

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МЕІНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

**галузі знань 14 електрична інженерія
зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**на тему Підвищення надійності електропостачання механічного цеху із
використанням системи гарантованого живлення**

Виконав: студент групи ЕЕ-21 зм

Бурдига С. О.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник

доц. Філімоненко К. В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувача кафедри

доц. Руднев Є. С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ
2022 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 "Електрична інженерія"
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та Електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
доц. Руднев Є.С

" _____ " _____ 2022 року

**З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Бурдига Сергій Олександрович

1. Тема проекту Підвищення надійності електропостачання механічного цеху з використанням системи гарантованого живлення
Спец. завдання Система гарантованого постачання

Керівник проекту доц. Філімоненко Костянтин Вадимович .
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом вищого навчального закладу від "12" жовтня 2022 року № 27/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту _____ 20 листопада 2022р. _____ .

3. Вихідні дані до проекту (роботи) _____ Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі:

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

Аналіз літературних джерел; Надійність електропостачання промислового підприємства; Вибір схеми енергопостачання; Розрахунок та обрання силового обладнання; Перевірка обраного силового обладнання..

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників) – Презентація

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1–5	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання _____ 12 жовтня 2022 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітки
1	Аналіз літературних джерел.	12.10 -18.10.2022	
2	Вибір схеми енергопостачання	18.10 - 28.10.2022	
3	Розрахунок та обрання силового обладнання цеху	28.10 - 05.11.2022	
4	Перевірка правильності обрання обладнання	05.11- 12.11.2022	
5	Розробка та обґрунтування системи гарантованого електропостачання	12.11- 18.11.2022	
6	Висновки. Оформлення магістерської роботи	18.11- 21.11.2022	

Студент _____
(підпис)**Бурдига С. О.**
(прізвище та ініціали)Керівник проекту _____
(підпис)**доц. Філімоненко К. В.**
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему: Підвищення надійності електропостачання механічного цеху з використанням системи гарантованого живлення містить 114 сторінки тексту, 26 рисунків, 24 таблиць, 24 літературних посилань.

В ході виконання роботи було проведено аналіз показників надійності електропостачання промислових підприємств та визначені рекомендації щодо підвищення надійності систем електропостачання; розраховані навантаження механічного цеху; обрані засоби компенсації реактивної потужності, трансформатори цехової підстанції та комутаційної апаратури розподільної мережі;

Проведено аналіз основних засобів забезпечення гарантованого живлення, вибрані та розраховані гарантованого джерела живлення.

Встановлено, що для забезпечення безперебійного живлення механічного цеху необхідно застосувати систему безперебійного живлення зі резервним джерелом живлення від дизельного генератора.

Обрано дизельний генератор Gesan DVA 220E в контейнері з АВР потужністю 160 кВт.

СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ТРАНСФОРМАТОР, СИЛОВИЙ ВИМИКАЧ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, СИСТЕМА БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ, ДИЗЕЛЬНИЙ ГЕНЕРАТОР

SUMMERY

Master's work by the theme: Improving the reliability of power supply of the mechanical shop using the guaranteed power supply system. Contains 113 pages, 26 figures, 24 tables, 24 references.

In the Master's work made the analysis of the reliability of power supply of industrial enterprises was carried out and recommendations for improving the reliability of power supply systems were determined; the loads of the mechanical shop were calculated; the means of compensation of reactive power, transformers of the workshop substation and switching equipment of the distribution network were selected;

The analysis of the main means of ensuring guaranteed power supply was carried out, guaranteed power sources were selected and calculated.

It is established that to ensure uninterrupted power supply of the mechanical shop it is necessary to apply an uninterruptible power supply system with a backup power supply from a diesel generator.

A diesel generator Gesan DVA 220E in a container with ATS with a capacity of 160 kW was selected.

POWER SUPPLY SYSTEM, TRANSFORMER, CIRCUIT BREAKER, RELAY PROTECTION, UNINTERRUPTIBLE POWER SUPPLY SYSTEM, DIESEL GENERATOR

