МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНІ Ю.М.

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення енергоефективності системи розподілення електроенергії в промислових об'єктах

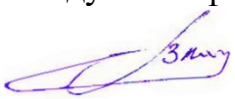
Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1411
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Мамчур А.Ю.
Керівник проф. Артемчук В.В.
Консультант

Запоріжжя
2025 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М.

Кафедра____Електричної інженерії та кіберфізичних систем_____
Рівень вищої освіти____перший (бакалаврський)_рівень_____
Спеціальність _141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка_
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко
“_10_”___травня__2025 року

З А В Д А Н Н Я
на кваліфікаційну роботу студенту

Мамчуру Андрію Юрійовичу_____
(прізвище, ім’я, по батькові)
1. Тема бакалаврської роботи Підвищення енергоефективності систем розподілу електроенергії в промислових об'єктах

керівник роботи _____проф. Артемчук В.В._____
(прізвище, ім’я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
Затверджені наказом ЗНУ від «_27_»_грудня__2024__року №_2029 - с_
2. Строк подання студентом роботи: 10 травня 2024 року___
3. Вихідні дані бакалаврської роботи Потужність основного обладнання та режими роботи; поточний тариф за 1 кВт тод. електроенергії

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ; загальний аналіз розподільчих мереж; загальні характеристики систем енергопостачання; покращення якості електроенергії в системах енергопостачання споживачів
5. Перелік графічного матеріалу (лише у якості рекомендації): живлення споживачів від ТП; регулювання напруги в залежності від зовнішніх факторів; принципова схема РН; автоматичний вимикач, ПЗВ та підключення.

6. Консультанти розділів дипломної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання прийняв	Завдання прийняв
Розділ 1	Артемчук В.В., проф.		
Розділ 2	Артемчук В.В., проф.		
Розділ 3	Артемчук В.В., проф.		
Нормоконтроль	Коваленко І.І., асистент		

7. Дата видачі завдання 30.12.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Особливості розподільчих мереж	01.03.25	
2	Елементи розрахунку системи енергопостачання об'єкта	01.04.25	
3	Покращення ефективності енергопостачання електричної енергії	01.05.25	

Студент _____ (підпис) Мамчур А.Ю. (прізвище та ініціали)

Керівник/консультант роботи _____ (підпис) Артемчук В.В. (прізвище та ініціали)

Нормоконтролер _____ (підпис) Коваленко І.І. (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Мамчур А.Ю. Підвищення енергоефективності систем розподілу електроенергії в промислових об'єктах.

Дипломна робота для здобуття ступеня вищої освіти бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник Артемчук В.В. Запорізький національний університет, Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні, кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2025 рік.

Під час виконання цього дипломного проекту було здійснено детальний розрахунок електронавантаження обраного об’єкту. Було обрано мережі живлення з напругою до 1 кВ та вище 1 кВ, включаючи силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Також проведено розрахунок струмів короткого замикання.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ, ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ТРАНСФОРМАТОР.

ЗМІСТ

Вступ 6
1 ОСОБЛИВОСТІ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ 9
1.1 Аналіз втрат енергії у системах розподілення електроенергії промислових об'єктів.....9
1.2 Загальна структура розподільної мережі 12
1.3 Характеристики об’єктів енергомережі 13
2 ЕЛЕМЕНТИ РОЗРАХУНКУ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ОБ’ЄКТА 28
2.1 Лінії електроживлення об’єктів напругою більше 1 кВ.....28
2.2 Електроживлення промислових об’єктів невеликої потужності, з напругою до 1 кВ 36
2.3 Визначення елементів розподільних трансформаторів (РП).....45
3 ППОКРАЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ 54
ВИСНОВКИ 65
Перелік посилань 66
Додаток А 69

ВСТУП

Сучасний етап розвитку промисловості характеризується зростаючими вимогами до ефективності використання енергетичних ресурсів, особливо в умовах енергетичних криз, підвищення цін на електроенергію, а також глобальних кліматичних викликів. У таких умовах проблема енергоефективності набуває особливої актуальності. Серед ключових напрямів підвищення енергетичної ефективності промислових підприємств – оптимізація систем розподілення електроенергії, які відіграють фундаментальну роль у забезпеченні надійного й раціонального енергопостачання споживачів.

Система розподілу електроенергії є важливою складовою енергетичної інфраструктури підприємства, яка забезпечує транспортування електричної енергії від джерел живлення до споживачів з мінімальними втратами. Недостатньо ефективне функціонування цієї системи може призвести до значних енергетичних і економічних втрат, погіршення якості електропостачання, зростання витрат на обслуговування обладнання та зниження надійності виробничих процесів. Таким чином, підвищення енергоефективності систем розподілення електроенергії дозволяє не лише зменшити енергоспоживання, але й підвищити загальну продуктивність і конкурентоспроможність підприємства.

На сучасному етапі існує широкий спектр технічних, організаційних та інформаційно-аналітичних засобів підвищення енергоефективності розподільчих мереж. До них належать використання енергоефективного обладнання (високоефективні трансформатори, автоматизовані вимикачі, електронні системи керування), впровадження систем автоматизованого обліку енергії, застосування методів математичного моделювання та оптимізації, а також впровадження концепції Smart Grid – розумних мереж, що передбачають інтеграцію цифрових технологій в управління розподілом електроенергії.

Особливої ваги набуває також інструмент енергетичного менеджменту, який передбачає цілісне управління енергоспоживанням підприємства, контроль за втратами, планування навантажень, формування енергетичного балансу та

реалізацію довгострокових програм енергоощадження. Крім того, важливим чинником є підвищення кваліфікації персоналу, впровадження стандартів ISO 50001 та створення культури відповідального споживання енергії.

У контексті цієї роботи під енергоефективністю системи розподілення електроенергії розуміється сукупність технічних і організаційних заходів, спрямованих на зменшення питомих втрат електроенергії, покращення режимів роботи електричних мереж, забезпечення відповідності параметрів електропостачання встановленим стандартам, а також зниження впливу енергетичних процесів на навколишнє середовище.

Об'єктом дослідження є система розподілення електроенергії промислового підприємства як комплекс технічних засобів, що забезпечують подачу електроенергії від головного понижувального пункту до кінцевих споживачів у виробничому середовищі. Предметом дослідження є методи й засоби підвищення енергоефективності цієї системи шляхом технічного переоснащення, оптимізації режимів роботи, зменшення втрат у трансформаторах, кабельних лініях, розподільчих щитах та іншому обладнанні, а також впровадження автоматизованих систем керування.

Метою роботи є розроблення та обґрунтування технічних і організаційних рішень, спрямованих на підвищення енергоефективності системи розподілення електроенергії на прикладі умов типового промислового об’єкта.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- провести аналіз існуючого стану систем розподілення електроенергії на промислових об’єктах;
- дослідити основні джерела втрат електроенергії та причини їх виникнення;
- визначити перспективні технічні рішення для зниження втрат;

Актуальність теми визначається загальнодержавними та міжнародними тенденціями щодо переходу до сталого енергетичного розвитку, а також вимогами енергетичного законодавства й екологічної політики. Згідно з положеннями директив ЄС та національних стратегій розвитку енергетики,

підприємства зобов’язані впроваджувати енергоефективні рішення, які дозволяють зменшити викиди парникових газів та знизити навантаження на енергосистему країни.

Новизна даної роботи полягає у поєднанні технічного аналізу елементів розподільчої системи з методами математичного моделювання для формування оптимізаційних рішень з урахуванням як енергетичних, так і економічних критеріїв.

Практична цінність полягає у можливості застосування розроблених рекомендацій для покращення енергетичної ефективності конкретного промислового підприємства або ж використання загальних підходів при розробці енергетичних стратегій для підприємств інших галузей.

Таким чином, дана дипломна робота покликана зробити внесок у вирішення актуального завдання раціонального використання електричної енергії в промисловості шляхом покращення структури та режимів роботи систем розподілення електроенергії. Результати дослідження можуть бути використані як для обґрунтування інвестиційних рішень щодо модернізації обладнання, так і як аналітична база для систем енергетичного моніторингу підприємства.

1 ОСОБЛИВОСТІ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ

1.1 Аналіз втрат енергії у системах розподілення електроенергії промислових об'єктів

В умовах зростання вартості електроенергії та посилення вимог до енергетичної ефективності особливого значення набуває аналіз втрат у системах внутрішнього розподілу електроенергії на промислових підприємствах. Втрати електроенергії є неминучими, але при правильному технічному й організаційному підході вони можуть бути істотно зменшені, що позитивно впливає на загальний енергобаланс та економіку підприємства.

Класифікація втрат електроенергії.

У загальному випадку втрати в системах розподілення електроенергії поділяють на:

1) технічні втрати (фізичні, неминучі через опір провідників, втрати в трансформаторах, контактах тощо);
2) нетехнічні втрати (організаційні, пов’язані з помилками обліку, крадіжками, неправильними налаштуваннями тощо).

У контексті даної роботи основна увага приділяється технічним втратам, як таким, що є предметом оптимізації технічними засобами.

До основних компонентів системи розподілу електроенергії на промислових об’єктах належать трансформатори, кабельні та повітряні лінії, шинопроводи, розподільчі пункти, розподільчі щити й навантаження. Найбільш вагомі втрати спостерігаються у:

- силових трансформаторах (втрати холостого ходу та навантаження);
- електричних лініях (активні втрати в провідниках);
- з’єднаннях і комутаційних апаратах (контактні втрати).

Як відомо, втрати у провідниках визначаються за формулою:

$$P_{\text{л}} = I^2 \cdot R$$

де:

$P_л$ – потужність втрат у лінії, Вт;

I – струм у лінії, А;

R – опір лінії, Ом.

Очевидно, що втрати пропорційні квадрату струму та опору провідника. Це означає, що при збільшенні навантаження або нераціональному виборі перерізу кабелю втрати різко зростають.

Втрати в трансформаторі поділяють на:

- втрати в осерді;
- втрати в обмотках.

Втрати в осерді поділяють на втрати на гістерезис, спричинені перемагнічуванням осердя та втрати на віхрові струми, зумовлені індукованими струмами у сталевих листах осердя. Ці втрати залежать від фізичних властивостей матеріалу осердя, частоти напруги, конструкції та якості ізоляції.

Втрати під навантаженням (омічні втрати в обмотках) залежать від струму та опору обмоток.

Втрати холостого ходу мають постійний характер, а навантажувальні змінюються залежно від режиму роботи.

Типові проблеми у промислових мережах.

На промислових підприємствах втрати часто збільшуються через:

- застаріле або неенергоефективне обладнання (старі трансформатори з великими втратами);
- перевантаження або недовантаження обладнання;
- неоптимальні схеми розподілення навантажень;
- довгі лінії з недостатнім перерізом провідників;
- недостатній контроль та облік споживання енергії;
- відсутність автоматичного регулювання.

Окрему проблему становить небаланс фаз і реактивна потужність, що призводить до додаткових втрат і зниження коефіцієнта потужності.

У мережах з великою кількістю асинхронних двигунів спостерігається

споживання реактивної потужності, що призводить до підвищення струмів у мережі без збільшення корисної активної потужності.

При низькому *cos φ* (менше 0.9) втрати у провідниках значно зростають. Для компенсації реактивної потужності використовують конденсаторні установки, які дозволяють зменшити струм у мережі і, відповідно, втрати.

Промислове підприємство у Запорізькому регіоні споживає 5…10 млн кВт·год на рік. Аналіз втрат в системі внутрішнього розподілу показує, що вони можуть становити:

- 3…5 % у лініях електропередачі,
- 1…2 % у трансформаторах,
- до 2…8 % через неефективне керування реактивною потужністю.

У сумі це 6…15 % від загального споживання, тобто до 1200 тис. кВт·год. При тарифі 5 грн/кВт·год це дає до 4,5 млн грн потенційних річних втрат, які підлягають оптимізації.

Розрахунок втрат повинен поєднуватися з оцінкою:

- економічної доцільності заміни обладнання;
- періоду окупності модернізації;
- впливу на загальну стабільність системи енергопостачання;
- потенціалу використання автоматизованих систем (АСУЕ, SCADA);
- ефективності заходів із децентралізації або локальної генерації.

Отже, аналіз втрат у системі розподілення електроенергії промислових підприємств виявляє значний потенціал для підвищення енергоефективності. Більшість технічних втрат є керованими за допомогою інженерних рішень, таких як модернізація трансформаторного парку, оптимізація конфігурації мережі, впровадження систем компенсації реактивної потужності, а також автоматизованих засобів моніторингу та керування. Раціональний підхід до виявлення та усунення втрат є необхідною умовою сталого енергоспоживання підприємств та важливою складовою конкурентоспроможності у сучасних економічних умовах.

1.2 Загальна структура розподільної мережі

Структура розподільчої мережі визначається її метою та вимогами до надійності електропостачання. Розподільні мережі середньої напруги (СН) діапазоном від 6 до 20 кВ можуть бути побудовані за допомогою кабельних або повітряних ліній електропередачі. Вони розроблені для передачі електроенергії різним споживачам, включаючи промислових, міських і сільських споживачів. Розподільні мережі міста постачають електроенергію житловим будинком і споживачам комунальних послуг у межах міста за допомогою розподільних ліній 6…10 кВ і трансформаторних підстанцій (ТП) 6…10/0,4 кВ.

Розробка міських розподільних мереж 6…10 кВ залежить від кількості та потужності трансформаторних підстанцій (ТП), що не перевищують 0,63…1 МВт на одну ТП, а також від довжини ліній електропередач (ЛЕП), яка не перевищує 5 км. У містах кабельні лінії електропередач зазвичай використовуються для розподілу мереж всіх напруг. Зазвичай розподільчі пункти (РП) і трансформаторні підстанції (ТП) розташовані в різних будівлях. Залежно від вимог до надійності електропостачання застосовуються підстанції з одно- або двома трансформаторами.

Однотрансформаторні підстанції використовують петльові схеми мереж напругою від 6 до 10 кВ, які включають двостороннє живлення та нормально розімкнутий комутаційний апарат у певному трансформаторному підстанції. З метою зменшення втрат електроенергії в мережах середньої напруги оптимізація місць розмикання є основною метою. Зважаючи на те, що комутаційні апарати з ручним керуванням зазвичай використовуються, найкращі точки розмикання мереж визначаються для двох основних сезонів: осінньо-зимового та весняно-літнього. Ці точки розмикання вибрані з метою забезпечення надійності електропостачання споживачам протягом усього року та мінімізації втрат електроенергії.

