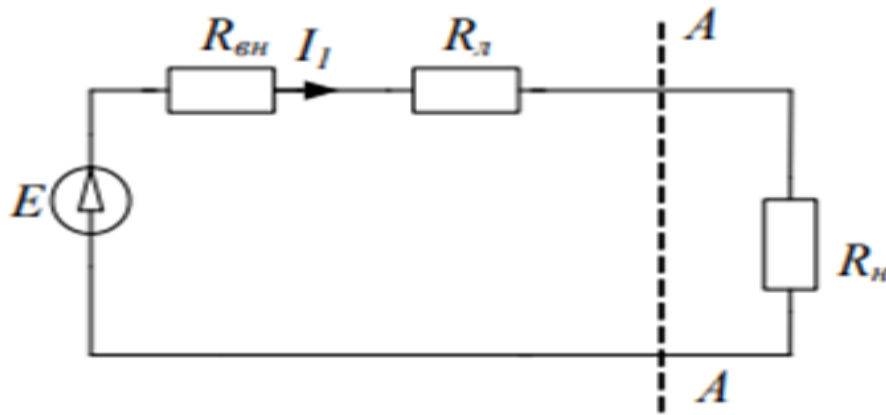


Рисунок 3.8 - Еквівалентна схема мікромережі

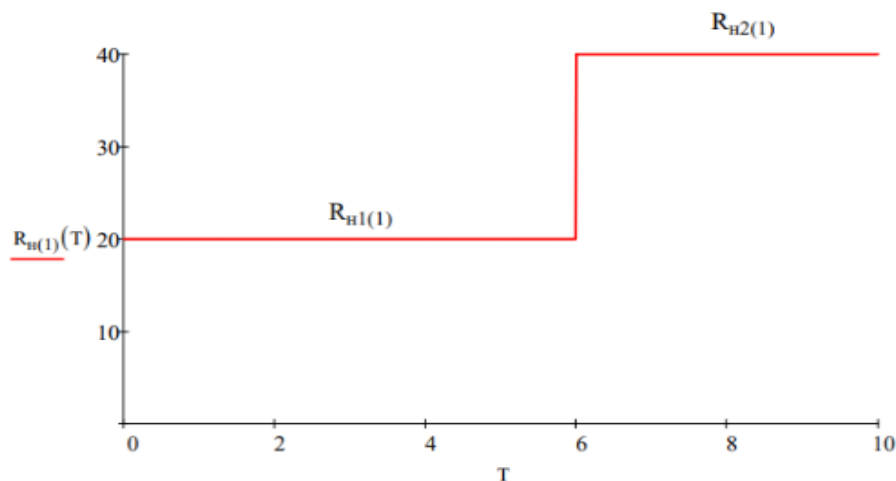


Рисунок 3.9 - Графік зміни активного опору

Активна енергія, яка передається в навантаження на підінтервалах T_1 та T_2 (відповідно $W_{1.\text{H}}$ та $W_{2.\text{H}}$) при опорах $R_{\text{H}1}$ та $R_{\text{H}2}$:

$$W_{1.\text{H}} = \left(\frac{E}{R_{\Gamma} + R_{\text{H}1}} \right)^2 R_{\text{H}1} T_1, \quad (1)$$

$$W_{2.\text{H}} = \left(\frac{E}{R_{\Gamma} + R_{\text{H}2}} \right)^2 R_{\text{H}2} T_2, \quad (2)$$

Активна енергія, яка виділяється на внутрішньому опорі R_{Γ} на підінтервалах T_1 та T_2 (відповідно $W_{1.\Gamma}$ та $W_{2.\Gamma}$):

$$W_{1.г} = \left(\frac{E}{R_{г} + R_{H1}} \right)^2 R_{г} T_1, \quad (3)$$

$$W_{2.г} = \left(\frac{E}{R_{г} + R_{H2}} \right)^2 R_{г} T_2, \quad (4)$$

Побудуємо графіки наступних співвідношень в залежності від зміни T_1 (рис.3.10, рис. 3.11).

(при $E = 10$ В; $R_{г} = 1$ Ом; $T = 10$ с; $R_{H1} = 20$ Ом та $R_{H2} = 40$ Ом):

1) $\frac{W_{2.н}(T_1)}{W_{1.н}(T_1)}$ – відношення споживання енергії навантаження на 2-му інтервалі до споживання енергії навантаження на 1-му інтервалі від зміни тривалості 1-го інтервал.

2) $\frac{W_{2.г}(T_1)}{W_{1.г}(T_1)}$ – відношення втрат енергії в генераторі на 2-му інтервалі від втрат енергії в генераторі на 1-му інтервалі від зміни тривалості 1-го інтервалу.

Обидві залежності $\frac{W_{2.н}(T_1)}{W_{1.н}(T_1)}$, $\frac{W_{2.г}(T_1)}{W_{1.г}(T_1)}$ представлені на (рис.3.10), мають затухаючий характер, оскільки зі зростанням T_1 зменшується час $T_2 = T - T_1$, відповідно зменшується чисельник виразу та збільшується знаменник.

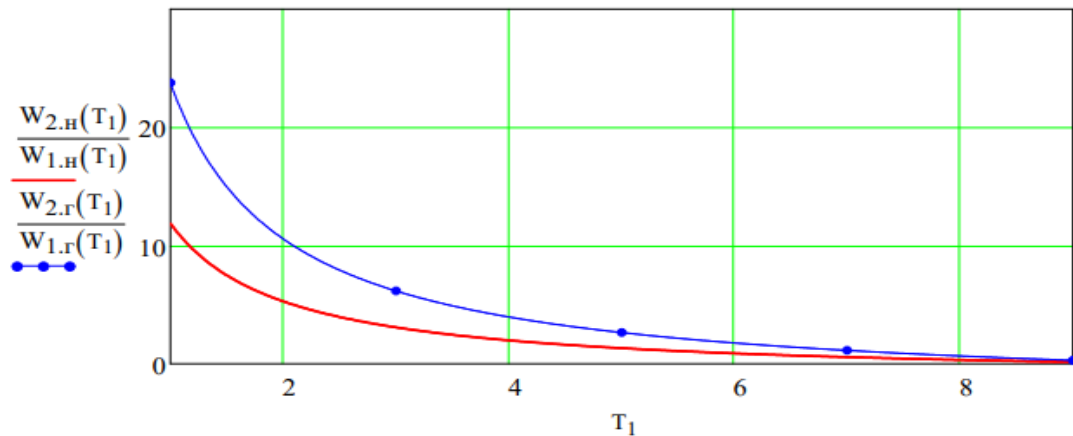


Рисунок 3.10 - Графік відношення $\frac{W_{2.н}(T_1)}{W_{1.н}(T_1)}$ - відношення споживання енергії навантаження на 2-му інтервалі до споживання енергії навантаження на 1-му інтервалі від зміни тривалості 1-го інтервалу; $\frac{W_{2.г}(T_1)}{W_{1.г}(T_1)}$ - відношення втрат енергії в генераторі на 2-му інтервалі від втрат енергії в генераторі на 1-му інтервалі від зміни тривалості 1-го інтервалу

Далі оціним енергетичну ефективність процесів при використанні процедури еквівалентування навантажень. Для навантаження введемо два типи еквівалентних опорів R_{H01} та R_{H02} , які визначаються згідно співвідношень:

$$R_{H01} = \frac{R_{H1}T_1 + R_{H2}T_2}{T_1 + T_2}, \quad (9)$$

$$R_{H02} = \frac{R_{H1} + R_{H2}}{2}, \quad (10)$$

Величина переданої електроенергії в навантаження розглянемо для трьох можливих режимів:

- 1) Виділення опорів R_{H1} та R_{H2} (два підінтервали T_1 та T_2).
- 2) Навантаження має опір R_{01} (на періоді T).
- 3) Навантаження має опір R_{02} (на періоді T).