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА	10
1.1 Аналіз показників надійності електропостачання промислових підприємств	10
1.2 Характеристика виробництва	26
1.3 Практичні рекомендації щодо підвищення надійності систем електропостачання	30
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА	37
2.1 Умови проектування	37
2.2 Визначення розрахункових навантажень механічного цеху	43
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ТА ОБРАННЯ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ	57
3.1 засобів компенсації реактивної потужності	57
3.2 Вибір цехового трансформатора	58
3.3 Обґрунтування виду виконання та комплектації підстанції механічного цеху	61
3.4 Розрахунок живильних і розподільних електричних мереж	63
РОЗДІЛ 4 ПЕРЕВІРКА ОБРАНОГО ОБЛАДНАННЯ	73
4.1 Перевірка обладнання з високовольтного боку мережі	73
4.2 Перевірка обладнання в мережах до 1 кВ	86
РОЗДІЛ 5 ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ ГАРАНТОВАНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	95
5.1 Головні типи електропостачання	96
5.2 Гарантоване і безперебійне електропостачання	97
5.3 Аналіз основних засобів забезпечення гарантованого живлення	99
5.4 Вибір та розрахунок гарантованого джерела живлення	107
ВИСНОВОКИ	111
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	112

ВСТУП

На сьогодні питання підвищення надійності системи електропостачання промислових підприємств із неперервним циклом виробництва є одним з найбільш важливих для експлуатації сучасної енергосистеми України, адже навіть незначні порушення і системі зовнішнього та внутрішнього електропостачання можуть спричинити розлад складного технологічного процесу і завдати значних матеріальних збитків. Особливо впливає на збільшення розладів злочинне знищення енергетичної структури України московськими загарбниками.

Для забезпечення надійності та ефективності роботи споживачів електричної енергії механічного цеху або будь-якого іншого промислового підприємства при нормальних і післяаварійних режимах, необхідно мінімізувати число і тривалість перерв в електропостачанні, забезпечити високий рівень захисту електрообладнання.

Надійність енергосистеми є комплексною властивістю й визначається як здатність енергосистеми виконувати функції з виробництва, передачі, розподілу й постачання споживачів електричною енергією в необхідній кількості й нормованій якості шляхом взаємодії генеруючих установок, електричних мереж і електроустановок споживачів, у тому числі: задовольняти у будь-який момент часу (як поточний, так і на перспективу) загальний попит на електроенергію; протистояти збурюванням, викликаним відмовами елементів енергосистеми, включаючи каскадний розвиток аварій і настання форс-мажорних обставин; відновлювати свої функції після їх порушення.

Енергетична система складається з трьох основних компонентів: електростанції, що виробляють електроенергію, які використовують для виробництва електроенергії такі ресурси, як гідроенергія, вугілля або відновлювані джерела енергії; мережа передачі, що складається з мережі високої напруги (як правило, понад 35 кіловольт), що використовується для передачі електроенергії від генераторної станції до розподільчої мережі; та розподільча

мережа, мережа низької та середньої напруги, яка використовується для доставки електроенергії споживачам (рис. 1.)

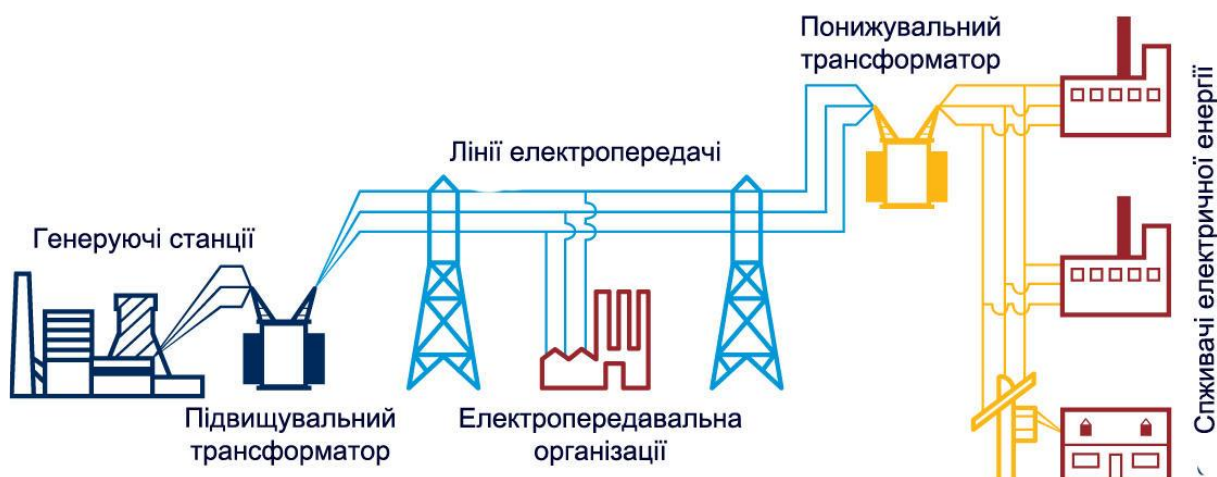


Рисунок 1 – Схема забезпечення споживачів електроенергією

Надійність вже вибраної головної схеми електричних з'єднань визначається надійністю її складових елементів, до числа яких входять генератори, вимикачі, роз'єднувачі, збірні шини, а також лінії електропередачі.