У двотрансформаторних підстанціях є можливість резервувати живлення від другого трансформатора, що підвищує надійність електропостачання. Це

особливо важливо для забезпечення постійного електропостачання важливих об’єктів, таких як лікарні, водопровідні станції, громадський транспорт та інші соціально важливі місця.

1.3 Характеристики об’єктів енергомережі

Розподілена генерація (РГ) стає все більш поширеною, оскільки все більше людей використовують альтернативні джерела енергії, що робить вибір місць розмикання мережі складним. Використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) вимагає вибору різних місць розмикання мережі через нестабільну вихідну потужність. Наприклад, сонячні електростанції (СЕС) і вітрові електростанції (ВЕС) мають непостійний рівень потужності, яку вони можуть віддавати в мережу, в залежності від клімату та погоди.

Одним із найбільш поширених і ефективних завдань для багатофункціонального управління режимами розподільних мереж залишається зміна їх конфігурації. Зменшення втрат енергії в електричній мережі є основною метою оптимізації місць розмикання електричних мереж 10 (6) кВ. Існуючі підходи до визначення найкращих місць розмикання електричних мереж поділяються на дві основні групи.

Первинні методи базуються на початковому розімкнутому стані мережі, такому як випадковий. Зниження загальних втрат енергії в двох суміжних фідерах є основою для визначення нових точок розмикання. Коли подальше зниження втрат енергії стає неможливим, цей попарний аналіз схем фідерів закінчується.

Оптимізація конфігурації мережі поступово, починаючи з вихідного стану і закінчуючи мінімізацією втрат на всіх рівнях мережі, є іншими методами. Цей метод забезпечує більш детальний аналіз, який враховує всі варіанти зміни структури мережі, які можуть бути доступні, щоб максимізувати ефективність.

Це дослідження стосується системи електропостачання одного з районів міста. Цей район включає житловий район і цех обробки корпусних деталей.

ЦОКД – це місце, де виконуються операції з обробки корпусних деталей за допомогою різного обладнання.

Розподільні мережі з напругою 6…10 кВ і 0,38 кВ підключені до відповідних джерел живлення, щоб забезпечити електропостачання споживачів у містах. Міські електричні мережі з напругою 6…10 кВ відзначаються тим, що вони можуть забезпечити надійність електропостачання для всіх трьох категорій споживачів у кожному мікрорайоні. Це вимагає ретельної розробки схеми мережі.

У якості джерела живлення система має такі характеристики: струм вимкнення вимикача, встановленого на лінії зв’язку з системою, становить 25 кА; струм короткого замикання однофазного становить 21 кА; і вона знаходиться в категорії приміщень об’єкта проектування.

ЦОКД відноситься до категорії Г за ступенем його пожежонебезпеки. Це означає, що в приміщенні використовуються негорючі речовини та матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, а променисте тепло, іскри та полум'я виділяється під час процесу обробки. Крім того, в цьому місці можуть знаходитися горючі гази, рідини та інші речовини, які використовуються як паливо або спалюються для утилізації.

Визначаємо розрахункові навантаження в електропостачальних системах підприємство. Згідно [1, 2]:

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

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

де $P_{об}$– розрахункове навантаження:

$$P_{об} = p_{пит}N_{об},$$

де $p_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження [3].

$N_{об}$ – кількість об’єктів;

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

$$P_{сил} = K_{сил} \sum P_{у},$$

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

$Р_{у}$ – потужність установки.

При проведенні розрахунків всі об’єкти з однаковим характером навантаження розглядаються як один промисловий об’єкт з сумарним числом окремих споживачів. Визначення розрахункових навантажень знаходимо згідно [4]:

$$Р_{р} = Р_{пит} N,$$

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

де $p_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження об’єкту [1].

N – кількість місць.

Розглянемо живлення тягової підстанції ТП1 (рис. 1.1).

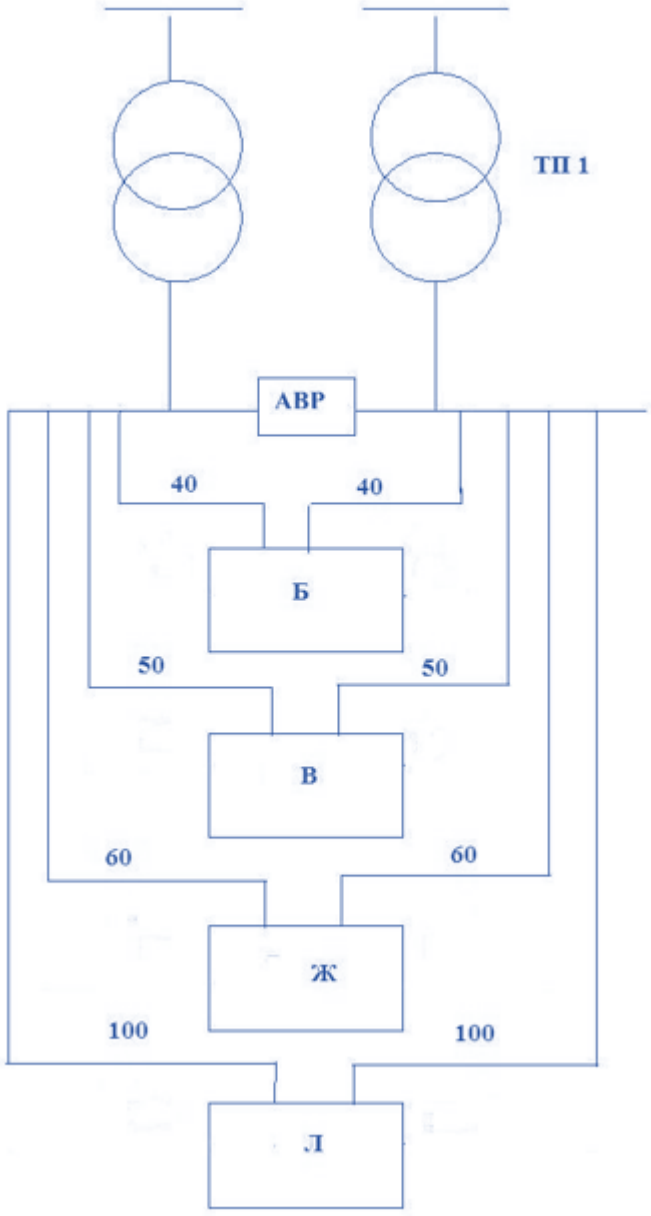


Рисунок 1.1 – Живлення споживачів від тягової підстанції (ТП 1)

Розрахунок нормального режиму.

Визначимо розрахункову активну потужність кожної i - ої ділянки мережі, яка формується розрахунковими активними навантаженнями окремих трансформаторів ТП. При цьому вважаємо, що навантаження кожного трансформатору умовно складає 50% загального розрахункового навантаження відповідних ТП.

Промисловий об’єкт № 1 зі споживачами:

$$p_{\text{пит}} = 1{,}67$$

$$P_{\text{квА}} = p_{\text{питА}} N_{\text{кв}} = 1{,}6 \cdot \frac{144}{2} = 115{,}2$$

$$P_{\text{ж/бА}} = P_{\text{квА}} + 0{,}9P_{\text{силА}} = 115{,}2 + 0{,}9 \cdot 0{,}8 \cdot (6{,}5+9) = 126{,}36$$

$$Q\text{ж/бА} = \text{РквА}\text{tg}\varphi\text{квА} + 0{,}9\text{РсилА}\text{tg}\varphi\text{силА} =$$

$$= 115{,}2 \cdot 0{,}2 + 0{,}9 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}8 \cdot (6{,}5 + 9) = 25{,}272 \text{ квар}$$

Промисловий об’єкт № 2:

$$p_{\text{пит}} = 1{,}67$$

$$P_{\text{квВ}} = p_{\text{питВ}} N_{\text{кв}} = 1{,}67 \cdot \frac{128}{2} = 106{,}88$$

$$P_{\text{ж/бВ}} = P_{\text{квВ}} + 0{,}9P_{\text{силВ}} = 106{,}88 + 0{,}9 \cdot 0{,}8 \cdot (6{,}5+9) = 118{,}04$$

$$Q\text{ж/бВ} = \text{РквВ}\text{tg}\varphi\text{квВ} + 0{,}9\text{РсилВ}\text{tg}\varphi\text{силВ} =$$

$$= 106{,}88 \cdot 0{,}2 + 0{,}9 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}8 \cdot (6{,}5 + 9) = 23{,}608 \text{ квар}$$

Об’єкт № 3.

$$\text{Р}_{\text{к}} = \text{Р}_{\text{к}} \cdot \frac{n}{2} = 1{,}03 \cdot \frac{100}{2} = 51{,}5$$

$$Q_{\text{кафе}} = \text{Р}_{\text{кафе}} \cdot \text{tg}\phi = 51{,}5 \cdot 0{,}2 = 10{,}3$$

Об’єкт № 4.

$$\text{Р} = \text{Р} \cdot n/2 = 1{,}45 \cdot 20/2 = 14{,}5 \text{ кВт}$$

$$Q\text{пер} = \text{Рпер} \cdot \text{tg}\phi = 14{,}5 \cdot 0{,}25 = 3{,}625 \text{ квар}$$

Тоді розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП знаходимо як:

$$P_{\text{ТПр}} = P \sum_{i=1}^{n} P_{pi}$$
$$\text{умі}_{pmax}$$

$$Q_{\text{ТПр}} = Q \sum_{i=1}^{n} Q_{pi}$$
$$\text{умі}_{pmax}$$

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

P_{pi} - розрахункове навантаження решти споживачів i = 1, …, n;

$K_{\text{умі}}$ - коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження і-ого промоб`єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні.

Знайдемо сумарне навантаження для ТП1 в нормальному режимі:

$$\text{Р}_{\text{ТП1}} = \text{Р} \sum_{i=1}^{n} \text{Р}_{\text{рі}}$$
$$\text{умі}_{\text{р}pmax}$$

$$= 126{,}36 + 106{,}88 + 0{,}8 \cdot 14{,}5 + 0{,}7 \cdot 51{,}5 = 297{,}04 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП1}} = Q \sum_{i=1}^{n} Q_{\text{рі}}$$
$$\text{умі}_{\text{р}pmax}$$

$$= 25{,}272 + 23{,}608 + 0{,}8 \cdot 3{,}625 + 0{,}7 \cdot 10{,}3 = 58{,}99 \text{ кВар}$$

Тоді повна потужність тягової підстанції ТП1 складе:

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{\text{Р}_{\text{ТП1}}^2 + Q_{\text{ТП1}}^2} = \sqrt{297{,}04^2 + 58{,}99^2} = 302{,}841$$

Проведемо розрахунок для після-аварійного режиму роботи трансформаторів [5].

Розрахуємо навантаження.

Об’єкт промисловий № 1:

$$p_{\text{пит}} = 1{,}6$$

$$\text{Р}_{\text{квА}} = \text{р}_{\text{питА}} N_{\text{кв}} = 1{,}6 \cdot 144 = 230{,}4 \text{ кВт}$$

$$\text{Р}_{\text{ж/бА}} = \text{Р}_{\text{квА}} + 0{,}9\text{Р}_{\text{силА}} = 230{,}4 + 0{,}9 \cdot 0{,}8 \cdot 2 \cdot (6{,}5+9) = 252{,}72 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ж/бА}} = \text{Р}_{\text{квА}}\text{tg}\varphi_{\text{квА}} + 0{,}9\text{Р}_{\text{силА}}\text{tg}\varphi_{\text{силА}} =$$
$$= 230{,}04 \cdot 0{,}2 + 0{,}9 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}8 \cdot 2 \cdot (6{,}5 + 9) = 50{,}544 \text{ квар}$$

Об’єкт промисловий № 2:

$$\text{Р}_{\text{квВ}} = p_{\text{пит}} N_{\text{кв}} = 1{,}67 \cdot 128 = 213{,}76 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ж/бВ}} = P_{\text{квВ}} + 0{,}9P_{\text{силВ}} = 213{,}76 + 0{,}9 \cdot 0{,}8 \cdot 2 \cdot (6{,}5 + 9) = 236{,}08 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ж/бВ}} = \text{Р}_{\text{квВ}}\text{tg}\varphi_{\text{квВ}} + 0{,}9\text{Р}_{\text{силВ}}\text{tg}\varphi_{\text{силВ}} =$$
$$= 213{,}76 \cdot 0{,}2 + 0{,}9 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}8 \cdot 2 \cdot (6{,}5 + 9) = 47{,}216 \text{ квар}$$

Об’єкт промисловий № 3:

$$\text{Р}_{\text{К}} = \text{Р}_{\text{К}} \cdot n = 1{,}03 \cdot 100 = 103 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{кафе}} = \text{Р}_{\text{кафе}} \cdot \text{tg}\phi = 103 \cdot 0{,}2 = 20{,}6 \text{ квар.}$$

Об’єкт промисловий № 4:.

$$\text{Р}_{\text{пер}} = \text{Р}_{\text{пит}} \cdot n = 1{,}45 \cdot 20 = 29 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{пер}} = \text{Р}_{\text{пер}} \cdot \text{tg}\phi = 29 \cdot 0{,}25 = 7{,}25 \text{ квар.}$$

Розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТПр}} = P \sum_{i=1}^{n} P_{pi}$$
$$\text{умі}_{pmax}$$

$$Q_{\text{ТПр}} = Q \sum_{i=1}^{n} Q_{pi}$$
$$\text{умі}_{pmax}$$

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

P_{pi} - розрахункове навантаження решти будівель і = 1, …, n;

$K_{\text{умі}}$ - коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження і-ого об`єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні.