Для цих трьох режимів величин передачі енергії визначається відповідно співвідношень:

$$W_{\Sigma H1} = W_{H1(2)} + W_{H2(2)} = \left[\left(\frac{E}{R_r + R_{H1}} \right)^2 R_{H1} T_1 \right] + \left[\left(\frac{E}{R_r + R_{H2}} \right)^2 R_{H2} T_2 \right], \quad (11)$$

$$W_{H01} = \left(\frac{E}{R_r + R_{H01}} \right)^2 R_{H1} T, \quad (12)$$

$$W_{H02} = \left(\frac{E}{R_r + R_{H02}} \right)^2 R_{H1} T, \quad (13)$$

Для оцінки співвідношень (11) - (13) побудуємо графік 3.11:

$R_{H01(1)}(T_1)$ – графік залежності еквівалентного опору $R_{H01(1)}$ до T_1 ;

$R_{H01(2)}(T_2)$ – графік залежності еквівалентного опору $R_{H01(2)}$ до T_2 ;

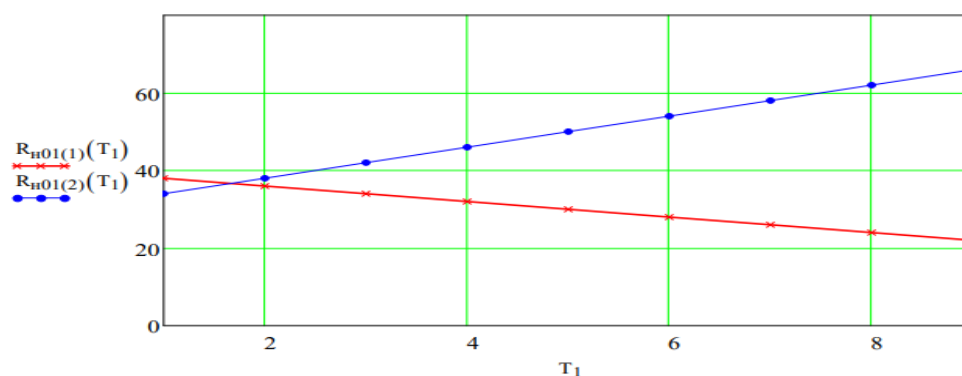


Рисунок 3.11 - Графік залежності еквівалентного опору від інтервалу

Наведені формули дають можливість оцінити зміни спожитої навантаженням енергії у порівнянні з оптимальними рівняннями енергоспоживання у наведеній моделі Microgrid [30].

3.3 Перспективи застосування Microgrid постійного струму

Формування мікросистем і віртуальних електростанцій та їх включення в централізовану систему енергопостачання призводить до певних змін їх характеристик та властивостей, що пов'язані з появою та розвитком джерел розосередженої генерації.

Серед основних необхідно виділити:

– розвантажуються як основні (магістральні чи передавальні), так і розподільні електричні мережі, що сприяє зниженню втрат енергії, підвищенню надійності і стійкості енергетичної системи та відкриваються додаткові можливості з реалізації ринків електричної та теплової енергії, збільшується пропускна здатність мереж

– джерела розосередженої генерації – це нові елементи енергетичної системи, здебільшого з новими динамічними характеристиками та можливостями керування, що впливають на властивості енергосистеми в усталеному та перехідному режимах. підключення джерел розосередженої генерації (РГ) впливає на якість електричної енергії, вони генерують вищі гармоніки в систему.

Їх підключення також призводить до зростання струмів КЗ, значно ускладнюється процес диспетчерського керування енергосистемою, в першу чергу в розподільній мережі, значно ускладнюються системи релейного захисту та автоматики, протиаварійного керування електроенергетичною системою.

Електромережа майбутнього вимагає сучасних інструментів для координації розосереджених енергетичних ресурсів. Така енергосистема має глобальне поширення розподілених енергетичних ресурсів: розосереджена генерація; розосереджене акумулювання енергії; керовані кластери навантаження.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	118

Дана мережа здатна на самовідновлення, автоматичне узгодження, автоматичне планування.

Електроенергія, вироблена поблизу вузла енергоспоживання, дає змогу знизити вимоги до системи щодо її передачі та забезпечити додаткову надійність і стійкість системи. Оскільки більшість сучасних технологічних процесів, виробництв і життєво важливих установ, наприклад, фінансові або медичні, є високоавтоматизованими, то перерва в енергопостачанні навіть на незначний проміжок часу може призвести до суттєвих економічних і соціальних втрат.

Застосування розосередженої генерації є одним з перспективних напрямків розвитку електроенергетики. По мірі розвитку енергетики та широкого застосування різних електротехнічних засобів характер споживання поступово змінюється: воно стає несиметричним, невірноваженим та включає вищі гармоніки. При цьому виникає необхідність покращення спроможності мережі пристосовуватися до пікових навантажень і коливань потужності та створення систем Microgrid, які суттєво відрізняються від сучасної мережі із зосередженою генерацією.

Об'єднання розосередженої генерації та споживання в певній області в єдину систему дає змогу суттєво збільшити надійність джерела живлення.

Концепція Microgrid поєднує всі переваги системи з єдиним джерелом РГ та гібридних систем РГ. Крім того, вона також включає в себе всі переваги звичайної електричної мережі в малому масштабі.

Розосереджені джерела генерації електроенергії в поєднанні з пристроями силової електроніки (SE) та системами акумулювання електроенергії є повністю самодостатніми електроенергетичними системами, часто з автономним керуванням і системою зв'язку та захисту. Вони здатні забезпечити можливість підтримки необхідного рівня енергозабезпечення ліній електропередачі в режимі паралельної роботи з мережею та забезпечення рівнів пікового електроспоживання. До переваг використання систем Microgrid також необхідно віднести підвищення надійності, забезпечення живлення в острівному режимі під час відключення від основної мережі, забезпечення необхідних рівнів

якості електроенергії за рахунок зниження загальних спотворень напруги / струму на навантаженні. Microgrid добре справляються з задачею підвищення надійності енергопостачання за рахунок оперативного переключення споживачів між загальною енергосистемою і місцевими джерелами РГ у випадку перевантажень та стрибків напруги [31].

Системи Microgrid є інноваційними рішеннями для електропостачання, які забезпечують високу надійність та ефективність. Вони дозволяють інтегрувати різноманітні джерела розподіленої генерації, такі як сонячні панелі, вітрові турбіни, паливні елементи та накопичувачі енергії, у єдину систему, що забезпечує стаке живлення. Одним з унікальних аспектів Microgrid є її здатність до автономної роботи. У разі виникнення аварій або порушень в основній електромережі, Microgrid може відокремитись від неї та функціонувати незалежно. Це дозволяє забезпечити постійне електропостачання навіть у випадку відключення зовнішньої мережі, що є важливим у вимогливих умовах або віддалених регіонах. Крім того, Microgrid може взаємодіяти з основною мережею, управляючи потоком електроенергії та забезпечуючи баланс між виробництвом та споживанням. Це досягається завдяки використанню спеціальних алгоритмів управління, які оптимізують розподіл енергії в межах Microgrid та забезпечують ефективне використання доступних джерел генерації. Завдяки своїй гнучкості та здатності до саморегулювання, Microgrid є перспективним рішенням для підвищення енергетичної незалежності та сталості електропостачання. Вона може бути успішно впроваджена як у великих промислових комплексах, так і в житлових районах, сприяючи сталому розвитку та зниженню впливу на довкілля. [32].