Надійність електропостачання визначається багатьма взаємозалежними чинниками. Під час експлуатації на об'єкти діють як сприятливі, так несприятливі чинники. Сприятливі чинники роблять малий вплив на зниження надійності. Несприятливі чинники можуть привести до відмов. Більшість об'єктів є єдністю трьох частин: технічних засобів, програмного забезпечення, обслуговуючого персоналу. Тому і чинники, що впливають на надійність, ділять на три основні групи:

- технічні;
- програмні;
- експлуатаційні (кліматичні, залежні від якості обслуговування, залежні від взаємовідносин системи людина-машина).

Технічні чинники, які залежать від структури об'єкту і його робочих режимів, застосування резервування, організації контролю і відновлення після

відмови, характеристик комплектуючих елементів, захищеності елементів від несприятливих чинників, якості технологічних процесів в процесі виготовлення, міри пристосованості для експлуатації.

Програмні фактори залежать від якості розробки програмного забезпечення мікропроцесорні техніки. Експлуатаційні фактори залежать від зовнішнього середовища, оточуючих об'єктів в процесі експлуатації. Кліматичні фактори – температура, вологість, сонячна радіація, вітрові навантаження та інші біологічні чинники. Вплив обслуговування на надійність визначається тим, що часто об'єкти є автоматизованими, а не автоматичними системами. Людина є своєрідною ланкою, що вписується в структуру системи.

Серед **основних методів підвищення надійності** електропостачання промислового об'єкту, головну роль відіграє: використання резервних джерел живлення, проведення модернізації системи електропостачання, оптимізація вибору електрообладнання цехової КТП, проведення розрахунку електричних навантажень, перевірка надійності роботи елементів системи, використання пристроїв релейного захисту та автоматики, компенсація реактивної потужності, що значно впливає на якість електроенергії.

Отже, дослідження надійності та ефективності роботи, стійкості функціонування елементів системи електропостачання механічного цеху підприємства є важливим, економічно доцільним та **актуальним завданням**.

Публікації під час навчання: **ВСЕУКРАЇНСЬКА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ «Майбутній науковець 2022»**: публікація тез доповіді «Аналіз показників надійності електропостачання промислових підприємств».

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Аналіз показників надійності електропостачання промислових підприємств

З розвитком техніки, ускладненням її структури, розширенням виконуваних функцій питання про взаємовідношення людини і техніки придбаває все більшу гостроту. Огляд чинників, що впливають на надійність, дозволяє зробити висновок про те, що пошук шляхів підвищення надійності повинен будуватися на комплексному системному підході. Забезпечення надійності повинне представляти єдину систему взаємозв'язаних і взаємообумовлених заходів [1].

Розрізняють два напрями підвищення надійності: підвищення надійності елементів, з яких складається об'єкт, та створення об'єктів з високим рівнем надійності, які складаються з порівняно ненадійних елементів, з використанням різних видів резервування.

Максимальної ефективності в підвищенні надійності можна досягти раціональним поєднанням цих двох напрямів.

Апарат теорії надійності, розроблений для технічних систем загалом, можна застосовувати і для електроенергетичних систем з урахуванням деяких особливостей, до яких, зокрема, належать:

- неперервність і нерозривність процесу вироблення, передавання та споживання електричної енергії;

- багатоцільове використання електричної енергії та наявність споживачів з різними вимогами до якості й надійності електропостачання;
- відсутність або достатньо мала ймовірність повної відмови електричної системи загалом;
- неперервний розвиток електроенергетичної системи в часі та за територією.

В електроенергетиці зазвичай розрізняють два види завдань, які вирішують з урахуванням надійності: завдання аналізу та завдання синтезу. До завдань аналізу надійності належать кількісне оцінювання показників надійності елементів і систем, оцінювання надійності електропостачання споживачів за відомих параметрів, режимів і конфігурації електричних систем. Завдання синтезу надійності полягають у виборі раціональних рішень під час планування, проектування, спорудження та подальшої експлуатації електроенергетичних систем, а також під час виготовлення устаткування, що забезпечує бажаний рівень надійності.