Знайдемо сумарне навантаження для ТП1 в післяаварійному режимі:

$$\text{P}_{\text{ТП1}} = \text{P} \sum_{i=1}^{n} \text{P}_{\text{pi}}$$
$$\text{умі}_{\text{p}pmax}$$

$$= 252{,}72 + 236{,}08 + 0{,}8 \cdot 29 + 0{,}7 \cdot 103 = 584{,}1 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП1}} = Q \sum_{i=1}^{n} Q_{\text{pi}}$$
$$\text{умі}_{\text{p}pmax}$$

$$= 50{,}544 + 47{,}216 + 0{,}8 \cdot 7{,}25 + 0{,}7 \cdot 20{,}6 = 117{,}98\text{кВар}$$

Тоді повна потужність ТП1 буде:

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{\text{P}_{\text{ТП1}}^2 + Q_{\text{ТП1}}^2} = \sqrt{584,1^2 + 117{,}98^2} = 595{,}896$$

$$\Delta\text{P} = S_{\text{н}} \cdot 0{,}02 = 302{,}841 \cdot 0{,}02 = 6{,}057 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = S_{\text{н}} \cdot 0{,}1 = 302{,}841 \cdot 0{,}1 = 30{,}284 \text{ квар}$$

$$\mathrm{P_{рВН}} = \Delta \mathrm{P} + \mathrm{P} = 6{,}057 + 297{,}04 = 303{,}097 \text{ кВт}$$

$$Q_{\mathrm{рВН}} = \Delta Q + Q = 30{,}284 + 58{,}99 = 89{,}274 \text{ квар}$$

$$S_{р\mathrm{тр}} = \sqrt{\mathrm{P_{рВН}} + Q_{\mathrm{рВН}}} = \sqrt{303{,}097 + 89{,}274} = 315{,}971 \text{ кВА}$$

$$S_{\mathrm{рном}} = \frac{S_{\mathrm{ртр}}}{0{,}7} = \frac{315{,}971}{0{,}7} = 451{,}387 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатор ТСЗ – 630/10 з параметрами, які наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри трансформатора ТСЗ – 630/10

$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_{кз}$,%
2	7,3	1,5	5,5

Перевіряємо вибраний трансформатор:

$$k_з = \frac{S_{п/а}}{S_н} = \frac{595{,}896}{400} = 1{,}489 < 1{,}6м$$

Тобто вибраний трансформатор підходить.

Проведемо розрахунок для тягової підстанції ТП2, структурна схема якого наведено рисунку 1.2.

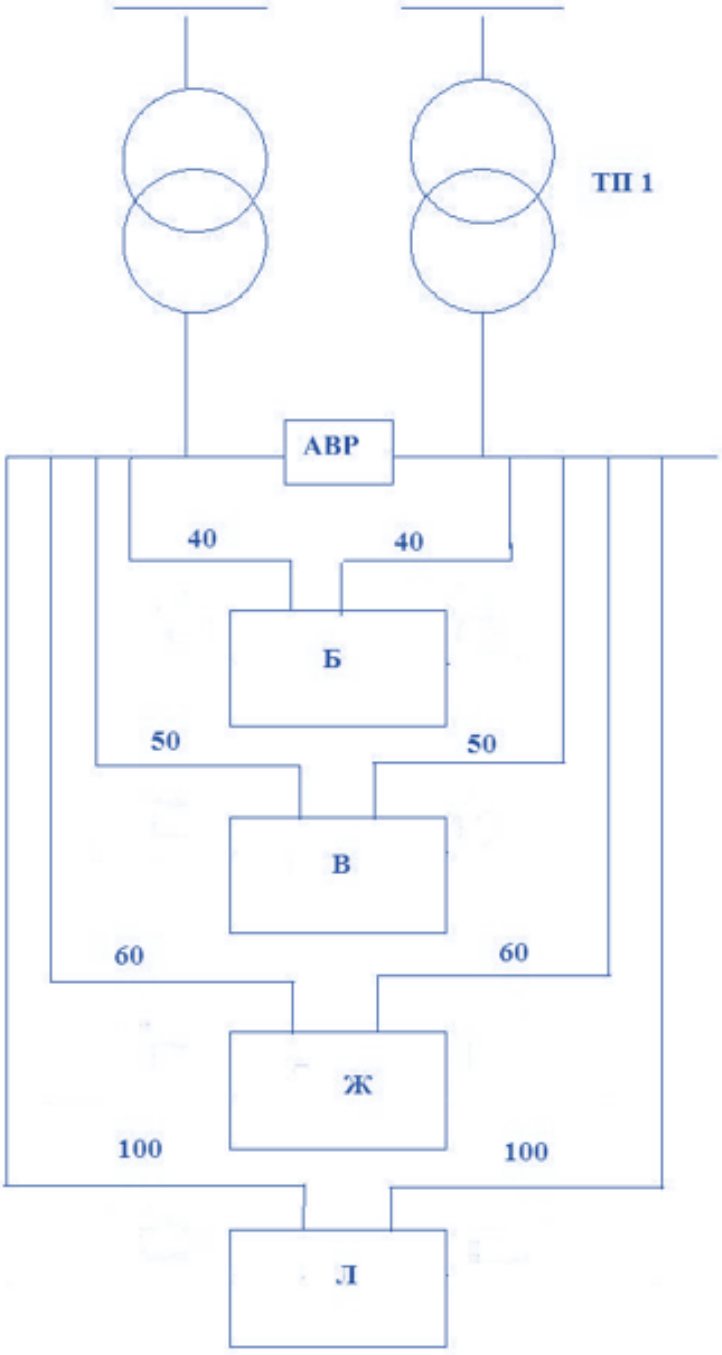


Рисунок 1.2 – Живлення споживачів від ТП 2

Розрахунок нормального режиму. Визначимо розрахункову активну потужність кожної i - ої ділянки мережі, яка формується розрахунковими активними навантаженнями окремих трансформаторів ТП2 [6]. При цьому вважаємо, що навантаження кожного трансформатору умовно складає 50% загального розрахункового навантаження відповідних ТП2 [8].

Оскільки методика розрахунку така ж, що і вище, то наведемо її у

скороченому вигляді.

$$Р_{квЖ} = р_{питЖ}N_{кв} = 0,86 \cdot \frac{216}{2} = 92,88$$

$$Р_{ж/бЖ} = Р_{квЖ} + 0,9Р_{силЖ}=92,88+0,9 \cdot 0,5 \cdot 2 \cdot (6,5+9) =106,83$$

$$Р_{пер} = Р_{пит} \cdot \frac{n}{2} = 1,45 \cdot \frac{20}{2} = 14,5$$

$$Q_{пер} = Р_{пер} \cdot tg\phi = 14,5 \cdot 0,25 = 3,625$$

$$p_{пит} = 1,6$$

$$Р_{квА} = р_{питА}N_{кв} = 1,6 \cdot \frac{144}{2} = 115,2$$

$$Р_{ж/бА} = Р_{квА} + 0,9Р_{силА}=115,2+0,9 \cdot 0,8 \cdot (6,5+9) \ =126,36$$

$$Q_{ж/бА} = Р_{квА}tg\varphi_{квА} + 0,9Р_{силА}tg\varphi_{силА} =$$

$$= 115,2 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot (6,5 + 9) = 25,272 \text{ квар}$$

$$p_{пит} = 0,86$$

$$Q_{ж/бЖ} = Р_{квЖ}tg\varphi_{квЖ} + 0,9Р_{силЖ}tg\varphi_{силЖ} =$$

$$= 92,88 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,5 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 21,366$$

Розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП визначається за формулою:

$$Р_{ТПр} = Р \sum_{i=1}^{n} Р_{рі}{}_{умі}{}_{рmax}$$

$$Q_{ТПр} = Q \sum_{i=1}^{n} Q_{рі}{}_{умі}{}_{рmax}$$

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

$P_{рі}$ - розрахункове навантаження решти будівель і = 1, …, n;

$K_{умі}$ - коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею

навантаження і-ого об`єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні.

Знайдемо сумарне навантаження для ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{ТП2} = P\sum_{i=1}^{n} P_{pi}$$

$$= 126{,}36 + 0{,}9 \cdot 106{,}83 + 0{,}8 \cdot 14{,}5 = 234{,}107\text{кВт}$$

$$Q_{ТП2} = Q\sum_{i=1}^{n} Q_{pi}$$

$$= 25{,}272 + 0{,}9 \cdot 21{,}366 + 0{,}8 \cdot 3{,}625 = 47{,}402\text{кВар}$$

Тоді, повна потужність тягової підстанції (ТП2):

$$S_{ТП2} = \sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2} = \sqrt{234{,}107^2 + 47{,}402^2} = 238{,}857$$

Проведемо розрахунок для післяаварійного режиму роботи трансформаторів.

Розрахуємо навантаження для подальших промоб’єктів за наведеною вище методикою.

$$P_{квЖ} = p_{питЖ}N_{кв} = 0{,}86 \cdot 216 = 185{,}76$$

$$P_{ж/бЖ} = P_{квЖ} + 0{,}9P_{силЖ} = 186{,}76 + 0{,}9 \cdot 0{,}5 \cdot 4 \cdot (6{,}5 + 9) = 213{,}66$$

$$Q_{ж/бЖ} = P_{квЖ}\text{tg}\varphi_{квЖ} + 0{,}9P_{силЖ}\text{tg}\varphi_{силЖ} =$$

$$= 185{,}76 \cdot 0{,}2 + 0{,}9 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}5 \cdot 4 \cdot (6{,}5 + 9) = 42{,}732$$

$$p_{пит} = 1{,}6$$

$$P_{квА} = p_{питА} N_{кв} = 1{,}6 \cdot 144 = 230{,}4$$

$$P_{ж/бА} = P_{квА} + 0{,}9 P_{силА} = 230{,}4 + 0{,}9 \cdot 0{,}8 \cdot 2 \cdot (6{,}5+9) = 252{,}72$$

$$Q_{ж/бА} = P_{квА} tg\varphi_{квА} + 0{,}9 P_{силА} tg\varphi_{силА} =$$

$$= 230{,}4 \cdot 0{,}2 + 0{,}9 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}8 \cdot 2(6{,}5 + 9) = 50{,}544$$

$$p_{пит} = 0{,}86$$

$$P_{пер} = P_{пит} \cdot n = 1{,}45 \cdot 20 = 29 \text{ кВт.}$$

$$Q_{пер} = P_{пер} \cdot tg\phi = 29 \cdot 0{,}25 = 7{,}25 \text{ квар.}$$

Знайдемо сумарне навантаження для ТП2 в після-аварійному режимі:

$$P_{ТП2} = P \sum_{i=1}^{n} P_{рі} \; {}_{умі} p_{max}$$

$$= 252{,}72 + 0{,}9 \cdot 213{,}66 + 0{,}8 \cdot 29 = 468{,}214 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП2} = Q \sum_{i=1}^{n} Q_{рі} \; {}_{умі} p_{max}$$

$$= 50{,}544 + 0{,}9 \cdot 42{,}732 + 0{,}8 \cdot 7{,}25 = 94{,}803 \text{ квар}$$

Тоді повна потужність ТП2:

$$S_{ТП2} = \sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2} = \sqrt{468{,}214^2 + 94{,}803^2} = 477{,}715$$

$$\Delta P = S_н \cdot 0{,}02 = 238{,}857 \cdot 0{,}02 = 4{,}777 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = S_н \cdot 0{,}1 = 238{,}857 \cdot 0{,}1 = 23{,}886 \text{ кВАр}$$

$$P_{рВН} = \Delta P + P = 6{,}057 + 234{,}107 = 240{,}164 \text{ кВт}$$

$$Q_{рВН} = \Delta Q + Q = 47{,}402 + 23{,}886 = 71{,}288 \text{ кВт}$$

$$S_{ртр} = \sqrt{P^2_{рВН} + Q^2_{рВН}} = \sqrt{240{,}164^2 + 71{,}288^2} = 250{,}521 \text{ кВА}$$

$$S_{рном} = \frac{S_{ртр}}{0{,}7} = \frac{250{,}521}{0{,}7} = 357{,}887 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатор ТСЗ – 630/10 з параметрами (таблиця 1.2).

За методикою описаною вище перевіряємо трансформатор. Отримаємо тоді

$$k_з = \frac{S_{п/а}}{S_н} = \frac{477{,}715}{400} = 1{,}19 < 1{,}6м$$

що означає, що обраний трансформатор підходить.

Аналогічний розрахунок проводимо для тягової підстанції ТП3 (рис. 1.3).

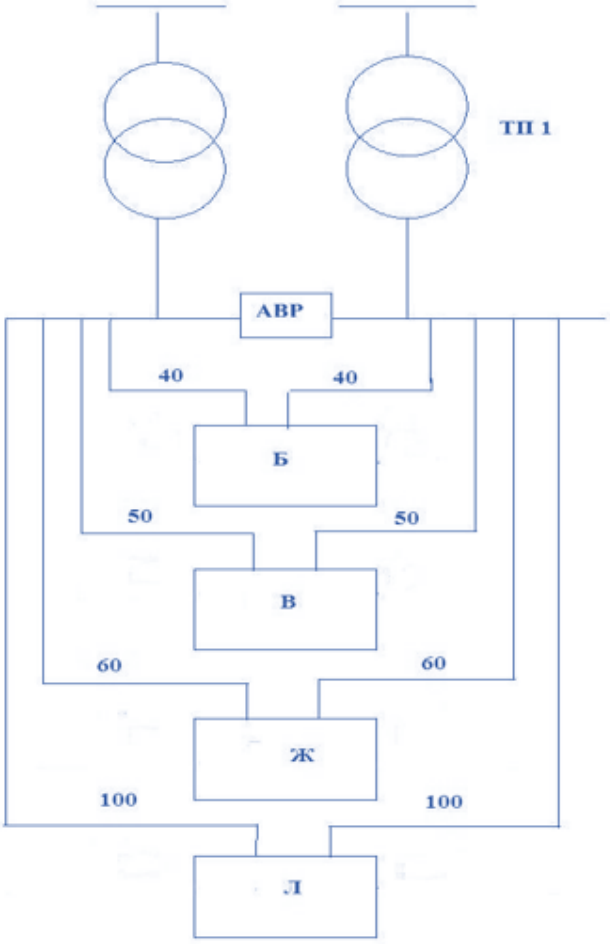


Рисунок 1.3 – Живлення споживачів від ТП 3

Алгоритм розрахунку подібний до попередніх, тому запишемо результати розрахунків:

- повна потужність ТП3 складе 444,3 кВА;
- активна потужність верхньої напруги 206 кВт;
- реактивна потужність верхньої напруги 81 квар;
- розрахункова повна потужність трансформатора складе 221 кВА;
- розрахункова повна номінальна потужність трансформатора складе 315 кВА.

За отриманими результатами розрахунків обираємо трансформатор ТСЗ – 630/10, параметри якого представлені в таблиці 1.3. Після перевірки через коефіцієнт завантаження отримаємо 1,19, що менше ніж 1,6, а значить обраний трансформатор підходить.