Основні переваги мікромереж:

- 1) Запровадження екологічніших операцій шляхом інтеграції локальних відновлюваних джерел енергії, таких як вітрова та сонячна.
- 2) Економія витрат на електроенергію, оптимізуючи попит, зберігаючи електроенергію та продаючи її назад у мережу під час пікового попиту.

3) Підвищення надійності, підтримуючи електропостачання об'єкта під час відключень електромережі.

Економічний ефект, який Microgrid приносить споживачам, може бути значним і має кілька складових:

1) Зниження витрат на купівлю електроенергії: Microgrid дозволяє споживачам виробляти електроенергію на місці з використанням власних джерел розподіленої генерації, таких як сонячні панелі або вітрові турбіни. Це дозволяє знизити залежність від закупівлі електроенергії зовнішніми постачальниками та скоротити витрати на її придбання.

2) Зниження витрат на послуги електричних мереж: Microgrid дозволяє споживачам бути менш залежними від транспорту електроенергії через централізовану мережу. Це дозволяє знизити витрати на оплату послуг електричних мереж та зберегти кошти.

3) Зниження витрат на технологічне приєднання: При використанні Microgrid може бути зменшена необхідність у збільшенні приєднаної потужності до централізованої мережі або витрати на технологічне приєднання. Це може призвести до економії коштів, пов'язаних з розширенням і модернізацією електричної інфраструктури.

4) Підвищення надійності електропостачання: Microgrid може забезпечувати незалежність від централізованої мережі та вміти автономно функціонувати в разі аварій або порушень в мережі. Це дозволяє забезпечити стабільне електропостачання навіть у випадку збоїв у зовнішній мережі та уникнути втрат, пов'язаних з недоступністю електричної енергії.

5) Підвищення якості електроенергії: Microgrid може забезпечувати більш стабільну напругу та уникати просадок і стрибків напруги, які можуть негативно впливати на чутливе обладнання. Це допомагає знизити втрати від пошкоджень обладнання та зберегти кошти, пов'язані з його ремонтом або заміною.

6) Загалом, Microgrid забезпечує споживачам більшу економічну ефективність, знижуючи витрати на електроенергію, послуги мережі та

технологічне приєднання, а також підвищуючи надійність та якість електропостачання [33].

Висновок до розділу 3

1. В даному розділі ми проаналізували режими роботи споживачів електричної енергії; визначили рівень надійності електропостачання для кожного споживача; дослідили процеси локальних систем Microgrid; дослідили процеси в системі постійного струму два генератора – одне навантаження; проаналізували стійкість Microgrid при зміні параметрів елементів системи; оцінили ефективність роботи Microgrid при зміні параметрів елементів системи та при змінному у часі навантаженні.

2. Створення Microgrid є ефективним та затребуваним рішенням в глобальному масштабі, особливо для енергопостачання споживачів. Воно стає альтернативою традиційному підходу, який базується на великій централізованій генерації та електричних мережах. Будівництво Microgrid передбачає розміщення джерел енергії та енергетичної гнучкості наближено до кінцевих споживачів. Це дозволяє використовувати ресурси енергетичної гнучкості на місці для досягнення оптимальних параметрів енергопостачання, таких як вартість, автономність, екологічність та інші. Microgrid може розглядатися як локальна енергосистема або система електропостачання, що об'єднує джерела енергії, джерела енергетичної гнучкості та споживачів під єдиним управлінням. Це забезпечує більш ефективне та зручне для споживача енергопостачання.

3. Україна має потенціал розвитку Microgrid, особливо в секторі комерційних та промислових споживачів. Ці споживачі стикаються з проблемою зростання витрат на електропостачання, тому вони мають зацікавленість у використанні розподіленої генерації. Вони можуть сформувати платоспроможний попит та інвестувати у створення Microgrid та розвиток необхідних технологій.

Створення Microgrid в Україні може мати значний позитивний економічний та енергетичний вплив, знижуючи витрати на електропостачання та забезпечуючи більш стабільне та ефективне енергопостачання для споживачів. [34].

					Арк.
					122
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС МОНТАЖУ АКТИВНОГО ФІЛЬТРУ В СИСТЕМІ MICROGRID

4.1 Загальна характеристика об'єкта

Активні фільтри також знаходять широке застосування в системах Microgrid, зокрема для управління якістю електроенергії. Вони забезпечують підвищену точність та ефективність управління факторами якості електроенергії, такими як гармоніки, реактивна потужність та спотворення напруги. Активні фільтри використовують активні компоненти, такі як транзистори або операційні підсилювачі, для регулювання електричних сигналів і підсилення або ослаблення певних частот. Вони здатні працювати в режимі реактивного компенсації, що дозволяє компенсувати реактивну потужність та знижувати витрати на електроенергію. Переваги активних фільтрів включають компактність, легкість, можливість використання інтегральних мікросхем для виготовлення, низьку вартість виробництва та можливість масового виробництва. Вони також забезпечують високу точність і широкий діапазон регулювання параметрів фільтрації.

У сферах, де потрібна точна фільтрація та управління якістю електроенергії, активні фільтри стають переважним вибором порівняно з пасивними RLC-фільтрами. Їх широке застосування спостерігається у сфері радіозв'язку, аерокосмічних технологій, генераторах електромузичних інструментів, сейсмічних приладах та інших областях, де потрібна висока ефективність і компактність фільтрів. У контексті Microgrid активні фільтри можуть бути використані для контролю гармонік, підтримки стабільної напруги та вирішення проблем, пов'язаних з якістю електроенергії. Вони допомагають забезпечити надійність та стабільність електропостачання в Microgrid системах, покращуючи якість електричного сигналу та забезпечуючи ефективне використання електроенергії.

За допомогою активних RC - фільтрів можна отримати ідеальні форми частотних характеристик у вигляді прямокутників зі строго постійним коефіцієнтом передачі в смузі пропускання, нескінченним ослабленням в смузі придушення і нескінченної крутизною спаду при переході від смуги пропускання до смуги придушення. Також до недоліків активних фільтрів можна віднести необхідність використання джерела живлення і неможливість роботи на таких високих частотах, на яких активні елементи вже не здатні посилювати сигнал. Проектування активного фільтра завжди являє собою пошук компромісу між ідеальною формою характеристики і складністю її реалізації. Це називається «проблемою апроксимації».

У багатьох ситуаціях, задовольняючи вимоги до якості фільтрації, можна використовувати прості фільтри першого або другого порядку. При проектуванні фільтра в такому випадку, основна задача полягає в виборі найбільш підходящої конфігурації схеми і подальшому обчисленні значень компонентів для певних частот [35].

Загальна характеристика показників надана в табл. 4.1.

Табл. 4.1 - Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Силовий активний фільтр	Внутрішня ЕУ	Центральне приміщення Цеху	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Г

4.2 Перелік робіт та склад бригади

З урахуванням цих вимог встановлюються оптимальні способи доставки та розгрузки устаткування, кількісний склад бригади та рівень кваліфікації

електротехнічних працівників (включаючи групу з електробезпеки). Детальна інформація про ці параметри наводиться в табличному вигляді у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Монтаж силового активного фільтру	Транспорт, механічна розгрузка	Осінній, 10 робочих днів	3 особи	3

4.3 Аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників

Таблиця 4.3 містить показники умов праці, що стосуються бригади електротехнічних працівників під час виконання робіт, зазначених у пункті 4.2. Ці показники включають такі аспекти, як режим роботи, фізичні навантаження, наявність захисного спорядження, умови освітлення, рівень шуму, кліматичні умови та інші фактори, що можуть впливати на безпеку та комфорт працівників.