За характером урахування надійності в енергетиці розрізняють такі завдання:

- концептуальні, що полягають у визначенні місця та обсягу задач надійності в керуванні розвитком і режимами електроенергетичної системи;
- інформаційні – полягають у збиранні, реєстрації, опрацюванні та обробленні статистичних даних про відмови устаткування;
- функціональні, що полягають у розрахунку показників надійності електропостачання споживачів і відповідних показників структури, параметрів та режимів електричної системи;
- нормативні, що полягають у з'ясуванні критеріїв і показників надійності, їх нормативних значень, а також в установленні вимог до надійності;
- оптимізаційні, що полягають у прийнятті економічно обґрунтованих технічних рішень під час проектування, спорудження та експлуатації електричних мереж та систем.

Основні завдання теорії надійності, які вирішують під час проектування експлуатації електроенергетичних систем, такі:

- вибір принципів побудови електроенергетичних систем і схем електропостачання споживачів;
- вибір режиму роботи електроенергетичної системи та складу працюючого устаткування;
- розроблення структури, вибір і розміщення засобів керування електроенергетичною системою або її елементами в аварійних умовах;
- вибір технології виробництва, що забезпечує мінімізацію наслідків порушення режиму електропостачання для різних категорій споживачів;
- вибір оптимальної конструкції та номенклатури устаткування;
- виявлення зон (ділянок) електричних мереж з порівняно низькою надійністю та розроблення заходів для підвищення надійності;
- оцінювання ефективності обслуговування обладнання електроенергетичних систем;
- визначення оптимальних термінів проведення перевірок і ремонтів, складання графіків капітального та поточного ремонтів основного устаткування.

Відомі різноманітні технічні засоби підвищення надійності, за допомогою яких ліквідують аварії або запобігають їх розвитку в електроенергетичних системах. Це, зокрема, релейний захист від коротких замикань; автоматичне повторне вмикання (АПВ); автоматичне введення резерву (АВР); автоматичне частотне розвантаження (АЧР) тощо. Крім того, широко застосовують спеціальні режимні заходи, спрямовані на підвищення надійності обладнання електричних мереж, такі як плавлення ожеледі на проводах ліній електропередачі, робота у неповнофазних режимах; а також спеціальні експлуатаційні заходи для підвищення надійності обладнання, зокрема оснащення сучасними автоматизованими системами керування, контролю та діагностики стану обладнання, що дають змогу мінімізувати збитки від аварій та відмов у електроенергетичних системах.

Відомі різноманітні технічні засоби підвищення надійності, за допомогою яких ліквідують аварії або запобігають їх розвитку в електроенергетичних системах. Це, зокрема, релейний захист від коротких замикань; автоматичне повторне вмикання (АПВ); автоматичне введення резерву (АВР); автоматичне частотне розвантаження (АЧР) тощо. Крім того, широко застосовують спеціальні режимні заходи, спрямовані на підвищення надійності обладнання електричних мереж, такі як плавлення ожеледі на проводах ліній електропередачі, робота у неповнофазних режимах; а також спеціальні експлуатаційні заходи для підвищення надійності обладнання, зокрема оснащення сучасними автоматизованими системами керування, контролю та діагностики стану обладнання, що дають змогу мінімізувати збитки від аварій та відмов у електроенергетичних системах.[2]

Надійність ЕЕС, у широкому розумінні – це її властивість виконувати безперебійне в часі та необмежуване у межах встановлених обсягів постачання споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів і не допускати ситуацій, небезпечних для людей і довкілля.

Вимога безпеки, врахована у визначенні надійності ЕЕС, передбачає врахування тих небезпечних для людини і навколишнього середовища ситуацій, які виникають у результаті відмов, а не в умовах нормального функціонування системи. Виникнення небезпечних ситуацій за умов відсутності відмов пов'язано з низьким рівнем технічної досконалості об'єкта і відношення до надійності його роботи не має [2].

1.1.1. Показники надійності електропостачання. Надійність електроенергетичних систем - також комплексна властивість, що включає в себе безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність, збережездатність, стійкоздатність, режимну керованість, живучість і безпеку.

Безвідмовність - властивість об'єкта безупинно зберігати працездатний стан протягом деякого часу або деякого наробітку.

Працездатний стан (працездатність) - стан об'єкта, при якому значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати задані функції,

відповідають вимогам нормативно-технічної і (або) конструкторської документації.

Наробіток - тривалість або обсяг роботи об'єкта.

Довговічність - властивість об'єкта зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі технічного обслуговування і ремонту.

Граничний стан - такий стан об'єкта, при якому його подальше застосування по призначенню неприпустиме або недоцільне, або відновлення неможливе або недоцільне.