2 ЕЛЕМЕНТИ РОЗРАХУНКУ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ОБ'ЄКТА

2.1 Лінії електроживлення об'єктів напругою більше 1 кВ

Початкові дані для розрахунків наведені у таблицях 2.1 та 2.2 Навантаження розподільчих трансформаторів наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Навантаження розподільчих трансформаторів

	P, кВт	*Q,* квар
ТП4	450	100
ТП5	380	80
ТП6	400	75
ТП7	400	80
ТП8	440	90

Зосереджене навантаження на РП наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Зосереджене навантаження на РП

P_1, МВт	1,8
Q_1, Мвар	0,3
P_2, МВт	2,0
Q_2, Мвар	0,45

Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустиму величину, визначену з врахуванням умов прокладки кабельної лінії [8]:

$$I_{\text{р}} \le I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі,

в трубах і т.д.);

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

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

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

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ, $K_{\text{пер}}$=1,3;

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

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

де *tn – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);*

С – термічний коефіцієнт,

$$\text{С} = 75 \frac{A \cdot c^{0,5}}{мм^2};$$

Розрахункове навантаження розподільчих ліній 6…10 кВ визначається добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту *Ксм*, який враховує суміщення їх максимумів:

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

де $P_{\text{рТП}i}$ – розрахункове навантаження ТП;

$K_{\text{см}}$ – коефіцієнт суміщення максимумів, обиирається згідно [1].

При розрахунках необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП. Вибір трансформатора ТП4:

$$P_{\text{ТП4}} = 450 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП4}} = 150 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП4}} = \sqrt{P_{\text{ТП4}}^2 + Q_{\text{ТП4}}^2} = \sqrt{450^2 + 150^2} = 474{,}34 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор ТМ 630/10 [7] з наступними паспортними даними:

- $S_{\text{ТП4}} = 630$ кВА,
- $U_{\text{ВН}} = 10$ кВ,
- $U_{\text{НН}} = 0{,}4$ кВ,
- $P_{\text{К}} = 7600$ Вт,
- $P_{\text{Х.Х}} = 1050$ Вт,
- $U_{\text{К}} = 5{,}5$ %,
- $I_{\text{Х.Х}} = 1{,}8$ %.

Перевірка трансформатора в п/а режимі:

$$S_{\text{п/а}} = S_{\text{ТП4}} = 474{,}34 \text{ кВА} < 1{,}4 \cdot 630 = 882 \text{ кВА}.$$

Аналогічні розрахунки здійснимо для інших ТП та обираємо трансформатори. Результати занесемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розподіл навантаження

№ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВ·А	$S_{нт}$, кВА	$P_{п/а}$, кВА	$Q_{п/а}$, квар	$S_{п/а}$, кВА	1,4 $S_{нт}$, кВА
1	147,6	39,564	152,81	250	275,4	83,208	287,69	350
2	240,16	137,23	276,6	400	480,16	197,79	519,3	560
3	227,36	73,93	238,77	400	392,08	164,94	424,97	560
4	450	100	460,98	630	-	-	-	-
5	380	80	388,33	630	-	-	-	-
6	400	75	406,97	630	-	-	-	-
7	400	80	407,92	630	-	-	-	-
8	440	90	449,11	630	-	-	-	-
Цех	184,76	226,43	292,24	400	-	-	-	-
Ін.цех*	184,76	226,43	292,24	400	-	-	-	-

* де $P_{ТПін.цех}$, $Q_{ТПін.цех}$ – активне та реактивне навантаження іншого цеху промислового підприємства, для розрахунків приймаємо рівним навантаженню розрахованого цеху у підрозділі 1;

Отже, для ТП1 приймаємо ТМ 250/10 , а для ТП2 та ТП3 ТМ 400/10 .

Паспорті дані трансформатора ТМ 250/10:

- $S_{ТП4}$ = 250 кВА,
- $U_{ВН}$ = 10 кВ,
- $U_{НН}$ = 0,4 кВ,
- $P_К$ = 3700 Вт,
- $P_{Х.Х}$ = 560 Вт,
- $U_К$ = 4,5 %,
- $I_{Х.Х}$ = 1,9 %.

Паспорті дані трансформатора ТМ 400/10:

- $S_{ТП4}$ = 400 кВА,
- $U_{ВН}$ = 10 кВ,
- $U_{НН}$ = 0,4 кВ,
- $P_К$ = 5500 Вт,
- $P_{Х.Х}$ = 830 Вт,
- $U_К$ = 4,5 %,
- $I_{Х.Х}$ = 1,5 %.

Розраховуємо втрати потужності в трансформаторах всіх ТП в нормальному та післяаварійному режимах.

Розрахунок здійснимо на прикладі ТП2.

$$\Delta P_{ТП2} = \Delta P_{кз}\left(\frac{S_{ТП2}}{S_{НТ}}\right)^2 + \Delta P_{НХ} = 5{,}5\left(\frac{276{,}6}{400}\right)^2 + 0{,}83 = 3{,}45 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{ТП2} = \frac{U_{кз}}{100}\frac{S_{ТП2}^2}{S_{НТ}} + \frac{I_{НХ}}{100}S_{НТ} = \frac{4{,}5}{100}\cdot\frac{276{,}6^2}{400} + \frac{1{,}5}{100}\cdot 400 = 14{,}61 \text{ квар}.$$

$$\Delta P_{ТП1-ТП4} = \Delta P_{ТП1} + \Delta P_{ТП2} + \Delta P_{ТП3} + \Delta P_{ТП4} = 1{,}94 + 3{,}45 + 2{,}79 + +5{,}11 = 13{,}29 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{ТП1-ТП4} = \Delta Q_{ТП1} + \Delta Q_{ТП2} + \Delta Q_{ТП3} + \Delta Q_{ТП4} = 8{,}95 + 14{,}61 + 12{,}41 + +29{,}89 = 65{,}86 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{ТП5-ТП8} = \Delta Q_{ТП5} + \Delta Q_{ТП6} + +\Delta Q_{ТП7} + \Delta Q_{ТП8} = 24{,}5 + 25{,}79 + +25{,}87 + 28{,}94 = 105{,}1 \text{ квар}.$$

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в нормальному режимі роботи:

$$P_{Л1} = K_{см}\cdot(P_{ТП5} + P_{ТП6} + P_{ТП7} + P_{ТП8} + \Delta P_{ТП5-ТП8}),$$

$$P_{Л1} = 0{,}85\cdot(380 + 400 + 400 + 440 + 17{,}31) = 1397{,}74 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1} = K_{см}\cdot(Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + Q_{ТП8} + \Delta Q_{ТП5-ТП8}),$$

$$Q_{Л1} = 0{,}85 \cdot (80 + 75 + 80 + 90 + 105{,}1) = 365{,}585 \text{ квар.}$$

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

$$S_{Л1} = \sqrt{1397{,}74^2 + 365{,}585^2} = 1438{,}93 \text{ кВА},$$

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

$$I_{Л1} = \frac{1438{,}93}{\sqrt{3} \cdot 10} = 83{,}07 \text{ А}.$$

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в післяаварійному режимі роботи:

$$P_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4} + P_{ТП5} + P_{ТП6} + P_{ТП7} + P_{ТП8} + +\Delta P_{ТП1-ТП8})$$

$P_{Л1п/а} = 0{,}8 \cdot (147{,}6 + 240{,}16 + 227{,}36 + 450 + 380 + 400 + 400 + 440 + 47{,}39) = 2186{,}008$ кВт,

$Q_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4} + Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + +Q_{ТП8} + \Delta Q_{ТП1-ТП8})$,

$Q_{Л1п/а} = 0{,}8 \cdot (39{,}564 + 137{,}23 + 73{,}93 + 100 + 80 + 75 + 80 + 90 + +217{,}229) = 714{,}36$ квар,

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

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{2186{,}008^2 + 714{,}6^2} = 2299{,}771 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_н},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{2299771}{\sqrt{3} \cdot 10} = 132{,}7 \text{ А.}$$

Приймаємо кабель АПвП 3х35 з $I_{доп}$=119 А та r_0=0,868 Ом/км, x_0=0,095 Ом/км [12].

$$I_{Л1\ п/а} = 132{,}7 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1{,}3 \cdot 119 = 154{,}7 \text{ А.}$$

Аналогічно для Л2 знайдемо навантаження в нормальному режимі та занесемо результати в таблицю

Знайдемо навантаження живлячої лінії Л3 в нормальному режимі:

$$P_{Л3} = 0{,}85 \cdot (P_{Л2} + P_{РП2} + P_{ТП\ ін.цех.} + \Delta P_{ТП\ ін.цех.}),$$

$$P_{Л3} = 0{,}85 \cdot (916{,}64 + 2000 + 184{,}76 + 3{,}77) = 2639{,}4 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л3} = 0{,}85 \cdot (Q_{Л2} + Q_{РП2} + Q_{ТП\ ін.цех.} + \Delta Q_{ТП\ ін.цех.}),$$

$$Q_{Л3} = 0{,}85 \cdot (354{,}0964 + 450 + 226{,}43 + 15{,}6) = 889{,}2035 \text{ квар}$$

$$S_{Л3} = \sqrt{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2},$$

$$S_{Л3} = \sqrt{2639{,}4^2 + 889{,}2035^2} = 2785{,}16 \text{ кВА},$$

$$I_{Л3} = \frac{S_{Л3}}{\sqrt{3} \cdot U_н},$$

$$I_{Л3} = \frac{2785{,}16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 160{,}8 \text{ А.}$$

Навантаження лінії Л3 в післяаварійному режимі буде рівним навантаженню лінії Л4. Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л3 в післяаварійному режимі роботи:

$$P_{Л3п/а} = 0{,}8 \cdot (P_{Л2} + P_{РП2} + P_{Л1} + P_{РП1} + P_{ТП\ ін.цех.} + P_{ТП\ цех.} + \Delta P_{ТП\ ін.цех.}),$$

$$P_{Л3п/а} = 0{,}8 \cdot (916{,}64 + 2000 + 1391{,}74 + 1800 + 184{,}76 + 184{,}76 + +3{,}77) = 5185{,}318 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л3п/а} = 0{,}8 \cdot (Q_{Л2} + Q_{РП2} + Q_{Л1} + Q_{РП1} + Q_{ТП\ ін.цех.} + Q_{ТП\ .цех.} + \Delta Q_{ТП\ ін.цех.}),$$

$$Q_{Л3п/а} = 0{,}8 \cdot (354{,}0964 + 450 + 365{,}585 + 300 + 226{,}43 + 226{,}43 + +15{,}6) = 1550{,}506 \text{ квар},$$

$$S_{Л3п/а} = \sqrt{P^2_{\underline{Л3п}} + Q^2_{\underline{Л3п}}},$$

$$S_{Л3} = \sqrt{5185{,}318^2 + 1550{,}506^2} = 5412{,}171 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{\underline{Л1п}}}{\sqrt{3} \cdot U_н},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{5412{,}171}{\sqrt{3} \cdot 10} = 312{,}472 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПвП 3×150 з $I_{доп}$ = 260 А та r_0=0,206 Ом/км, [10].

$$I_{Л1\ п/а} = 312{,}472 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1{,}3 \cdot 260 = 338 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струмів ліній наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку струмів при виборі лінії

	Марка	$I_{доп}$, А	$I_р$, А	$I_р^{п/а}$, А
Л1	АПвП 3×35	119	83,07	132,77
Л2	АПвП 3×35	119	56,73	132,77
Л3	АПвП 3×150	260	160,8	312,472
Л4	АПвП 3×150	260	161,65	312,472

2.2 Електроживлення промислових об’єктів невеликої потужності, з напругою до 1 кВ

Для мереж напругою до 1000 В мінімально допустимі перерізи повинні задовольняти певним вимогам [10 - 12]. Розглянемо їх:

- втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{доп}$;
- втрата напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{п/а} \leq \Delta U_{доп} + 5\%$;
- струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії

$$I_р \leq I_{доп} K_1 K_2,$$

де *Ідоп* – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

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

K_2 – корегуючий (уточнюючий) коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів;

- струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:
-

$$I_р \leq I_{доп} K_1 K_2 K_{пер},$$

де $K_{пер}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з

урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ;

- вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату [12]:

$$I_{\text{доп}} \geq K_{\text{з}} I_{\text{з}}$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм вибраного провідника, визначений з урахуванням умов його прокладки;

$K_{\text{з}}$ – коефіцієнт кратності захисту;

$I_{\text{з}}$ – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату.

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В. Оскільки всі будівлі живляться по петльовій схемі живлення, то кабель вибираємо для всієї петлі однаковий.

Для петлі ТП1-ТП2 (Ц, К, Г): в нормальному режимі від ТП2 живляться об’єкти Г та К, а від ТП1 – об’єкт Ц. Визначимо навантаження для ТП1 та ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП2}-\text{Г}} = P_{\text{Г}} + 0{,}5 \cdot P_{\text{К}} = 68{,}4 + 0{,}5 \cdot 66 = 101{,}4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2}-\text{Г}} = Q_{\text{Г}} + 0{,}5 \cdot Q_{\text{К}} = 19{,}836 + 0{,}5 \cdot 37{,}62 = 38{,}65 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП1}-\text{Ц}} = P_{\text{Ц}} = 90 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП1}-\text{Ц}} = Q_{\text{ТП1}-\text{Ц}} = 18 \text{ квар}.$$

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{\rho \cdot \sum_{i=1}^{n} (P_i \cdot L_i)}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}}$$

де P_i – розрахункове навантаження, що проходить через кабельну лінію 0,4 кВ у нормальному режимі роботи через ділянку довжиною L_i;

ρ – питомий опір кабельної лінії, для алюмінію ρ = 26,2-29,5 Ом/км·мм^2 (для розрахунків приймаємо 27,85 Ом/км·мм^2);

$L_{кл}$ - довжина кабельної лінії, км;

$U_н$ – номінальна напруга, кВ;

$\Delta U_{доп}$ - допустима втрата напруги, %;

Довжину ліній обираємо довільно в діапазоні 0,03…0,1 км.

$$F_{ТП2-Г} = \frac{\rho \cdot (P_{ТП2-Г} \cdot L_{ТП2-Г} + P_Г \cdot L_{К-Г})}{10 \cdot U_н^2 \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{27{,}85 \cdot (101{,}4 \cdot 0{,}09 + 68{,}4 \cdot 0{,}05)}{10 \cdot 0{,}38^2 \cdot 5} = 48{,}39 \text{ мм}^2,$$

$$F_{ТП1-Ц} = \frac{\rho \cdot P_Ц \cdot L_{ТП1-Ц}}{10 \cdot U_н^2 \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{27{,}85 \cdot 90 \cdot 0{,}06}{10 \cdot 0{,}38^2 \cdot 5} = 20{,}83 \text{ мм}^2.$$

Струмове навантаження в нормальному режимі буде:

$$I_р = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_н},$$

$$I_{ТП2-Г} = \frac{\sqrt{101{,}4^2 + 38{,}65^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 164{,}84 \text{ А},$$

$$I_{ТП1-Ц} = \frac{\sqrt{90^2 + 18^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 139{,}45 \text{ А}.$$