Таблиця 4.3 - Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря	(15...30)°C
	Вологість	(40...85) %
	Швидкість вітру	(0,01...18) м/с

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 5 кг
	Робоче положення	Стоячи, стоячи зігнувшись
	Статичні та динамічні навантаження	60 Вт, (250) (Вт·год)
	Категорія робіт	3
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	70% робочого часу
	Тривалість активних дій	30% робочого часу
	Змінність	1 зміна 9 годин
	Категорія	3
освітлення	потужність	0.01 кВт
	напруга	14 В
вентиляція	Потужність	0,6 кВт
Електричного походження Струм	Напруга	6...70 кВ
	Струм	100-500 А
Неелектричного походження	Шум	120

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 4.4 містить чинники, фактичні значення яких перевищують гранично допустимі значення, які встановлені відповідно до джерела [28]. Ці чинники можуть включати різні параметри, які перевищують встановлені нормативи або межі безпеки. Наприклад, це можуть бути рівні шуму, викиди шкідливих

речовин, температурні умови, електромагнітні поля або інші фактори, які можуть негативно впливати на здоров'я або безпеку працівників. Ця інформація допомагає виявити порушення нормативів та прийняти необхідні заходи для забезпечення безпеки та здоров'я працівників...

Таблиця 4.4 - Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Шум	120 дБА	90 дБА
Струм	100-550 А	0,8 мА
Оцінка умов праці	Шкідливі 3 категорії	

4.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт в енергоустановках

Таблиця 4.5 містить технічні та організаційні заходи, які впроваджуються для обмеження впливу надвисокочастотних електромагнітних випромінювань (НШВЧ). Ці заходи спрямовані на зниження рівнів НШВЧ до допустимих значень, щоб забезпечити безпеку та здоров'я працівників. Технічні заходи можуть включати встановлення екранів, що ефективно поглинають або відбивають НШВЧ, використання екранованих кабелів, заміну або модифікацію обладнання з метою зниження електромагнітних випромінювань, використання захисних оболонок або контейнерів для зменшення розсіювання НШВЧ та інші технологічні рішення. Організаційні заходи можуть включати раціональне планування розміщення обладнання з урахуванням мінімізації впливу НШВЧ на працівників, розробку і впровадження процедур регулярної перевірки рівнів НШВЧ та контролю їх відповідності нормативам, навчання працівників правилам безпеки щодо роботи з обладнанням, що випромінює НШВЧ, та

надання відповідного захисного спорядження. Ці заходи сприяють зниженню ризиків, пов'язаних з впливом НШВЧ, та допомагають забезпечити безпечні умови праці для персоналу.

Таблиця 4.5 - Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Орієнтації в ЕУ	Маркування частин електрообладнання	Передвчасне маркування частин ЕУ перед установкою активного фільтру
Організаційні заходи з електробезпеки		
Попередження про роботи на об'єкті	Розміщення плакатів безпеки	Розповсюдження плакатів біля місць проведення монтажу
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ		
Шум	Звукоізоляція приміщення	Плити з мінеральної вати, товщина 4 мм

Результати вибору в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка. Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики

Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Куртка робоча "ГЕФЕСТ"	До зносу	Під час виконання робіт
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Штани робочі "ГЕФЕСТ"	До зносу	Під час виконання робіт
Вид ЗІЗ	Призначення	Марка. Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	MG40519-3В черевики для електрика	До зносу	Під час виконання робіт
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички робочі універсальні	До зносу	Під час виконання робіт

Результат вибору в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 - Електрозахисні засоби

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
---------	--------------	-------------------------	---------------------------------

Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Рукавички діелектричні безшовні	Випробувані на 9 кВ.	Термін зберігання - 1 рік. Випробовуються 1 раз в 6 місяців.
Захисні пристосування	плакати безпеки	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 24 місяці
Контрольносигнальні прилади	Ізолювальні кліщі	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці

4.6 Заходи пожежної безпеки

Таблиця 4.8 містить результати вибору первинних засобів для тушіння пожеж (вогнегасників, пожежного інвентару) та технічних та організаційних заходів у разі виникнення пожежі або вибуху на енергетичних об'єктах з урахуванням норм пожежної безпеки. Вибір первинних засобів для тушіння пожеж залежить від характеру пожежі, типу та масштабу об'єкта, а також від категорії пожежі (невелика, середня, велика). У таблиці 4.8 наведені рекомендації щодо вибору вогнегасників та пожежного інвентару для різних типів пожеж та об'єктів. Технічні та організаційні заходи в разі виникнення пожежі або вибуху включають в себе такі аспекти, як системи пожежної сигналізації та оповіщення, системи автоматичного пожежогасіння, системи вентиляції та відведення диму, план евакуації, організація пожежної охорони, навчання персоналу правилам пожежної безпеки та проведення пожежних тренувань. Вибір технічних та організаційних заходів залежить від специфіки об'єкта, розміру та складності, а також від вимог пожежної безпеки, що встановлені для даного типу об'єкта. Ці заходи спрямовані на запобігання

поширенню пожежі, забезпечення швидкого виявлення та гасіння пожежі, а також на охорону життя та здоров'я людей. Вибір правильних первинних засобів тушіння пожеж та впровадження відповідних технічних та організаційних заходів грають важливу роль у забезпеченні пожежної безпеки на енергетичних об'єктах та максимізації захисту людей та майна.

Таблиця 4.8 - Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
вогнегасник	Пересувний	У приміщенні
Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів	Відділ з охорони праці
	планах евакуації	
	забезпечення дотримання протипожежних вимог	
	виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	
ЗІЗ		
Захисний одяг водонепроникний	<u>Комбінезон огнестійкий</u> <u>антістатичний RedWing</u>	Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років.

4.7 Засоби орієнтації та сигналізації.

Виявлення та уникнення ризиків, пов'язаних з електротравматизмом, є важливим аспектом забезпечення безпеки людей при експлуатації електроустановок будь-якої напруги. Згідно з аналізом електротравматизму, більшість нещасних випадків з персоналом, який обслуговує електроустановки,

відбуваються через втрату орієнтації при оглядах, ремонті та випробуваннях. Для запобігання таким ситуаціям в електроустановках широко використовуються різні технічні та організаційні заходи. Сигналізація та маркування різних частин електроустановок, кабелів та проводів є ефективними засобами попередження неправильних дій працівників. Вона дозволяє обслуговуючому персоналу орієнтуватися в складній обстановці та приймати необхідні запобіжні заходи. Світлова або звукова сигналізація є найбільш поширеними формами сигналізації. Наприклад, світлова сигналізація може використовувати зелене світло для показу відсутності напруги та червоне світло для попередження про наявність небезпечної напруги. Сигнальні лампи розміщуються на пультах управління або поруч з місцями, де проводяться роботи на радіоустройствах або електроустановках до 1000 В [16].

Для підвищення надійності сигналізації у випадку, коли сигнальні лампи гаснуть при відсутності напруги, рекомендується перевіряти відсутність напруги за допомогою переносних індикаторів напруги незалежно від показань сигнальних ламп. У електроустановках з напругою понад 1000 В додатково застосовуються лампи тліючого розряду, такі як неонові або аргонові лампи. Вони підвішуються до тих частин установки, стан яких вони показують [12].

Лампи горять в електричному полі, створеному включеною частиною установки, і не вимагають проводки. Застосування такої сигналізації сприяє попередженню нещасних випадків та полегшує роботу обслуговуючого персоналу. Уведення технічних та організаційних заходів, таких як сигналізація, маркування та блокування, є важливою складовою пожежної безпеки на енергетичних об'єктах. Вони допомагають забезпечити безпеку працівників, попереджають неправильні дії та дозволяють уникнути небезпеки, пов'язаної з електротравматизмом [17].