Ремонтопридатність - властивість об'єкта, що полягає в пристосованості до попередження і виявлення причин виникнення відмов, ушкоджень, до підтримки і відновлення працездатності шляхом технічного обслуговування і ремонтів.

Відмова працездатності - подія, що полягає в переході об'єкта з одного рівня працездатності на інший, більш низький.

Відмова функціонування - подія, що полягає в переході об'єкта з одного відносного рівня функціонування на інший, більш низький. Під відносним рівнем функціонування розуміється відношення фактичного рівня до необхідного в цей момент часу. Відмови бувають повні і часткові. Часткова відмова працездатності переводить об'єкт в стан часткової працездатності. Повні відмови приводять об'єкт до непрацездатного стану.

Непрацездатний стан - стан об'єкта, при якому він не здатний виконувати всі задані функції.

Працездатний об'єкт може бути в робочому і неробочому стані. В робочому стані він виконує задані функції, в неробочому - не виконує.

Неробочий стан містить в собі стани попереджувального ремонту, аварійного ремонту, аварійного простою і залежного простою.

Робочий стан об'єкта містить в собі наступні режими:

- нормальний, коли забезпечуються значення заданих параметрів режиму роботи і резервування в встановлених межах;
- ремонтний, коли частина елементів об'єкта перебуває в стані попереджувального або аварійного ремонту;

– аварійний - від моменту виникнення відмови елемента до моменту локалізації відмови;

– після аварійний - від моменту локалізації відмови до встановлення заданого режиму.

Збережездатність - це властивість об'єкта зберігати значення показників безвідмовності, довговічності і ремонтпридатності протягом і після зберігання і (або) транспортування.

Стійкоздатність - властивість системи безупинно зберігати стійкість протягом деякого інтервалу часу.

Стійкість - здатність системи переходити від одного стійкого режиму до іншого при різних збурюючих впливах.

Режимна керованість - це властивість системи забезпечувати включення, відключення і зміну режиму роботи елементів за заданим алгоритмом.

Живучість - властивість системи протистояти великим збурюванням режиму, не допускати їх ланцюгового розвитку і масового відключення споживачів, не передбаченого алгоритмом роботи протиаварійної автоматики.

Безпека визначається як властивість об'єкта не створювати небезпеки для людей і навколишнього середовища в всіх можливих режимах роботи і аварійних ситуацій.

Причинами відмов устаткування є ушкодження або несправності.

Під ушкодженнями в енергетиці звичайно розуміють руйнування встаткування, поломку деталей, порушення цілості електричних і магнітних ланцюгів, псування ізоляції.

Під несправностями - разрегулювання механізмів без руйнування і псування та ін. Ушкодження і несправності, в свою чергу, можуть виникнути через дефекти встаткування, тобто через:

- невідповідність його встановленим вимогам при випуску з заводу-виготовлювача (брак продукції);
- аварійні (нерозраховані) впливи навколишнього середовища;
- неправильне транспортування, монтаж, обслуговування і ремонт.

Відмова електроенергетичної установки в виконанні заданих функцій (відмова функціонування) настає в результаті відмов:

- устаткування;
- суміжних установок;
- протиаварійної автоматики.

1.1.2. Причини і характер ушкоджень основних елементів систем електропостачання. Відмова є одним з основних понять теорії надійності. Поняття про повну і часткову відмову відбиває ту обставину, що система електропостачання (СЕР) та її частини є об'єктом з рівнем ефективності функціонування, що змінюється.

Класифікація відмов.

За тривалістю розрізняють наступні відмови в електропостачанні:

- тривалі перерви в електропостачанні споживача, обумовлені ліквідацією масових ушкоджень в СЕР, викликаних, як правило, ожеледно-вітровими руйнуваннями опор і проводів ЛЕР (на період додекількох діб);
- припинення живлення споживачів на час відновлення працездатності елемента, що відмовив, СЕР (4...24 год.);
- припинення живлення споживачів на час, необхідний для включення резервного живлення вручну, діями оперативно - виїзних бригад підприємств електричних мереж (1,5...6 год.);
- припинення живлення на час оперативних перемикань, виконуваних черговим персоналом на підстанціях (кілька хвилин);
- короточасна відмова в електропостачанні споживача на час автоматичного введення резервного живлення або автоматичного відключення ушкодженої ділянки мережі (кілька секунд).

З погляду на інформування відмови бувають:

- раптові, коли споживач не одержує ніякої інформації про відмову;
- позапланові відключення, відомості про які надходять споживачеві незадовго до моменту відключення;

- планові відключення, про які споживача попереджують завчасно.