При виборі максимального перерізу за струмовим навантаженням обираємо кабель, щоб виконувалась умова:

$$I_{доп} \geq I_р K_1 K_2.$$

Обираємо [8] 1 АВВГ4х95, $I_{доп}$=197 А.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 0{,}9 \cdot 197 = 177{,}3 \text{ А},$$

$$177{,}3 \geq 164{,}84 \text{ А}.$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об’єкти. Розрахуємо навантаження:

$$P_{\text{ТП2–ТП1}}^{\text{п/а}} = P_{\text{Ц}} + P_{\text{К}} \cdot K_{\text{сум}} + P_{\text{Г}} \cdot K_{\text{сум}} = 90 + 66 \cdot 0{,}8 + 68{,}4 \cdot 0{,}4 = 170{,}16 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2–ТП1}}^{\text{п/а}} = Q_{\text{Ц}} + Q_{\text{К}} \cdot K_{\text{сум}} + Q_{\text{Г}} \cdot K_{\text{сум}} = 18 + 37{,}62 \cdot 0{,}8 + 19{,}836 \cdot 0{,}4 = 56{,}03 \text{ квар}$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{ТП2–ТП1}}^{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{170{,}16^2 + 56{,}03^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 272{,}19 \text{ А}.$$

Перевірка:

$$0{,}9 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 197 = 230{,}49 < 272{,}19 \text{ А}.$$

Перевірка не виконується. Обираємо кабель АВВГ 4х150 ($I_{\text{доп}}$=255 А, r_0=0,206 Ом/км).

$$0{,}9 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 255 = 298{,}35 \geq 272{,}19 \text{ А}.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП2:

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{r_0 \cdot \left(P_{\text{К+Г+Ц}} \cdot L_{\text{ТП2–К}} + P_{\text{Г+Ц}} \cdot L_{\text{К–Г}} + P_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{Г–Ц}}\right)}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{0{,}206 \cdot (170{,}16 \cdot 0{,}09 + 120{,}1 \cdot 0{,}05 + 90 \cdot 0{,}04)}{10 \cdot 0{,}38^2} = 3{,}55\% < 10\%.$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{0{,}206 \cdot (170{,}16 \cdot 0{,}06 + 101{,}4 \cdot 0{,}04 + 66 \cdot 0{,}05)}{10 \cdot 0{,}38^2} = 2{,}51\% < 10\%.$$

Для петлі ТП3-ТП2 (Ф, У):

В нормальному режимі від ТП3 живеться об’єкт Ф, а від ТП2 – об’єкт У. Визначимо навантаження для ТП1 та ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП2}-\text{У}} = P_{\text{У}} = 160 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2}-\text{У}} = Q_{\text{У}} = 99{,}2 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП3}-\text{Ф}} = P_{\text{Ф}} = 200 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3}-\text{Ф}} = Q_{\text{Ф}} = 66 \text{ квар}.$$

Визначимо розрахунковий переріз КЛ [11]:

$$F_{\text{ТП3}-\text{Ф}} = \frac{\rho \cdot P_{\text{Ф}} \cdot L_{\text{ТП3}-\text{Ф}}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27{,}85 \cdot 200 \cdot 0{,}05}{10 \cdot 0{,}38^2 \cdot 5} = 38{,}57 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ТП2}-\text{У}} = \frac{\rho \cdot P_{\text{Ф}} \cdot L_{\text{ТП2}-\text{У}}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27{,}85 \cdot 160 \cdot 0{,}06}{10 \cdot 0{,}38^2 \cdot 5} = 37{,}03 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{ТП3}-\text{Ф}} = \frac{\sqrt{200^2 + 66^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 319{,}99 \text{ А},$$

$$I_{\text{ТП2}-\text{У}} = \frac{\sqrt{160^2 + 99{,}2^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 286{,}03 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} K_1 K_2 .$$

Обираємо 1 АВВГ4х240, $I_{\text{доп}}$=330 А.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 330 = 330 \text{ А},$$

$$330 \geq 319{,}99 \text{ А}.$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти. Розрахуємо навантаження:

$$P^{\text{п/а}}_{\text{ТП3–ТП2}} = P_{\text{Ф}} + P_{\text{У}} \cdot K_{\text{сум}} = 200 + 160 \cdot 0{,}8 = 328 \text{ кВт}$$

$$Q^{\text{п/а}}_{\text{ТП3–ТП2}} = Q_{\text{Ф}} + Q_{\text{У}} \cdot K_{\text{сум}} = 66 + 99{,}2 \cdot 0{,}8 = 145{,}36 \text{ квар}$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I^{\text{п/а}}_{\text{ТП3–ТП2}} = \frac{\sqrt{328^2 + 145{,}36^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 545{,}09 \text{ А}.$$

Проведемо перевірку:

$$1 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 330 = 429 < 545{,}09 \text{ А}.$$

Перевірка не виконується.

Обираємо кабель 2 АВВГ 4х185 згідно з [7] ($I_{\text{доп}}$ = 2 х 255 = 510 А, r_0=0,206/2=0,103 Ом/км).

$$0{,}9 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 510 = 596{,}7 \geq 545{,}09 \text{ А}.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП3:

$$\Delta U_{\text{ТП3}} = \frac{r_0 \cdot \left(P_{\text{Ф+У}} \cdot L_{\text{ТП3–Ф}} + P_{\text{У}} \cdot L_{\text{Ф–У}}\right)}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП3}} = \frac{0{,}103 \cdot (328 \cdot 0{,}05 + 160 \cdot 0{,}03)}{10 \cdot 0{,}38^2} = 1{,}51\% < 10\%.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП2:

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\text{Ф+У}} \cdot L_{\text{ТП2–У}} + P_{\text{Ф}} \cdot L_{\text{Ф–У}})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{0{,}103 \cdot (328 \cdot 0{,}06 + 200 \cdot 0{,}03)}{10 \cdot 0{,}38^2} = 2{,}83\% < 10\%.$$

Для петлі ТП1-ТП3 (3Г) в нормальному режимі від ТП1 живляться об’єкт 2Г, а від ТП3 об’єкт Г. Визначимо навантаження для ТП1 та ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП1–2Г}} = P_{\text{2Г}} = 111{,}6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2–2Г}} = Q_{\text{2Г}} = 32{,}364 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП3–Г}} = P_{\text{Г}} = 68{,}4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3–Г}} = Q_{\text{Г}} = 19{,}836 \text{ квар}.$$

Визначимо розрахунковий переріз КЛ:

$$F_{\text{ТП1–2Г}} = \frac{\rho \cdot (P_{\text{ТП1–Г}} \cdot L_{\text{ТП1–Г}} + P_{\text{Г}} \cdot L_{\text{Г–Г}})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27{,}85 \cdot (68{,}4 \cdot 0{,}08 + 68{,}4 \cdot 0{,}05)}{10 \cdot 0{,}38^2 \cdot 5}$$
$$= 34{,}3 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ТП3–Г}} = \frac{\rho \cdot P_{\text{Г}} \cdot L_{\text{ТП3–Г}}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27{,}85 \cdot 68{,}4 \cdot 0{,}09}{10 \cdot 0{,}38^2 \cdot 5} = 23{,}75 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{ТП1–2Г}} = \frac{\sqrt{111{,}6^2 + 32{,}364^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 176{,}54 \text{ А},$$

$$I_{\text{ТП3–Г}} = \frac{\sqrt{68{,}4^2 + 19{,}836^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 108{,}2 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} K_1 K_2.$$

Обираємо 1 АВВГ4х120, $I_{\text{доп}}$=224 А.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 224 = 224 \text{ А},$$

$$224 \geq 176{,}54 \text{ А}$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об’єкти. Розрахуємо навантаження:

$$P^{\text{п/а}}_{\text{ТП3–ТП1}} = P_{\text{3г}} = 0{,}89 \cdot 60 = 160{,}2 \text{ кВт},$$

$$Q^{\text{п/а}}_{\text{ТП3–ТП1}} = Q_{\text{3г}} = 160{,}2 \cdot 0{,}29 = 46{,}458 \text{ квар}$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{ТП3–ТП2}}^{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{160{,}2^2 + 46{,}458^2}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 253{,}43 \text{ А}.$$

Перевірка:

$$1 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 224 = 291{,}2 > 253{,}43 \text{ А}.$$

Перевірка виконується. Обираємо кабель АВВГ 4х120 ($I_{доп}$=224 А, r_0=0,253 Ом/км).

$$0{,}9 \cdot 1 \cdot 1{,}3 \cdot 224 = 262{,}08 \geq 253{,}43 \text{ А}.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП3:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\text{3г}} \cdot L_{\text{ТП1–г}} + P_{\text{2Г}} \cdot L_{\text{Г–Г}} + P_{\text{Г}} \cdot L_{\text{Г–Г}})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{0{,}253 \cdot (160{,}2 \cdot 0{,}08 + 111{,}6 \cdot 0{,}05 + 68{,}4 \cdot 0{,}03)}{10 \cdot 0{,}38^2} = 3{,}58\% < 10\%.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП3:

$$\Delta U_{\text{ТП3}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\text{3г}} \cdot L_{\text{ТП3–Г}} + P_{\text{2Г}} \cdot L_{\text{Г–Г}} + P_{\text{Г}} \cdot L_{\text{Г–Г}})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП3}} = \frac{0{,}253 \cdot (160{,}2 \cdot 0{,}09 + 111{,}6 \cdot 0{,}05 + 68{,}4 \cdot 0{,}03)}{10 \cdot 0{,}38^2} = 3{,}71\% < 10\%.$$

Результати розрахунків представлені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати розрахунків струмів та вибір ліній

Петля	Марка	$I_{д\ оп}$, А	$I_р$, А	$I_р^{п/а}$, А	$\Delta U_{п/а},\%$
ТП1-ТП3	АВВГ 4х120	224	108	253	3,7
ТП1-ТП2	АВВГ 4х150	225	139	272	3,6
ТП2-ТП3	АВВГ 4х185	459	365	548	2,8

2.3 Визначення елементів розподільних трансформаторів (РП)

Початкові дані наведено в таблиці 2.6 для визначення необхідних відгалужень регуляторів напруги розподільних трансформаторів і ліній на напругу 10 кВ Л1 і Л2.

Щоб компенсувати втрату напруги в розподільній мережі під час максимального навантаження, необхідно використовувати регулювальні відгалуження розподільчих трансформаторів [9]. Втрати напруги на ділянках мережі розподілу:

$$\Delta U = \frac{(Pr + Qx)L}{10U_н^2},$$

де P – активне навантаження елемента мережі, кВт;

r - активний опір мережі, Ом;

Q – реактивне навантаження елемента мережі, квар;

x – реактивний опір мережі, Ом.

Таблиця 2.6 - Початкові дані

Довжини ланок ліній Л1 і Л2 (км)	
п/ст-РП	1,7
РП -ТП1	0,5
ТП1 - ТП2	0,6
ТП2 - ТП3	0,6
ТП3 - ТП4	0,4
ТП5 - ТП6	0,4
ТП6 - ТП7	0,3
ТП7 - ТП8	0,5
ТП8 - РП	0,9

Вибір відгалуження трансфрорматора проводиться за умови, що споживач має прийнятне усталене відхилення напруги. У режимі максимальних навантажень напруга на найвіддаленіших затискачах ЕП не повинна бути нижчою за 0,95 Uн, тобто δUу має бути не менше ніж 5 %. У режимі мінімальних навантажень на шини низької напруги напруга ЦЖ не повинна перевищувати номінальну напругу на 5 %, тобто $\delta U_{y+} \leq +5$ % [11]. Максимальне навантаження визначається як розрахункове, а мінімальне навантаження становить 25…30 % від розрахункового [8].

Правильний вибір робочих відгалужень розподільчих трансформаторів і закон регулювання напруги в центрі живлення можуть запобігти зазначеним вище відхиленням напруги на затискачах електроприймачів.

Розраховуємо відхилення напруги у будь якій точці мережі та для будь-якого режиму

$$Uy = E_{п} + E_{т} + \beta(\Delta U_{м} + \Delta U_{тр} + \Delta U_{нн}),$$

де $E_{п}$ - добавка напруги в ЦЖ у розглянутому режимі, %;

β - коефіцієнт завантаження (оскільки ми розглядаємо два режими, то приймаємо 1,0 - для режиму максимального навантаження і 0,25 - для мінімального навантаження);

$\Delta U_{тр}$- втрата напруги в трансформаторі у режимі максимального навантаження (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

ΔUс- втрата напруги у режимі максимальних навантажень у мережі середньої напруги, %;

$\Delta U_{нн}$- допустимі втрати у мережі низької напруги, %;

Розрахуємо навантаження на початку ліній, в кінці ліній та втрати потужності на прикладі ділянки ТП3-ТП4:

$$\Delta P_{ТП3-ТП4} = \frac{(P_{ТП4} + \Delta P_{ТП4})^2 + (Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП4})^2}{U^2} r_0 \cdot L_{ТП3-ТП4} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta P_{ТП3-ТП4} = \frac{(280 + 2{,}63)^2 + (65 + 18{,}55)^2}{10^2} \cdot 0{,}868 \cdot 0{,}4 \cdot 10^{-3} = 0{,}3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{ТП3-ТП4} = \frac{(P_{ТП4} + \Delta P_{ТП4})^2 + (Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП4})^2}{U^2} x_0 \cdot L_{ТП3-ТП4} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta P_{ТП3-ТП4} = \frac{(280 + 2{,}63)^2 + (65 + 18{,}55)^2}{10^2} \cdot 0{,}095 \cdot 0{,}4 \cdot 10^{-3} = 0{,}03 \text{ квар}.$$

$$P_{\text{ТП3–ТП4}} = P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП3–ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}},$$

$$P_{\text{ТП3–ТП4}} = 280 + 0{,}3 + 2{,}63 = 282{,}93 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3–ТП4}} = Q_{\text{ТП3}} + \Delta Q_{\text{ТП3–ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}}$$

$$Q_{\text{ТП3–ТП4}} = 65 + 0{,}03 + 18{,}5 = 83{,}59 \text{ квар},$$

Результати аналогічних розрахунків для інших ланок зведемо в таблицю 2.7.

Розрахуємо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{Л.ТП3–ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП3–ТП4}} \cdot r_0 + Q_{\text{ТП3–ТП4}} \cdot x_0) L_{\text{ТП3–ТП4}}}{10 U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{Л.ТП3–ТП4}} = \frac{(282{,}93 \cdot 0{,}87 + 83{,}59 \cdot 0{,}10) \cdot 0{,}4}{10 \cdot 10^2} = 0{,}1\%,$$

Результати розрахунку втрат напруги на інших ланках зведемо в таблицю 2.8.