Окремим аспектом забезпечення безпеки при експлуатації електроустановок є нагадування про необхідність дотримання правил техніки безпеки та навчання персоналу. Регулярні тренінги та навчання з питань електробезпеки сприяють підвищенню усвідомленості працівників щодо

					Арк.
					132
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

потенційних ризиків та методів їх запобігання. Крім того, розробка і впровадження спеціальних систем автоматичного відключення струму в разі виявлення небезпеки може ефективно запобігти травмам або пожежам, пов'язаним з електроустановками. Ці системи виявляють аномалії, такі як коротке замикання чи перевищення струму, і автоматично відключають електропостачання для усунення ризику. Необхідно також підкреслити важливість регулярного технічного обслуговування та перевірок електроустановок з метою виявлення можливих несправностей або відхилень в роботі. Це дозволить вчасно вжити заходів для запобігання можливим аварійним ситуаціям та збереже життя та здоров'я працівників. Враховуючи вищевказане, безпека під час роботи з електроустановками стає комплексним питанням, що потребує поєднання технічних, організаційних та навчальних заходів. Тільки шляхом впровадження цих заходів можна забезпечити безпеку персоналу та запобігти негативним наслідкам, пов'язаним з електротравматизмом [12].

У сфері охорони праці та безпеки робітників, звукова сигналізація відіграє важливу роль у попередженні персоналу про можливу небезпеку, зокрема про появу небезпечної напруги на електроустановках. Дзвінок і сирена, що використовуються в такій сигналізації, швидко та ефективно привертають увагу працівників та спонукають їх прийняти відповідні заходи для забезпечення особистої безпеки. Однак, окрім звукової сигналізації, для забезпечення безпеки під час проведення оглядів, ремонтних та обслуговувальних робіт на електроустановках велике значення має також маркування. Цей метод орієнтації включає в себе наявність чітких написів, а також використання різних кольорів для фарбування частин установки, кабелів, проводів і шин відповідно до встановлених правил техніки безпеки. Написи на елементах електроустановки вказують на їхнє призначення, а також встановлюють зв'язок з відповідними вимикачами, запобіжниками та вимірювальними приладами. Крім того, замість написів можуть застосовуватися умовні позначення у вигляді букв, цифр та інших символів, які сприяють швидкому розпізнаванню та ідентифікації елементів системи. Використання методів орієнтації, таких як звукова

сигналізація та маркування, надає працівникам засоби для ефективного орієнтування під час виконання робіт та одночасно застерігає їх від неправильних дій, що можуть призвести до небезпеки. Ці заходи сприяють створенню безпечного робочого середовища та запобігають можливим нещасним випадкам.

Серед методів орієнтації, які забезпечують безпеку під час робіт з електроустановками, можна виділити наступні:

1) Маркування частин електрообладнання: Цей метод передбачає використання умовних позначок, таких як літери, цифри та символи, для розпізнавання належності та призначення обладнання. Наприклад, вимикач може мати позначення "В" і номер, що вказує на його функцію та ідентифікацію. Ці позначення наносяться на корпуси електроустановок і повинні відповідати позначенням на схемах з'єднань. Крім того, елементи одного з'єднання повинні мати однакові цифрові позначення, а апарати, що належать до двох з'єднань, можуть мати подвійний номер для забезпечення чіткості ідентифікації.

2) Знак безпеки "Обережно! Електрична напруга": Цей знак має на жовтому або кольорі інтер'єра тло і червоний (чорний) колір для сторін та стріли. Він застосовується шляхом нанесення або кріплення на корпусах електроустановок, дверях вхідних приміщень електричних установок та опорах повітряних ліній електропередач (рис. 4.1). Цей знак нагадує працівникам про наявність електричної напруги та необхідність дотримуватись заходів безпеки поблизу таких установок [34].



Рис. 4.1. - знак електрична напруга.

					Арк.
					134
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Додатково, важливим аспектом при роботі з електроустановками є відповідне розташування і забарвлення струмовідних частин. Залежно від типу струму (змінний або постійний), розташування і кольорова ідентифікація елементів можуть відрізнятись.

Для змінного струму:

- 1) Фаза L1 розташовується у верхній, лівій частині і має жовте забарвлення.
- 2) Фаза L2 знаходиться у середній частині і має зелене забарвлення.
- 3) Фаза L3 розташовується у нижній, правій частині і має червоне забарвлення.
- 4) Нейтральний провідник N може мати дві ізольовані форми: блакитне забарвлення для ізольованої нейтралі і поздовжні смуги жовтого і зеленого кольору для заземленої нейтралі.

Для постійного струму:

- 1) Позитивний полюс L+ розташовується у нижній, ближній, правій частині і має червоне забарвлення.
- 2) Негативний полюс L- знаходиться у середній частині і має синє забарвлення.
- 3) Нейтральний провідник M розташовується у верхній, лівій, дальній частині і має блакитне забарвлення.

Також, для вказівки увімкненого або вимкненого стану електроустановки використовується світлова сигналізація з сигнальними лампами.

Враховуючи ці ознаки, персонал може швидко і чітко розпізнати різні елементи та їх стани, що допомагає у попередженні можливих небезпек і забезпеченні безпеки під час робіт з електроустановками [16].

Протипожежна сигналізація є важливим компонентом системи пожежної безпеки на підприємстві. Її основною метою є виявлення пожежі, передача відповідного повідомлення про пожежу і активація систем оповіщення для організації швидкої евакуації людей з об'єкту. Протипожежна сигналізація працює у режимі постійного моніторингу і виявляє зміни в параметрах

						Арк.
						135
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

навколишнього середовища, які можуть свідчити про початок пожежі, наприклад, збільшення температури, виявлення диму або газів, зміна рівня вогнебезпеки тощо. При виявленні таких змін система автоматично активує оповіщення про пожежу, включаючи сигнальні пристрої, такі як дзвінки, світлові сигнали, голосові або текстові повідомлення. Важливо, щоб протипожежна сигналізація працювала швидко і надійно, забезпечуючи достатньо часу для реагування і евакуації. Для цього система повинна бути добре налаштована, регулярно перевірятися та обслуговуватися фахівцями з пожежної безпеки. Також важливо, щоб спрацювання протипожежної сигналізації не призводило до надмірних помилкових спрацювань, які можуть викликати непотрібну паніку серед працівників. Ефективна протипожежна сигналізація сприяє запобіганню поширенню пожежі, дозволяє оперативно реагувати на пожежну загрозу і забезпечує безпеку персоналу шляхом організації швидкої евакуації. Вона є необхідною складовою частиною всіх сучасних систем пожежної безпеки на підприємствах [21].

Обрана пожежна сигналізація Тирас-8П, зображена на рис. 4.2, є оптимальним варіантом для даного цеху з точки зору забезпечення цілодобового та ефективного покриття території. Ця система має високу швидкодію та надійність, що дозволяє точно виявляти місце загоряння і негайно сповіщати про пожежну небезпеку. Пожежна сигналізація Тирас-8П використовує передові технології для виявлення пожежі, такі як теплові, оптичні та іонообмінні датчики. Це дозволяє системі швидко реагувати на будь-які зміни у параметрах середовища, які можуть свідчити про наявність пожежі. Крім того, система обладнана спеціальними сигнальними пристроями, які активуються негайно після виявлення загоряння, надсилаючи звукові та світлові сигнали. Однією з ключових переваг пожежної сигналізації Тирас-8П є її здатність забезпечити безпечну евакуацію персоналу. Швидке сповіщення про пожежну небезпеку дозволяє людям вчасно покинути небезпечну зону і перейти до місць збору на випадок пожежі. Обрана пожежна сигналізація Тирас-8П є надійним і сучасним рішенням для забезпечення пожежної безпеки в даному цеху. Вона забезпечує

необхідну функціональність, спрощене керування та високу ефективність виявлення та сповіщення про пожежну небезпеку. [17].