Стосовно до відмови і ушкодження застосовують такі поняття, як критерій, причина, ознаки (прояв), характер і наслідки.

Критерій відмови - працездатний стан об'єкта визначається переліком заданих параметрів і припустимих меж їхньої зміни - допусками. Порухенням працездатного стану вважається вихід хоча б одного параметра за встановлений допуск. Ознаки, що дозволяють встановити факт порушення працездатного стану, є критеріями відмов. Вони зазначені в нормативно-технічній документації на об'єкт.

Причинами відмов можуть бути дефекти, допущені при конструюванні, виробництві і ремонтах, порушенні правил і норм експлуатації, різного роду ушкодження, а також природні процеси зношування і старіння.

Ознаками відмови (ушкодження) називають безпосередні, або непрямі впливи на органи почуттів спостерігача явищ, характерних для непрацездатного стану об'єктів або зв'язаних з ним процесів. Наприклад, зміна показників контрольних приладів, дія сигнального пристрою, поява характерних шумів.

Характером відмови (ушкодження) називають конкретні зміни в об'єкті, пов'язані з виникненням відмови (ушкодження), наприклад обрив проведення.

До наслідків відмови відносяться явища, процеси і події, що виникли після відмови і безпосередньо пов'язані з ним (зупинка двигуна, відтавання холодильника та ін.). Іноді наслідки відмови є його ознаками.

Для об'єктів енергетики основною нормативно-технічною документацією, що встановлює критерії відмов, є «Інструкція з розслідування і обліку аварій та інших порушень в роботі електростанцій, електричних і теплових мереж, енергосистем і енергооб'єднань». Відповідно до цього документа порушення роботи об'єктів енергетики залежно від характеристики порушення ступеня ушкодження і їхніх наслідків вважають аварії, відмови в роботі I ступеня, відмови в роботі II ступеня, споживчі відключення.

Аварії бувають станційні, електромережеві, тепломережеві і системні. На підприємстві електричної мережі аварією вважають порушення нормальної роботи

електричної мережі напругою 6 кВ і більше, що викликало:

- перерву електропостачання одного і більше споживачів I категорії, що мають живлення від двох незалежних джерел, на строк, що перевищує час дії пристроїв автоматичного повторного включення (АПВ) або автоматичного введення резерву (АВР); при невідповідності схеми живлення споживачів I категорії вимогам Правил пристроїв електроустановок (ПУЕ) (тобто не забезпеченим електропостачанням від двох незалежних джерел живлення) на строк більше 2,5 год., а для сільськогосподарських споживачів - більше 10 год;

- перерву електропостачання одного і більше споживачів II категорії на строк більше 2,5 год., а для сільськогосподарських споживачів II категорії - більше 10 год;

- перерву електропостачання одного і більше споживачів III категорії на строк більше 24 год.;

- недовідпущення електроенергії споживачам в розмірі 20 тис. кВт·год і більш незалежно від тривалості перерви електропостачання;

- руйнування силового трансформатора потужністю 10 МВА і більше, якщо відновлення

- кВ і вище, його неможливе або недоцільне;

- ушкодження ПЛ 110 що вимагає відновлення протягом 24 год, а також ушкодження кабельної лінії 110 кВ, що вимагає відновлення протягом 36 год;

- пожежу на підстанції з вищою напругою 110 кВ і більше, що викликала її знеструмлення на строк 8 годин і більше.

Системна аварія це:

- порушення стійкості енергосистеми, поділ її на частини, що викликала відключення споживачів на загальну потужність більше 5 % від навантаження енергосистеми;

- робота енергосистеми з частотою нижче 49,5 Гц тривалістю більше 1 год.;

- масові відключення або ушкодження ЛЕП напругою 6 кВ і вище

через стихійне явище, які призвели до відключення споживачів на загальну потужність більше 10 % навантаження енергосистеми.

Відмовою в роботі першого ступеня є:

- порушення нормальної роботи електричної мережі, що викликало перерву електропостачання одного і більше споживачів I категорії, при невідповідності схеми їхнього живлення ПУЕ, або одного і більше споживачів II категорії на строк 0,5...2,5 год., а для сільськогосподарських споживачів - 2...10 год; одного і більше споживачів III категорії на строк 8...24 год;
- недовідпущення електроенергії споживачам 5...20 тис. кВт·год;
- ушкодження основного електроустаткування мереж, що вимагає відбудовного ремонту в встановлений термін;
- ушкодження повітряної або кабельної лінії 35, 110 кВ, що вимагає відбудовного ремонту в строк до 24 (36 год.).