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_{\text{т}} \cdot P_{\text{ТП1}} + Q_{\text{ТП1}} \cdot x_{\text{т}}}{10 U_{\text{н}}^2},$$

де $r_{\text{т}}$ – активний опір трансформатора, Ом

$$r_{\text{т}} = \frac{P_K \cdot U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{н}}^2} \cdot 10^6,$$

$$r_{\text{т}} = \frac{3{,}7 \cdot 10^2}{250^2} \cdot 10^3 = 5{,}92 \text{ Ом},$$

$x_{\text{т}}$ – реактивний опір трансформатора, Ом;

Таблиця 2.7 – Втрати потужності та навантаження на ланках ліній Л1 та Л2

Ділянка мережі	ΔP, кВт	ΔQ, квар	P, кВт	Q, квар
ЦЖ-РП(Л4)	1,95	0,91	4038,17	899,35
РП-ТП8(Л1)	5,38	0,59	806,23	218,44
ТП5-ТП6	0,34	0,04	303,18	79,55
ТП6-ТП7	0,72	0,08	509,77	132,39
ТП7-ТП8	1,88	0,21	637,84	171,41
ЦЖ-РП(Л3)	1,96	0,92	4519,14	1081,43
РП-ТП1(Л2)	3,03	0,33	777,18	315,51
ТП1-ТП2	2,55	0,28	647,03	273,94
ТП2-ТП3	1,23	0,13	463,04	153,09
ТП3-ТП4	0,3	0,03	282,93	83,59

Таблиця 2.8 – Втрати напруги на ланках ліній Л1 та Л2

Ділянка мережі	$\Delta U_{\text{м}}$, %
ЦЖ-РП(Л4)	1,01
РП-ТП8(Л1)	0,65
ТП5-ТП6	0,11
ТП6-ТП7	0,14
ТП7-ТП8	0,28
ЦЖ-РП(Л3)	1,15
РП-ТП1(Л2)	0,35
ТП1-ТП2	0,35
ТП2-ТП3	0,25
ТП3-ТП4	0,1

$$z_{\text{т}} = \frac{U_K \cdot U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{н}}^2} \cdot 10^6,$$

$$z_{\text{т}} = \frac{4.5 \cdot 10^2}{250} \cdot 10^3 = 18 \text{ Ом},$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2};$$
$$x_T = \sqrt{18^2 - 5,92^2} = 17$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{5,92 \cdot 149,54 + 48,52 \cdot 17}{10 \cdot 10^2} = 1,71\%$$

Таблиця 2.9 містить результати розрахунків опорів і втрат напруги для інших трансформаторів ТП.

Для компенсації втрати напруги в мережі ми вибираємо відгалуження регуляторів напруги Ет розподільних трансформаторів відповідно до втрати напруги в мережі від джерела живлення до відповідного трансформатора ТП. Таблиця 2.9 містить результати, а Таблиця 2.10 містить розділи регуляторів

напруги розподільних трансформаторів [13].

Таблиця 2.9 – Результати розрахунків опорів та втрат напруги для трансформаторів ТП

Трансформатор	$r_т$, Ом	$x_т$, Ом	$\Delta U_т$, %
ТП1	5,92	17	1,71
ТП2	3.43	10.71	2.46
ТП3	3.43	10.71	1.71
ТП4	1.91	5.06	1.53
ТП5	1.91	5.06	1.26
ТП6	1.91	5.06	1,28
ТП7	1.91	5.06	1,31
ТП8	1.91	5.06	1,45

Таблиця 2.20 – Відгалуження регуляторів напруги розподільних трансформаторів

	ΔUм, %	Ет,%
ЦЖ-РП(Л4)	1.1	-
РП-ТП8(Л1)	1.53	0
ТП7-ТП8	1.81	0
ТП6-ТП7	1.95	0
ТП5-ТП6	2.06	0
ЦЖ-РП(Л3)	0.97	-
РП-ТП1(Л2)	1.53	0
ТП1-ТП2	1.79	0
ТП2-ТП3	1.91	0
ТП3-ТП4	2.4	0

Приймаємо для Л1 $\Delta U_{\text{трср}}$= 1.33, а для Л2 $\Delta U_{\text{трср}}$=1.85.

У режимі максимального навантаження напругу розраховують таким чином, щоб відхилення напруги на шинах 0,4 кВ найближчого ТП не перевищувало верхнього допустимого рівня.

$$E'_{\text{пЛі}} = \delta U^{\text{в}}_{\text{доп}} - E_{\text{т}} + \beta_{max}\left(\Delta U_{\text{м}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м.}}\right)$$

$$E'_{\text{пЛі}} = 5 + 0 + 1(0 + 1.33 + 0) = 6.33\ \%,$$

$$E'_{\text{пЛі}} = 5 + 0 + 1(0 + 1.85 + 0) = 6.85\ \%.$$

Для режиму мінімальних навантажень необхідно, щоб напруга на шинах 0,4 кВ у першому ТП з максимальною надбавкою напруги не перевищувала верхнього допустимого рівня.

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = \delta U^{\text{в}}_{\text{доп}} - E^{\text{найб}}_{\text{т}} + \beta_{min}\left(\Delta U^{\text{найб}}_{\text{м}} + \Delta U_{\text{тр1}}\right),$$

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = 5 + 0 + 0{,}25(2.06 + 1.33) = 5.85\ \%,$$

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = 5 + 0 + 0{,}25(2.4 + 1.85) = 6.06\ \%.$$

Відхилення напруги не повинно перевищувати нижню межу дозволеного рівня для найвіддаленішого споживача останнього трансформатора, який має найменшу надбавку напруги [18].

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = \delta U^{\text{в}}_{\text{доп}} - E^{\text{найб}}_{\text{т}} + \beta_{min}\left(\Delta U^{\text{найм}}_{\text{м}} + \Delta U_{\text{тр1}} + \Delta U_{\text{н.м.}}\right),$$

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = -5 - 0 + 0{,}25(1.1 + 1.33 + 7{,}5) = -2{,}52\ \%,$$

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = -5 - 0 + 0{,}25(0{,}97 + 1{,}85 + 7{,}5) = -2{,}42\ \%.$$

Результати розрахунків наочно показано на рисунках 2.1 та 2.2.

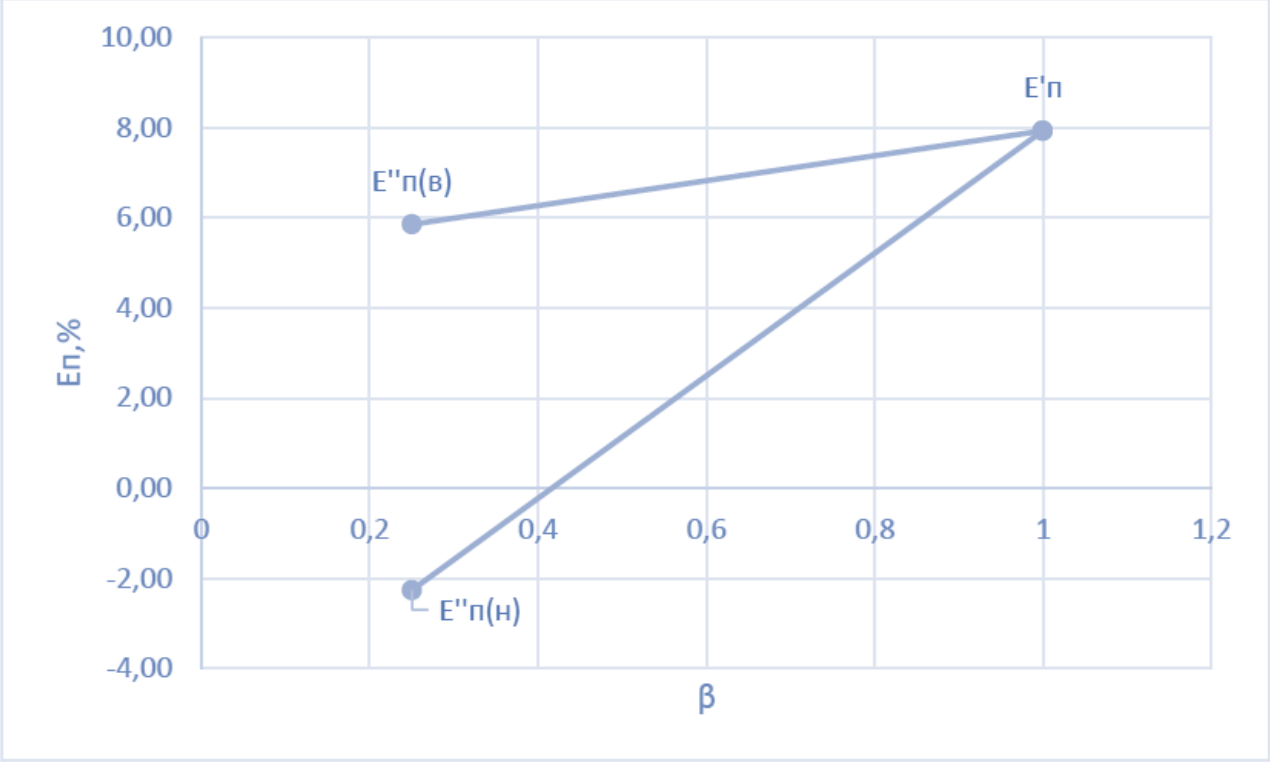


Рисунок 2.1 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л1

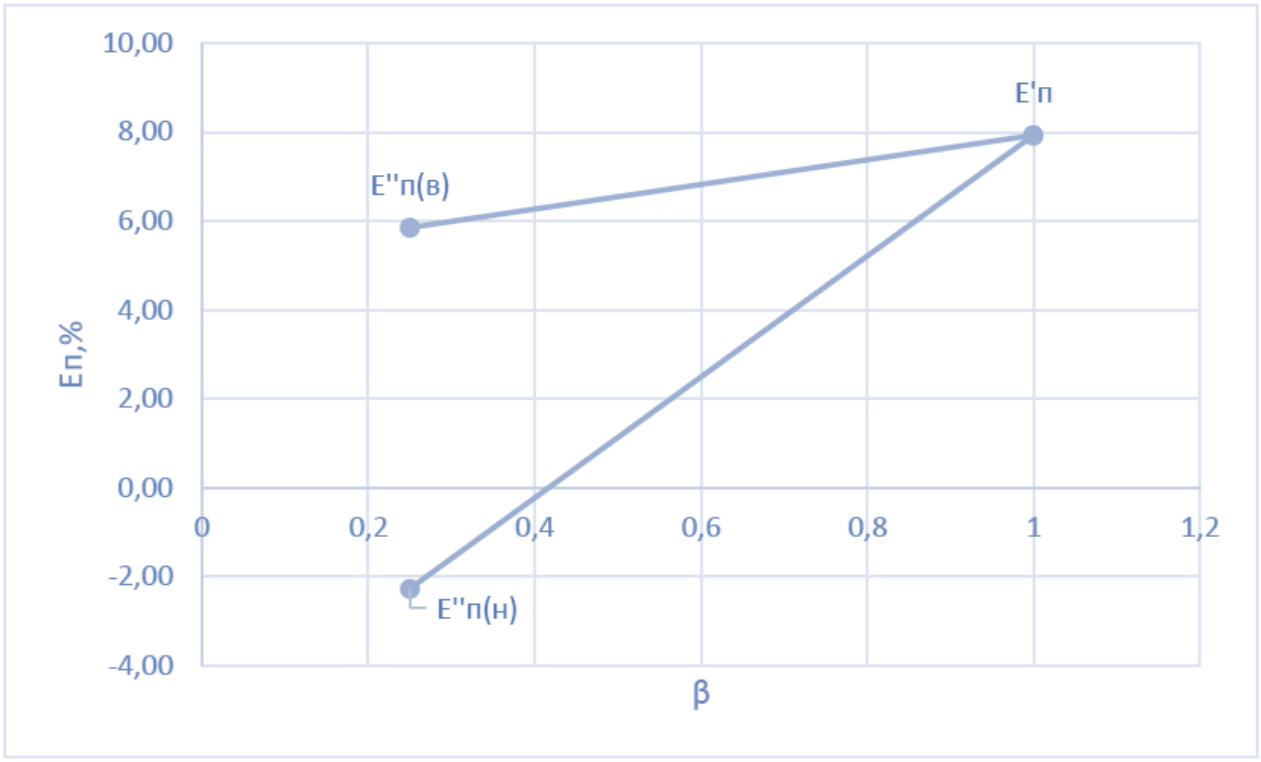


Рисунок 2.2 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л2

3 ПОКРАЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Перепади напруги в мережах є поширеними через застарілу інфраструктуру системи енергопостачання. Ці стрибки напруги можуть призвести до несправності підключених електроприладів. Забезпечте захист мережі, щоб захистити побутову техніку від пошкоджень, викликаних перепадами напруги. Для цього використовуються пристрої, які є надійними, наприклад реле контролю напруги.

ZUBR є одним із найвідоміших виробників реле на ринку України. Вона виробляє реле, які можна використовувати для різних номінальних струмів. Цифра в назві пристрою показує його номінальний струм. Наприклад, реле напруги ZUBR d40 здатне витримувати струм 50 ампер при номінальному струмі 40 ампер. Моделі з індексом t у назві мають термозахист від внутрішнього перегріву. Реле напруги ZUBR d40t є одним із прикладів. Такі пристрої захищають електроприлади та запобігають проблемам зі стрибками напруги.

Реле напруги (РН) – це пристрої, які використовуються для захисту побутової техніки від перепадів напруги та стрибків напруги. Ці пристрої можуть підтримувати напругу в електричній мережі, коли це потрібно. Реле напруги мають свої характеристики та підключення. Холодильники, телевізори, відео- та аудіотехніка, комп’ютери та інше обладнання можуть бути чутливими до відхилень напруги мережі. Якість напруги в мережі повинна відповідати національним стандартам, які вимагають напруги 230 В із незначними відхиленнями. Під час проектування та виготовлення побутової техніки виробники орієнтуються на цю напругу.

Тим не менш, можуть виникнути перепади напруги від 160 до 380 В, коли реальна напруга мережі не відповідає цим стандартам. У повітряних лініях можуть бути обрив і потрапляння нульового проводу на одну з фаз; перекіс фаз, який виникає через перенавантаження однієї з фаз потужним споживачем; або застаріле обладнання підстанції, яке не відповідає збільшеній потужності

споживача. Рисунок 3.1 показує принципову схему реле напруги, яка показує його роботу в умовах перепадів напруги та захищає підключені електроприлади.