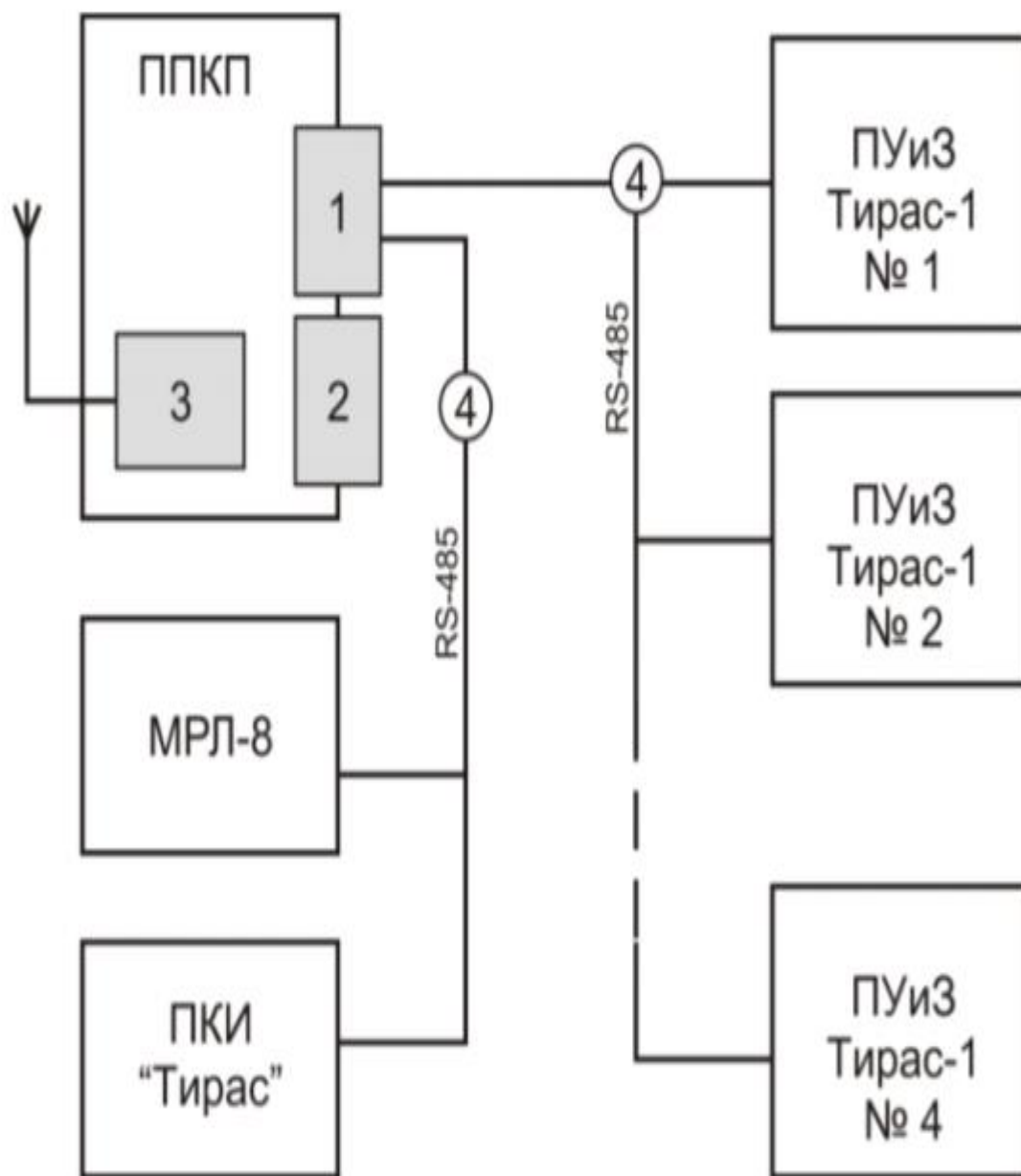


Рисунок 4.2 - Тирас-8П

Система пожежної сигналізації Тирас-8П, яка була обрана для даного цеху, включає в себе 8 датчиків, що розташовані таким чином, щоб забезпечити повне охоплення всього приміщення цеху. На рисунку 4.3 наведена схема розташування цих датчиків.

Ці датчики виявляють зміни у рівні температури, оптичні сигнали та іонообмінні реакції, що можуть вказувати на наявність пожежі. Вони розташовані на

стратегічних місцях у цеху, забезпечуючи швидке та точне виявлення загоряння в будь-якій його частині.

План розташування датчиків ретельно розроблений з метою максимальної ефективності системи. Він враховує особливості приміщення, потенційні джерела загоряння та шляхи поширення вогню. Таке розташування датчиків дозволяє системі оперативно виявити пожежу та активувати сигнальні пристрої для сповіщення персоналу про пожежну небезпеку.