До відмов в роботі другого ступеня належать порушення нормальної роботи електричних мереж, в тому числі:

- перерви в електропостачанні споживачів, що не є аварією I ступеня; ушкодження деяких видів устаткування;
- недовиконання диспетчерського графіка електронавантаження або оперативного завдання диспетчера;
- автоматичне відключення або помилкове відключення встаткування персоналом;
- знеструмлення ділянок електромережі напругою нижче 6 кВ.

Аварії і відмови залежно від причин винуватців їхнього виникнення бувають з вини:

- персоналу електропідприємства або енергоуправління;
- інших організацій (заводів-виготовлювачів, проектних, будівельних, монтажних та ін.);
- сторонніх організацій і осіб;
- через стихійні явища.[3]
- ушкодження ПЛ 110 кВ і вище, що вимагає відновлення протягом

24 год., а також ушкодження кабельної лінії 110 кВ, що вимагає відновлення протягом 36 год.;

- пожежу на підстанції з вищою напругою 110 кВ і більше, що викликала її знеструмлення на строк 8 годин і більше.

Системна аварія це:

- порушення стійкості енергосистеми, поділ її на частини, що викликала відключення споживачів на загальну потужність більше 5 % від навантаження енергосистеми;

- робота енергосистеми з частотою нижче 49,5 Гц тривалістю більше 1 год.;

- масові відключення або ушкодження ЛЕП напругою 6 кВ і вище через стихійне явище, які призвели до відключення споживачів на загальну потужність більше 10 % навантаження енергосистеми.

1.1.3. Показники надійності елемента СЕП. Надійність системи залежить від надійності її елементів; елемент - це частина системи, надійність якої вивчається незалежно від надійності складових його частин.

При аналізі надійності електричних мереж як елементи розглядають ЛЕП, електроустаткування (трансформатори, вимикачі, двигуни), функціональні вузли, відмови яких призводять до однакових наслідків (осередки розподільних пристроїв, шини підстанцій тощо), а також виробничі установки.

Для характеристики надійності елементів потрібно встановити спостереження за їхньою роботою. Спостереження починається від моменту $t=0$ (тобто моменту пуску установки, продажу виробу) до закінчення строку їхнього функціонування рис. 2. В процесі функціонування елементів час від часу відбуваються відмови. Статистична обробка даних про відмови дозволяє визначити показники надійності.

Значення показників надійності елементів електричних мереж наведені в довідковій літературі.

Перелічимо основні показники надійності.

Інтенсивність відмов – це ймовірність того, що елемент, що раніше

проробив безвідмовно до моменту t , відмовить в відрізку $(t + \Delta t)$ за умови, що Δt досить малий:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{p(t < \varphi_1 < t + \Delta t / \varphi_1 > t)}{\Delta t} = \frac{p(t < \varphi_1 < t + dt / \varphi_1 > t)}{dt},$$

де φ_1 - випадковий інтервал часу до першої відмови.

Іншими словами, $\lambda(t)$ - це умовна ймовірність відмови після t за одиницю часу Δt за умови, що до моменту t відмови не було. Статистичну інтенсивність відмов визначають як відношення числа елементів $n(t, \Delta t)$, що відмовили саме в інтервалі $(t, t + \Delta t)$ до числа елементів $N(t)$ справних до моменту t

$$\lambda(t) = \frac{n(t, \Delta t)}{N(t)\Delta t}.$$

З досвіду відомо, що Δt має бути досить малим, а $n(t, t + \Delta t)$ – великим.

Статистичні дані про відмови елементів СЕП дозволили представити зміни $\lambda(t)$ в часі за допомогою кривої (рис. 1), на якій чітко виділяються 3 стадії (періоди) зміни

I. Обкатка: коли в основному виділяються дефекти виробів, споруд, монтажу, наладки; $\lambda(t)$ знижується за рівнем усунення недоліків (дефектів); $\lambda(t)$ описується законом Вейбулла. Період приросту, в основному, до 5 років для повітряних ліній.

II. Період нормальної роботи. Можливі відмови відбуваються, в основному, внаслідок перевищення факторів, що впливають понад допустимих (розрахункових) значень; $\lambda(t)$ описується експоненціальним законом. Цей закон має переважне використання в задачах надійності СЕП.

III. Фаза - період старіння елементів. В результаті зносу, старіння, незворотніх фізикохімічних процесів, впливу вологості, агресивного середовища, тощо, навіть при нормальній експлуатації старіння збільшується.