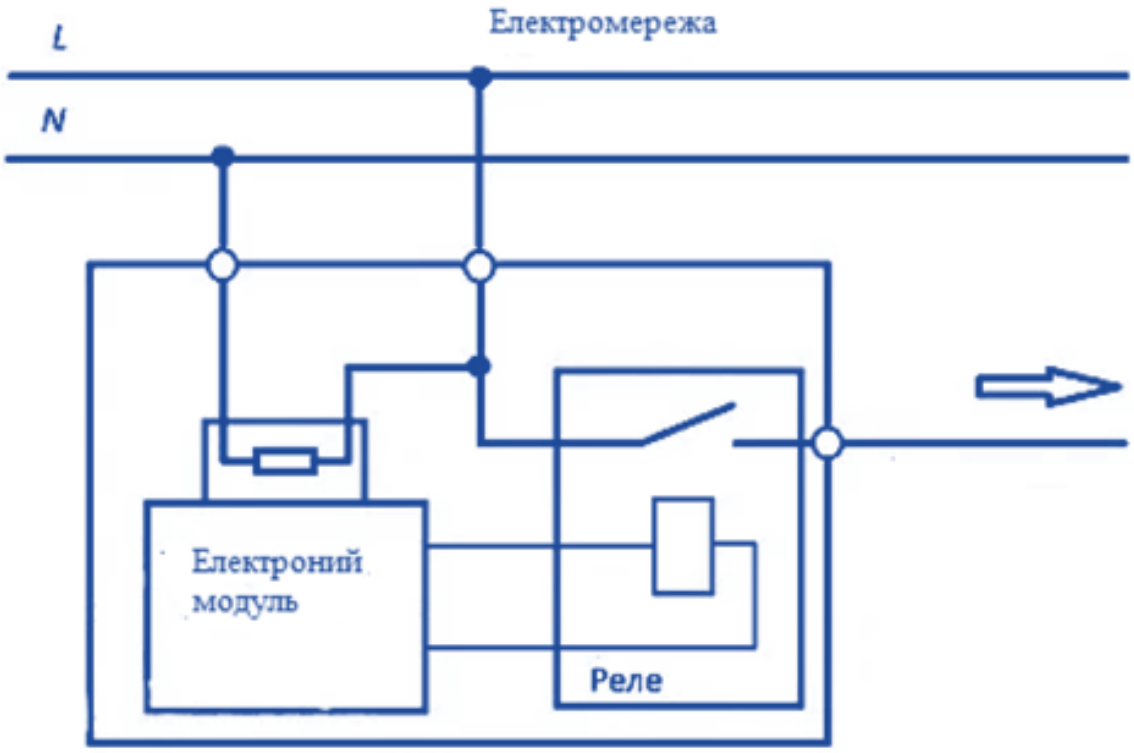


Рисунок 3.1 – Принципова схема дії РН

Реле напруги (РН) працює таким чином, щоб запобігти виникненню надмірної або недостатньої напруги в системі живлення. Для покращення розуміння того, чому необхідно встановлювати РН, розглянемо деякі причини, що сприяють цьому: - розрив і потрапляння нульового проводу на одну з фаз повітряних ліній: Ця ситуація може призвести до: значного перекосу напруги в мережі, що створює ризик пошкодження підключених приладів; перекос фаз, викликаний потужним споживачем, який перенавантажує одну з фаз; або Коли одна з фаз піддається значному навантаженню, це може призвести до нерівномірного розподілу напруги по мережі, що негативно впливає на роботу побутових приладів. Причиною цього може бути застаріле обладнання підстанції, яке не відповідає потребам більшої кількості споживачів. Використання застарілого обладнання та трансформаторів, які не підходять для

сучасних навантажень, може призвести до частих перепадів напруги та ненадійної роботи електромережі.

Встановлення реле напруги гарантує безпечну та стабільну роботу електричних мереж, оскільки дозволяє швидко визначити та вирішити ці проблеми. Цей пристрій захищає підключені електроприлади від можливих пошкоджень, автоматично відключаючи живлення, якщо він виявить небезпечний рівень напруги.

При обриві проводів лінії живлення в приватному будинку може статися значний перепад напруги в мережі на 160 вольт, що перевищує норму. Це часто призводить до несправності незахищених електроприладів, які швидко згорають.

Коли відключаються дроти нейтралі під час негоди або інших обставин, виникає підвищене навантаження, що спричиняє несправності побутової та іншої техніки. Довгі лінії електромережі від трансформатора також сприяють зниженню напруги до значних значень. Це негативно впливає на електричні пристрої, підключені до цієї лінії.

Перевантаження фази відбувається, коли потужний електропристрій працює, що призводить до падіння напруги та потенційних проблем з приладами, підключеними до мережі.

Реле напруги складається з мікросхеми, яка керує кількістю напруги в мережі. Мікросхема передає сигнал на електромагнітне реле, яке швидко реагує на зміни напруги. Реле напруги може працювати в діапазоні від 100 до 400 В. Розряд блискавки може перевищити ці межі під час грози. Тому під час грози не рекомендується включати електричні пристрої. Це тому, що реле напруги не зможе впоратися з такими умовами. Для цього використовуються спеціальні пристрої, що обмежують напругу.

Реле напруги складається з силових і електронних компонентів. Силова частина розподіляє навантаження, а електронна частина регулює напругу. Мікропроцесор є основним компонентом реле. Реле з мікропроцесором перевершують інші види реле, оскільки вони дозволяють плавне регулювання напруги.

Швидкість реле напруги є основним параметром. Потенціометр є інструментом, який використовується для регулювання межі спрацьовування. Реле і стабілізатор працюють по-різному. При перепадах напруги реле відключає ділянки напруги, які не відповідають нормі, тоді як стабілізатори регулюють напругу по всій мережі. У разі аварії реле напруги відключає проблемні ділянки. Це робить його більш ефективним у таких ситуаціях.

Реле напруги (РН) широко застосовуються через велику кількість пристроїв, які використовуються в багатьох сферах життя, а також у багатьох установах і організаціях.

При використанні реле напруги:

- захистити фази мережі від перекосу, злипання та обриву;
- для пристроїв із тривалим періодом переходу;
- захист мереж в одній і трьох фазах;
- використання електромоторів з навантаженням;
- зупинити неправильну послідовність фаз;
- запобігання несправностям електрообладнання;
- на підприємствах для забезпечення безаварійної та безперебійної роботи технологічних процесів;
- використання в громадських установах, кінотеатрах, комп'ютерних залах, супермаркетах, школах і лікарнях, щоб запобігти несправностям дорогого електрообладнання;
- установки, які потребують високоякісного живлення (повні фази, якісна напруга);
- захист побутових приладів і техніки в квартирах і житлових будинках від перепадів напруги.

Різноманітні реле наведено на рисунку 3.2.



а



б



в



г

Рисунок 3.2 – Реле:

а – однофазне;

б – трифазне;

в – контролю напруги ZUBR D25t;

г – контролю напруги «ZUBR 3t»

Переваги використання реле напруги:

1) Велика кількість модифікацій реле дозволяє вибрати пристрій відповідно до фінансових можливостей і функціональних вимог.

2) Пристрої мають оригінальний зовнішній вигляд і легко вписуються в інтер'єр приміщень.
3) Можливість застосування при будь-яких температурних умовах як всередині, так і зовні приміщень (діапазон температур від -20 до +40 градусів).
4) Під час роботи реле, навіть при перепадах напруги в мережі, освітлення функціонує нормально, без видимих змін у світловому потоці.
5) Реле захищає дороге обладнання від надмірної та недостатньої напруги, а також від виникнення несправностей.

Додавання реле для контролю напруги. Напруга живлення (100...420 В, 50 Гц) подається на клеми 1 і 2. Фаза (L) вимірюється індикатором і підключається до клеми 2, а нуль (N) підключається до клеми 1. З'єднувальні проводи навантаження підключаються до клеми 3 і нульового клемника, який не входить до комплекту [16]. Рисунок 3.3 показує спрощену внутрішню схему підключення реле.

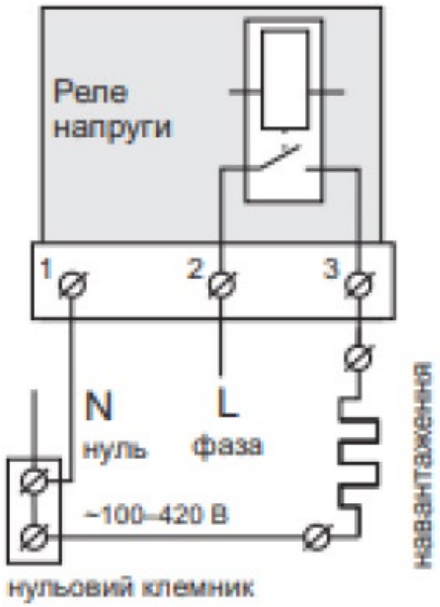


Рисунок 3.3 – Спрощена внутрішня схема підключення

Для забезпечення безпечного підключення реле напруги необхідно дотримуватися цих п'яти правил:

- У першу чергу необхідно зібрати все необхідне обладнання для підключення. Викрутка індикатора, захисні гумові рукавиці, шматок дроту, реле, рейка, мультиметр, саморізи, плоскогубці та ліхтарик є частиною цього набору. Для зручності роботи ліхтарик краще мати у вашого помічника або закріпити на головному уборі.

- Відключення автоматичних вимикачів і мережі живлення: Будьте одягнені в гумові рукавички. Вимкніть усі автоматичні вимикачі на вході напруги та повністю вимкніть живлення мережі.

- Навіть після відключення мережі перевірте її ще раз. Додаткові п’ять секунд перевірки можуть допомогти вам захистити своє здоров’я.

- Необхідно встановити реле напруги на рейку, а потім використайте спеціальне кріплення для кріплення контролера.

- На автоматичному вимикачі на вході використовуйте мультиметр, щоб визначити, де знаходиться нуль і фаза. Після розрізання кабелю фази частину автоматичного вимикача підключіть до клеми Вхід, а іншу частину – до клеми Вихід. З’єднайте клему N на реле з нульовою шиною на щитку за допомогою готового дроту.

Схема підключення реле контролю напруги показано на рисунку 3.4.

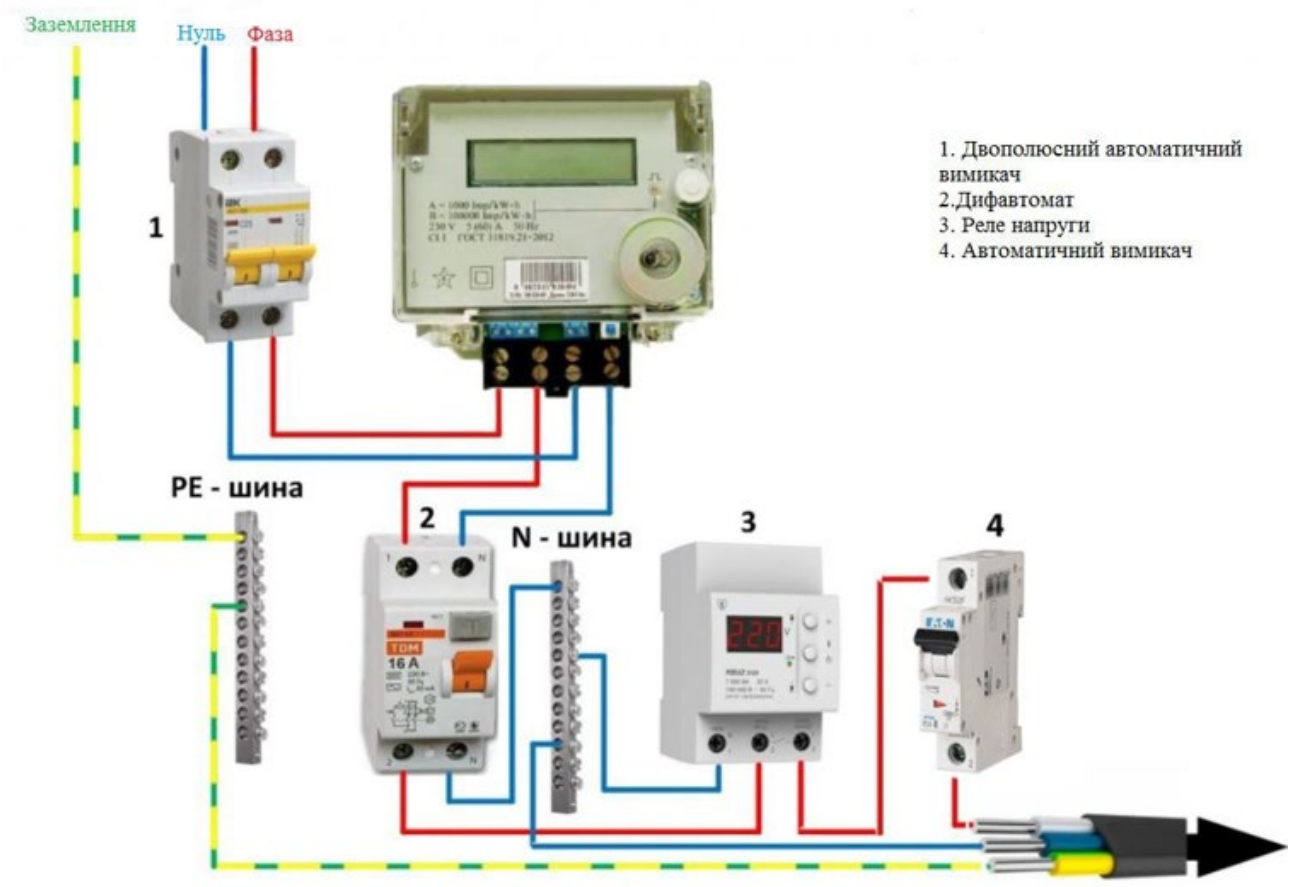


Рисунок 3.4 – Схема підключення реле контролю напруги

Реле напруги призначено для установки в місцях, де немає ризику потрапляння вологи та рідин. У вологих приміщеннях, таких як ванна, туалет, кухня або басейн, реле повинні бути захищені оболонкою зі ступенем захисту не нижче IP55 згідно з ДСТУ 14254 (частковий захист від пилу та захист від бризок у будь-якому напрямку). Під час монтажу температура навколишнього середовища повинна коливатися від -5 до +45 °C.