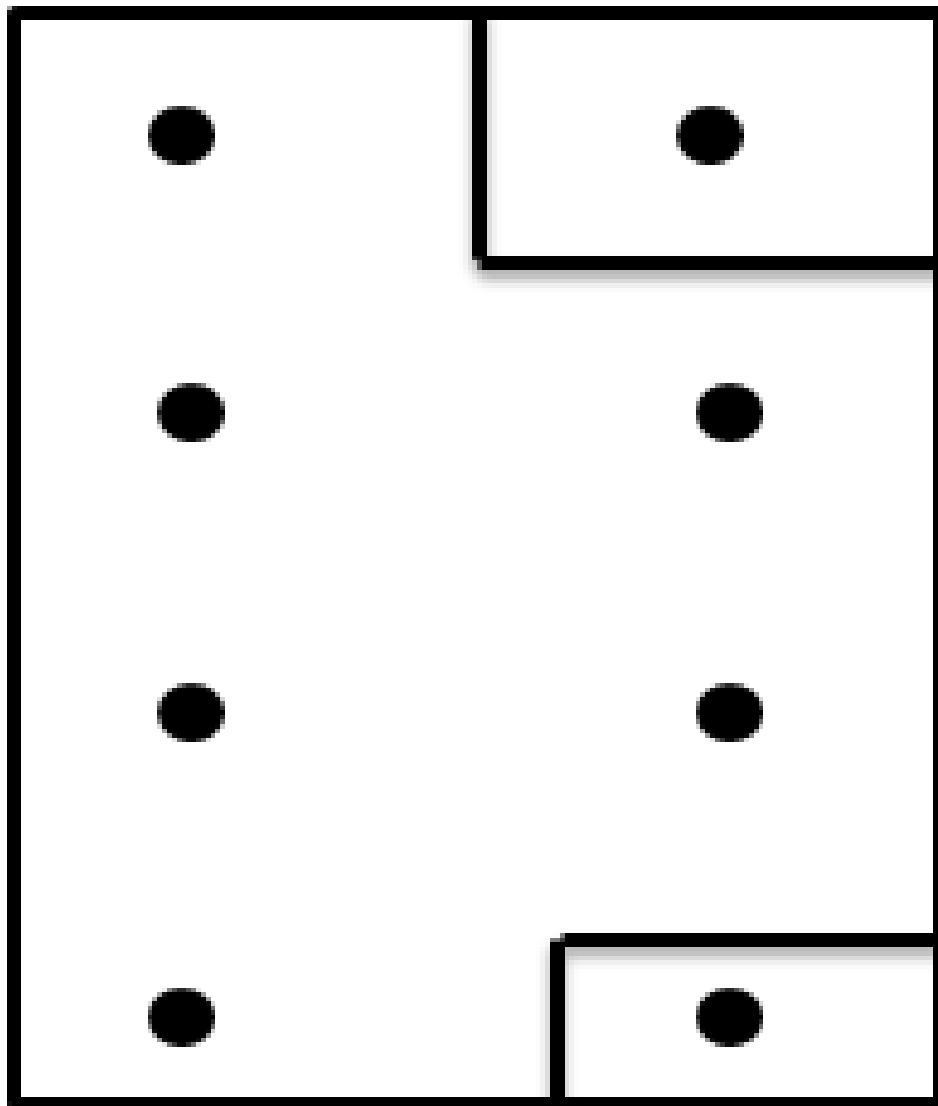


Рисунок 4.3 – датчики в системі Тирас-8П

Додатково до пожежної сигналізації, для забезпечення безпеки та контролю персоналу, в цеху було обрано систему відеоспостереження TECSAR AND 2MIX 5MEGA. Ця система складається з двох камер - внутрішньої та

					Арк.
					138
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

зовнішньої, а також обладнання для спостереження, такого як монітор. Камера внутрішнього спостереження розташована всередині цеху і призначена для моніторингу внутрішніх приміщень та контролю за діяльністю персоналу. Вона дозволяє в режимі реального часу відстежувати події і реагувати на них при необхідності. Камера зовнішнього спостереження розміщена зовні цеху і призначена для контролю за периметром та входними точками. Вона дозволяє виявляти будь-які підозрілі або небажані дії неподалік від цеху та попереджати про можливу загрозу. Монітор забезпечує відображення відеозаписів з камер, що дозволяє оперативно відстежувати ситуацію та при необхідності приймати відповідні заходи. Розміщення камер повинне бути таким, щоб забезпечити найбільш ефективне покриття території цеху та місць з важливою інфраструктурою. Точне місце розташування камер визначається на підставі аналізу потенційних ризикових зон та вимог безпеки. Система відеоспостереження TECSAR AHD 2MIX 5MEGA допоможе забезпечити безпеку персоналу та контролювати події, що відбуваються в цеху, зменшуючи ризик виникнення непередбачуваних ситуацій та вживаючи вчасні заходи для забезпечення безпеки [18].

Висновок до розділу 4

1. При монтажі силового активного фільтру на підприємстві враховувалися особливості охорони праці та пожежної безпеки. Для забезпечення безпечного виконання цих робіт був розроблений спеціальний перелік Засобів Індивідуального Захисту (ЗІЗ), які мають бути використані. У цьому переліку враховано потенційні ризики, пов'язані з монтажем силового активного фільтру, та визначено необхідні засоби індивідуального захисту для працівників. Наприклад, до таких ЗІЗ можуть належати захисні окуляри або маски для захисту очей і дихальних шляхів, рукавиці для роботи з електричним обладнанням, спеціальний одяг з високою електроізоляцією, а також інші засоби індивідуального захисту відповідно до специфіки робіт. Застосування відповідних ЗІЗ є важливим елементом забезпечення безпеки працівників під час монтажу силового активного фільтру. Вони допомагають запобігти можливим

травмам, здоров'ю та пожежним загрозам, забезпечуючи надійний захист працівників у виконанні їхніх обов'язків. Важливою умовою є регулярне оновлення переліку ЗІЗ та перевірка їхньої наявності та стану. Крім того, працівникам слід отримати необхідну інструктажу щодо правильного використання ЗІЗ та дотримання вимог безпеки під час монтажу силового активного фільтру.

2. На підприємстві був розроблений проект розміщення протипожежної сигналізації та системи відеоспостереження, що має на меті значно підвищити рівень безпеки на об'єкті. Цей проект включає в себе детальне планування та розстановку протипожежних датчиків та камер спостереження з урахуванням особливостей підприємства. Розміщення протипожежної сигналізації передбачає установку датчиків у відповідних зонах, де можлива загоряння або поширення вогню. Це можуть бути коридори, приміщення з високою електричною навантаженістю, складські приміщення з легкозаймистими матеріалами та інші потенційно небезпечні місця. Планування розміщення датчиків забезпечує швидке виявлення пожежі та оперативне сповіщення про неї. У проекті також передбачено розміщення системи відеоспостереження з встановленням внутрішніх та зовнішніх камер спостереження. Це дозволяє забезпечити повний огляд території підприємства та контролювати доступність та безпеку об'єктів. Моніторинг за допомогою камер дозволяє вчасно виявляти потенційні загрози, запобігати випадкам крадіжок чи незаконного проникнення на територію підприємства. Реалізація проекту розміщення протипожежної сигналізації та системи відеоспостереження сприятиме покращенню контролю за безпекою підприємства, попередженню можливих загроз і оперативному реагуванню на них. Забезпечення безпеки працівників і майна є пріоритетом для будь-якого підприємства, і впровадження таких систем є важливим кроком у цьому напрямку.

3. З метою оптимізації якості споживаного струму та компенсації реактивної потужності в системах Microgrid, було прийнято рішення використовувати паралельний активний фільтр. Використання цього фільтра в

системі електропостачання Microgrid дозволяє досягти повної компенсації реактивної потужності та поліпшити спектральний склад струму мережі. Це призводить до підвищення ефективності передачі активної потужності через мережу та зменшення втрат потужності на внутрішніх опорах системи. В результаті застосування активного фільтра досягнуте зниження споживання електроенергії. У цеху підприємства, після введення фільтрів, було отримано конкретні позитивні результати. Загальний струм, що споживається силовим навантаженням, знизився на 113 А. Крім того, спостерігається підвищення значення $\cos\phi$ на 0,12, що свідчить про поліпшення фактора потужності та більш ефективне використання електроенергії. Ці результати є доказом успішної реалізації проекту з впровадження активного фільтра, який призначений для оптимізації режиму споживання електроенергії та підвищення ефективності системи електропостачання.

						Арк.
						141
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

1. В першому розділі дипломного проекту були проаналізовані особливості використання постійного струму систем розподільних мереж та локальних електричних мереж (Microgrid) постійного струму; змінні і постійні струми; перспекти переведення споживача на постійний струм; локальна система енергозабезпечення Microgrid.

Отже, система Microgrid на постійному струмі дає низку переваг, порівняно із змінним струмом:

- 1) Зменшуються проблеми пов'язані із якістю електроенергії.
- 2) Не потрібні напівпровідникові пристрої для перетворення електричної енергії, що дозволяє знизити вартість такої системи.

Але головною проблемою такого живлення є те, що більшість споживачів електричної енергії працюють на змінному струмі, тому даний вид системи Microgrid із живленням на постійному струмі не набув великої популярності.

2. У другому розділі дипломного проекту була розроблена система електропостачання цеху обробки корпусних деталей з урахуванням всіх необхідних аспектів. При виборі кабельної продукції були враховані технічні характеристики та надійність у різних режимах роботи, забезпечуючи безперебійне живлення з напругою вище 1 кВ. Для перетворення напруги були обрані трансформатори з відповідними показниками, зокрема трансформатори 110/10 та 10/0,4. Окрім того, була проведена перевірка комутаційної апаратури на лініях та трансформаторах щодо їхньої працездатності та відповідності вимогам безпеки. Були встановлені необхідні засоби релейного захисту, що гарантує правильну роботу системи електропостачання та запобігає виникненню небезпечних ситуацій, таких як коротке замикання.

3. В третьому розділі дипломної проекту була описана системи Microgrid на постійному струмі; проаналізована модель локальної системи постійного струму «два генератори одне навантаження» та перспективи застосування Microgrid постійного струму.

4. У четвертому розділі дипломного проекту були детально розглянуті питання охорони праці та пожежної безпеки, зокрема в контексті монтажу силового активного фільтру в системі Microgrid. Після проведення аналізу всіх робіт на підприємстві був розроблений спеціальний перелік заходів з охорони праці та пожежної безпеки (ЗІЗ), які повинні бути дотримані під час виконання таких видів робіт. Цей перелік включає в себе рекомендації щодо використання необхідного захисного спорядження, навчання персоналу правилам безпеки, застосування відповідних ізоляційних матеріалів, забезпечення належної вентиляції та робочих умов, а також встановлення аварійних систем та пожежної сигналізації. Застосування цих ЗІЗ під час монтажу силового активного фільтру гарантує безпечне та ефективне виконання робіт, зменшує ризик виникнення нещасних випадків та пожеж, та сприяє забезпеченню безпеки персоналу та підприємства в цілому.

5. У рамках дипломного проекту був розроблений проект розміщення протипожежної сигналізації та системи відеоспостереження на підприємстві. Цей проект має на меті значно підвищити рівень безпеки на підприємстві і забезпечити ефективний контроль за пожежними та безпековими ситуаціями. Проект розміщення протипожежної сигналізації передбачає правильне розташування датчиків пожежі в стратегічних місцях цеху, що дозволяє виявити виникнення пожежі в найкоротший термін. Також було розглянуто оптимальні місця розміщення пожежних сповіщувачів та вказано маршрути евакуації, щоб у разі пожежі персонал міг швидко та безпечно покинути приміщення. Крім того, в проекті була розроблена система відеоспостереження, яка передбачає встановлення камер спостереження в стратегічних точках підприємства. Ця система дозволить постійно контролювати діяльність на території підприємства, виявляти небажані події та вчасно реагувати на них. Реалізація цих проектів дозволить значно покращити безпеку підприємства, запобігти виникненню пожеж та небезпек, а також забезпечити швидку реакцію та ефективне втручання в разі необхідності.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Sakis Meliopoulos A.P. Challenges in simulation and design of μ Grids. In Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. 2002. Vol. 1. Pp. 309–314.
2. Gabbar H.A. Smart energy grid infrastructures and interconnected micro energy grids // Smart Energy Grid Engineering. 2017. Pp. 23–45.
3. Kholkin D., Chaousov I. Digital transition in Russia's energy sector: in search of meaning // Energy policy. – Issue. 5, 2018. – P. 7–16.
4. Transactive Energy Models. – Business and regulatory models working group, NIST, 2016.
5. Navigant research «Transactive Energy Markets», Navigant, 2018.
6. Navigant research «Energy Cloud 4.0: Capturing Value through Disruptive Energy Platforms», Navigant, 2018.
7. [https://tadviser.com/index.php/Article:The_Internet_of_energy_\(MicroGrid\)_the_Small-scale_distributed_power_generation](https://tadviser.com/index.php/Article:The_Internet_of_energy_(MicroGrid)_the_Small-scale_distributed_power_generation)
8. <http://zserials.org/zarubezhnye/johan-falk.php>
9. <https://realto.io/energy-as-a-service-hub/the-evolution-of-energy-as-a-service/>
10. Milind J. Pati, Shalaka N. Chaphekar. Control of Microgrid: Literature Review // International Journal of Engineering Innovation & Research Volume 7, Issue 2. – P.145–151.
11. Mahamad Nabab Alam, Saikat Chakrabarti, Arindam Ghosh. Networked Microgrids: State-of-the-Art and Future Perspectives // IEEE Transactions on Industrial Informatics (Volume: 15, Issue: 3, March 2019). – P. 1238 – 1250.
12. Denysiuk S., Dereviyanko D., Beloha G. Improving the quality of electricity supply in the Energy Smart Community with sources of dispersed generation // Bulletin of VPI. – 2021. – Issue 5. – P. 64–70.
13. Martin F., Sanchez-Miralles A., Rivier M. A Literature Review of Microgrids: A functional layer based classification // Renewable and Sustainable Energy Reviews, September 2016.

14. <https://www.gminsights.com/industry-analysis/microgrid-market>
15. Denysiuk S., Boiko I. Increasing Microgrid energy efficiency with diesel generators // Energy: Economics, Technology, Ecology. – 2021. – No 2. – P. 15–28.
16. Denysiuk S., Kolomiichuk M. Evaluation of financial and technical performance of Microgrid in dynamic modes // Energy: Economics, Technology, Ecology. – 2021. – No 3(65). – P.18–39.
17. Microgrid Analysis and Case Studies Report. – California Energy Commission, 2018
18. Phase I. Microgrid Cost Study: Data Collection and Analysis of Microgrid Costs in the United States. – National Renewable Energy Laboratory, 2018
19. The Advanced Microgrid. Integration and Interoperability. – SANDIA REPORT SAND, 2014–1535, March 2014.
20. <http://smartenergysummit.ru/novosti/microgrid>
21. EU – More Microgrids. Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids. – European Research Project.
22. Денисюк С.П., Базюк Т.М., Федосенко М.М., Ярмолюк О.С. Системи електропостачання з активним споживачем: моделі та режими – Київ: вид-во ПП "Аверс", 2017. – 182 с.
23. Rosenkranz A. Das Smart Grid im Kleinformat 27. Juni 2021 - Режим доступу: URL <https://heizung.de/heizung/wissen/micro-grid-das-smart-grid-im-kleinformat/> (дата звернення: 12.06.2022). [in Deutschland].
24. С. П. Денисюк, Т. М. Базюк «Особенности формирования активного потребителя в современных электросетях» Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт». ISSN 1997-9266. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2014. № 3. С 75-76. Режим доступу: URL: <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/934> (дата звернення: 12.06.2022). [in Ukrainian].
25. Rosenkranz A. Das Smart Grid im Kleinformat 27. Juni 2021 - Режим доступу: URL <https://heizung.de/heizung/wissen/micro-grid-das-smart-grid-im-kleinformat/> (дата звернення: 12.06.2022). [in Deutschland].

26. Local energy in an age of austerity: preserving the value of local and community energy, NESTA, 2015, <http://www.nesta.org.uk/publications/local-energy-age-austerity-preserving-value-local-and-community-energy>.
27. Energy Storage Study. A storage market review and recommendations for funding and knowledge sharing priorities, AECOM, 2015 <http://arena.gov.au/files/2015/07/AECOM-Energy-Storage-Study.pdf>.
28. F. Blaabjerg and D. M. Ionel, "Renewable energy devices and systems – state-of-the-art technology, research and development, challenges and future trends," *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, no. 12, pp. 1319-1328, Jul. 2015.
29. The Modern Grid Initiative Version 2.0, Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.netl.doe.gov/smartgrid/>.
30. Офіційний сайт Інституту загальної енергетики НАН України URL: <https://ienergy.kiev.ua/>
31. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // *Техн. електродинаміка*. – 2012. – No 5. – С. 52–67.
32. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України // *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. Ч. 1*. – К.: ІЕД НАН України, 2011. – С. 5–20.
33. Денисюк С.П., Базюк Т.М., Федосенко М.М., Ярмолюк О.С. Системи електропостачання з активним споживачем: моделі та режими – Київ: вид-во ПП "Аверс", 2017. – 182 с.
34. European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity. – 2006, 44 p. [Electronic resource] – Mode of access: ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf.
35. EPRI's IntelliGridSM initiative. [Electronic resource] – Mode of access: <http://intelligrid.epri.com>.