Реле монтується в спеціальну шафу, що робить монтаж і експлуатацію зручними. Наша шафа повинна мати стандартну монтажну рейку шириною 35 мм. Реле складається з трьох стандартних модулів розміром 18 мм кожен. Реле повинно бути розташоване між 0,5 і 1,7 метрів від підлоги.

Реле встановлюється та перевіряється після встановлення та перевірки навантаження. Установка автоматичного вимикача (АВ) у розриві фазного проводу забезпечує захист від короткого замикання та перевищення потужності в колі навантаження перед реле. Розрахуйте його відповідно до номінального

струму навантаження вашого реле. Для того, щоб запобігти впливу електричного струму, встановлюється пристрій захисного вимкнення (ПЗВ).

Для підключення реле потрібно виконати наступні кроки:

- закріпити реле на монтажній рейці (DIN-рейці);

- підвести необхідні проводи до реле;

- виконати з'єднання згідно з інструкцією, зазначеною в паспорті реле. Клеми реле призначені для проводів перерізом до 16 мм2. Рекомендується використовувати м’який провід, щоб зменшити механічне навантаження на клеми. Зачистіть кінці проводів на 10 мм (плюс-мінус 0,5 мм). Якщо кінець буде довший, це може призвести до короткого замикання, а якщо він буде коротший, це може призвести до ненадійного з’єднання. Використовуйте кінці кабелю.

Установка та закручування проводів Вставте зачищений кінець проводу в клему, а потім затягніть клему з моментом 2,4 Н·м, відкрутивши гвинти клем. Надмірне затягування може пошкодити клем і провод, а слабке затягування може призвести до перегріву клем і проводів через слабкий контакт. Викрутка з шириною жала не більше 6 мм використовується для затягування проводів у клемах. Використання викрутки з більш широким жалом може завдати шкоди корпусу та клемам, що може призвести до втрати права на гарантійне обслуговування.

Переріз проводів, до яких підключено реле напруги, повинен відповідати кількості електричного струму, який воно споживає. Рисунок 3.5 показує підключення ПЗВ і автоматичного вимикача.

Крім того, важливо пам’ятати, що навантаження 3 000 ВА при 220 В перетворюється на 4 400 ВА при 270 В. Отже, при максимальному можливому відхиленні напруги у верхній частині не можна допускати перевищення паспортного значення комутованої потужності реле. При перевищенні паспортного значення комутованої потужності реле використовується контактор, який розрахований на цю потужність (силове реле або магнітний пускач).

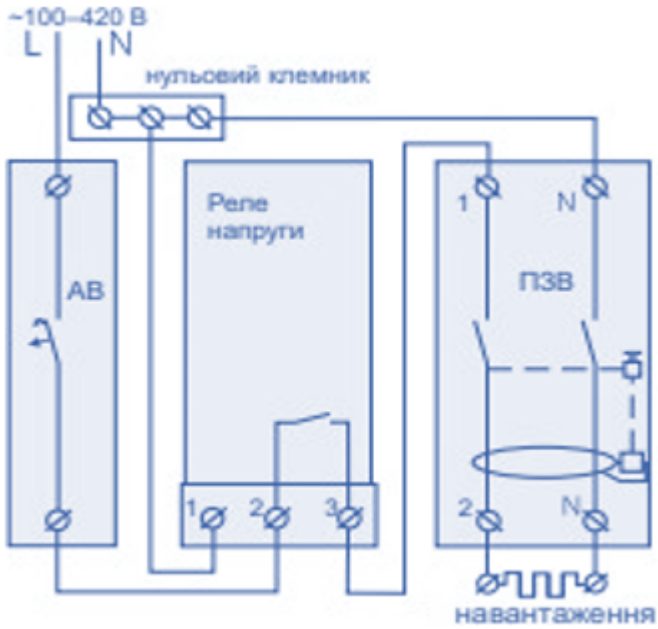


Рисунок 3.5 – Підключення автоматичного вимикача та ПЗВ

Кожне реле напруги складається з двох основних компонентів: силової та електронної. Електронна частина містить мікропроцесор, який контролює напругу безпосередньо. Мікропроцесор надсилає сигнал до силової частини реле, якщо значення напруги виходить за встановлені межі. Від кількох секунд до часток секунд силова частина оперативно відключає напругу від навантаження. Це властивість реле напруги відома як його швидкодія.

Реле ZUBR має нижню межу спрацьовування 120–210 В.

Максимальна напруга: 220–280 В.

Таймер затримки підключення приладів спрацьовує протягом 3–600 секунд після стабілізації напруги в мережі в реле. Це додає захисту для компресорних систем, які схильні до частих повторних запусків. Для таких пристроїв рекомендується встановлювати час затримки від 120 до 180 секунд.

За допомогою трьох кнопок (механічних або сенсорних) можна змінювати параметри реле, такі як пороги спрацьовування, час затримки тощо.

Алгоритм True RMS використовується у всіх реле ZUBR (крім моделей D16, D25-63). Цей алгоритм полегшує більш точне вимірювання напруги та відключення живлення від навантаження до того, як воно зазнає пошкодження. Вплив мережевих перешкод, які мають форму, яка відрізняється від синусоїди,

на вимірювання напруги зменшується завдяки True RMS.

За винятком моделей ZUBR D16 і D25-63 у всіх моделях реле напруги є професійна модель часу відключення навантаження. При безпечних за величиною та тривалістю відхиленнях напруги вона не відключає захищуване обладнання. Основою для цього є графік терпимості, вбудований у прошивку мікропроцесора реле напруги. Від'єднання живлення не відбувається, якщо коливання напруги та їх тривалість не перевищують запас міцності підключеного навантаження.

Графік роботи реле напруги показано на малюнку 3.6. Він показує, як він працює при різних значеннях і тривалостях коливань напруги [21].

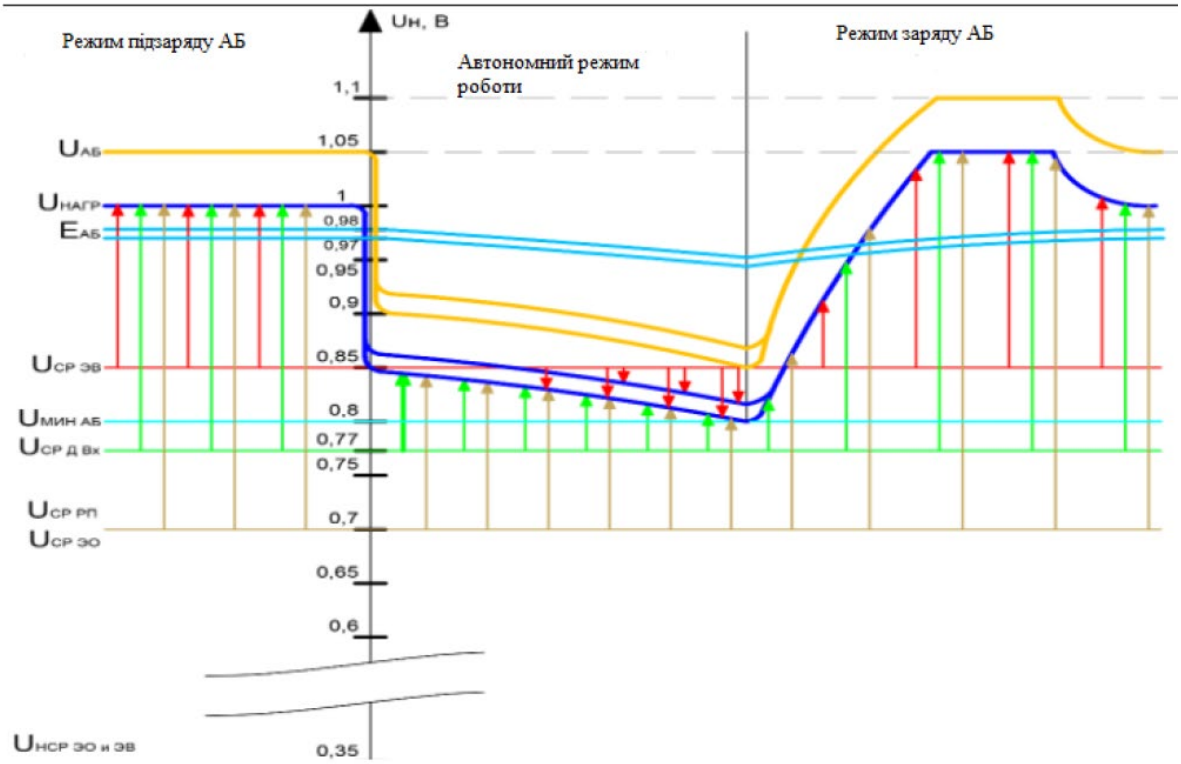


Рисунок 3.6 – Графік роботи реле напруги

ВИСНОВКИ

У представленій дипломній роботі була розроблена система електропостачання для житлово-промислового району міста. Встановлено розрахункові навантаження для району міста та цеху обробки корпусних деталей (ЦОКД), вибрано силові трансформатори, кабельну продукцію та комутаційні апарати. Розрахунок струмів короткого замикання використовувався для перевірки струмоведучих частин і комутаційної апаратури на електродинамічну та термічну стійкість.

Спеціальна частина проекту включала вивчення конструкції реле контролю напруги та його застосування в побуті. Було представлено схеми підключення реле, а також інформація про його конструкцію, монтаж і експлуатацію. Було продемонстровано, як реле напруги захищають побутову техніку від перепадів напруги, що є життєво важливим для забезпечення довговічності та надійності електроприладів.

Крім того, аналіз включав вивчення впливу різних елементів на стабільність електропостачання та методи підвищення надійності мережі. Було обговорено, як оптимізувати споживання електроенергії та використовувати нові технології для зниження втрат електроенергії. Особлива увага була приділена використанню відновлюваних джерел енергії та включенню їх у загальну систему електропостачання регіону.

Крім того, у цій роботі були розглянуті потенційні сценарії аварій і розроблені стратегії для запобігання їм. Було розроблено план дій на випадок аварії, який визначив основні параметри, які необхідно контролювати, щоб гарантувати безперебійну роботу системи електропостачання.

Таким чином, дипломна робота не лише вирішила завдання щодо проектування системи електропостачання для конкретного району, але й запропонувала комплексні рішення для підвищення надійності, ефективності та безпеки електропостачання. Враховуючи сучасні вимоги та тенденції розвитку галузі, ці рішення були розроблені.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.[Текст] Введ. 1999-01-01. - М. : Изд- во стандартов, 1999. - 33 с.

2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55_2011 Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.

3. Правила улаштування електроустановок [Текст]: вид. 3-є, перероб. і доп.– Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 736 с.

4. ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення». Прийнято ДП «Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій» (НДІБК) від 03.10.2018 № 264

5. IEEE Std 519-1992 // IEEE Recommend practices and Requirements for harmonic control in electrical power system.

6. Волошко А.В. Устранение влияния нестабильности частоты сети на на точность определения показателей качества электрической энергии / А.В. Волошко, О.В. Коцарь // Техническая электродинамика. - 1994. - № 4. - С. 73 - 77. 19.

7. Шершень О. І. Вплив коливання частоти електричної мережі на точність проведення гармонічного аналізу, та способи їх зменшення / О. І. Шершень, А.В. Волошко // «ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА» 2018

8. Лагутін Г.І. Вищі гармоніки в системах електропостачання / Г.І. Лагутін, А.М. Панченко, А.І. Гарагуля // Системи озброєння і військова техніка, 2012, № 2(30) ISSN 1997-9568.

9. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : 4 В.2.5-23:2010. – Офіц. вид. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 104 с. – Державні будівельні норми України.

10. С. Ю. ШЕВЧЕНКО, канд. техн. наук, професор, НТУ «ХПІ»; В. В. ВОЛОХІН, канд. техн. наук, доцент, СумДУ, Суми; І. М. ДЯГОВЧЕНКО,

аспірант, СумДУ, Суми; Д. М. МАКУХА, асистент, СумДУ, Суми; Стаття «АКТУАЛЬНІСТЬ УРАХУВАННЯ ВПЛИВУ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ НАПРУГИ ПРИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ»

11. Лагутін Г.І. Вищі гармоніки в системах електропостачання / Г.І. Лагутін, А.М. Панченко, А.І. Гарагуля // Системи озброєння і військова техніка, 2012, № 2(30) ISSN 1997-9568

12. Жезеленко И.В. Показатели качества электрической энергии и их контроль на промышленных предприятиях. М.: Энергоатомиздат, 1986. 168с.

13. Тітов, Ю. П. Насосні станції водопостачання і водовідведення [Текст] / Ю. П. Тітов, М. М. Яковенко. Навчально-методичний посібник. – Харків, 2004. – 203 с.

14. Никитин, В. М. Энергосберегающие электроприводы [Текст] / В. М. Никитин, А.Д. Поздеев, Ф.И. Ковалѐв, Г.Н. Шестопѐров // Электротехника. – 1996. – №4. – С. 52–55.

15. Попович, Н. Г. Электромеханические системы автоматизации и задача энергосбережения [Текст] / Н. Г. Попович, Н. В. Печник // Вісник ХДПУ. Збірка наукових праць: Тематичний випуск 113. – Харків: ХДПУ, 2000. – С. 297–300.

16. Потапенко, Е. М. Определение скорости и постоянной времени ротора асинхронного двигателя с помощью адаптивного наблюдателя [Текст] / Е. М. Потапенко, Е. Е. Потапенко, А. В. Соломаха // Матеріали 12–ої міжнародної конференції з автоматичного управління ―Автоматика–2005‖, 30 травня – 3 червня 2005 р. – Харків: НТУ ―ХПІ‖, 2005. – Т. 2. – С. 123,124.

17. Бондаренко, В. І. Основи електричного привода [Текст] / В. І. Бондаренко. Навчальний посібник. - Запоріжжя: ЗНТУ, 2003. – 314 с.

18. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене — Х.: Вид-во «Форт», 2011.— 736 с.

19. Blaschke, F. Das Prinzip der Feldorientiening die Grundlage fur die TRANSVECTOR – Regelung von Asynchronmaschienen [Текст] / F. Blaschke // SiemensZeitschrift.–1971.– 45.– P.757.

20. Потапенко, Е. М. Синтез инвариантных и адаптивных к изменению сопротивления статора алгоритмов векторного управления асинхронным двигателем [Текст] / Е. М. Потапенко, Е. Е. Потапенко // Проблемы управления и информатики. – 2007. – №2. – С. 16–29.

21. ДСТУ-Н В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання підприємств – К:. Мінрегіон, Київ – 2015