Час життя кабельних ліній та трансформаторів, обумовлений старінням їх ізоляцій, 20 - 30 років, комутаційного обладнання - 40 - 50 років.

В СЕП тривалість безвідмовної роботи, як правило, значно більше часу відновлення: $T \gg \tau r$. [4]

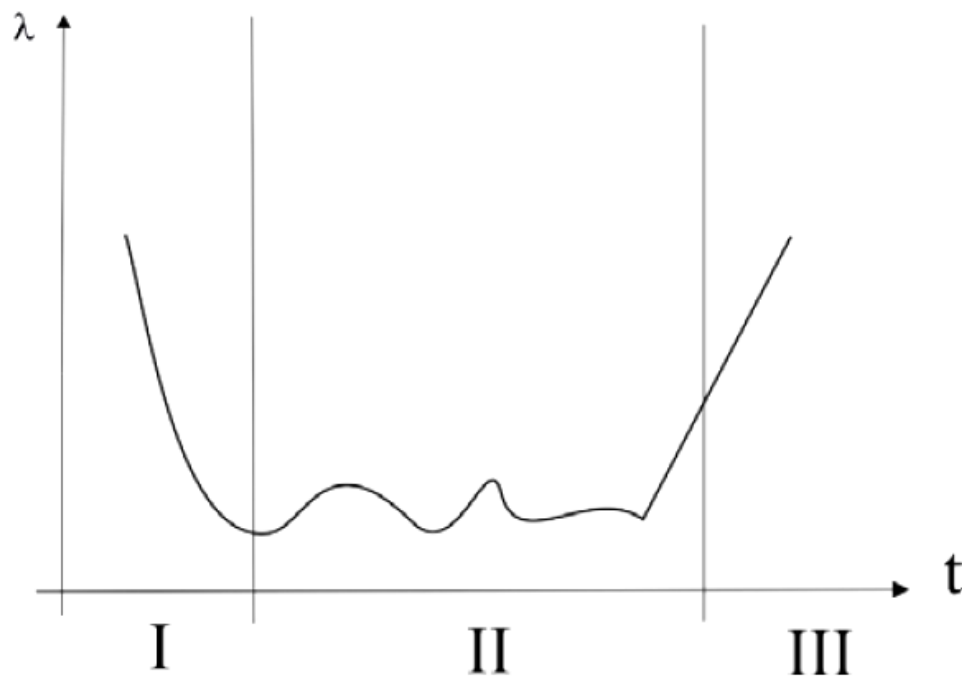


Рисунок 1.2 - Залежність інтенсивності відмов від часу

З метою підвищення електропередавальною організацією надійності та якості надання послуг з постачання електричної енергії Національною комісією регулювання електроенергетики України (НКРЕ) Постановою від 17.02.2011 р. № 232 [2] затверджено форми звітності

№ 17-НКРЕ «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 18-НКРЕ «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг», а також інструкції щодо їх заповнення. В інструкції щодо заповнення форми звітності

№ 17-НКРЕ відповідні терміни вживаються в такому значенні:

- *перерва в електропостачанні* – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам без їх від'єднання від мережі;
- *початок перерви в електропостачанні* – зафіксований час надходження від споживачів, засобів телемеханіки або персоналу ліцензіата першого сигналу про перерву в електропостачанні;
- *кінець перерви в електропостачанні* – зафіксований час відновлення електропостачання ліцензіатом усім споживачам, відключеним унаслідок перерви в електропостачанні;
- *коротка перерва в електропостачанні* – перерва в електропостачанні, яка триває від часу спрацювання автоматичного вводу резервного живлення до 3 хвилин;
- *довга перерва в електропостачанні* – перерва в електропостачанні, тривалість якої від 3 хвилин і більше;
- *запланована перерва* – знеструмлення частини мережі та обладнання, здійснене ліцензіатом з метою проведення планового ремонту або для обслуговування електричних мереж;
- *запланована перерва без попередження споживачів* – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане з ремонтом або обслуговуванням електричних мереж, про яке споживачів не було повідомлено за добу, що передувала зазначеній перерві в електропостачанні;
- *запланована перерва з попередженням споживачів* – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане з ремонтом або обслуговуванням електричних мереж, про яке споживачів було повідомлено не пізніше ніж за добу, що передувала зазначеній перерві в електропостачанні. Перерва вважається запланованою з попередженням, якщо є відповідне документальне підтвердження, що споживачі були повідомлені про перерву в електропостачанні;
- *незапланована (аварійна) перерва* – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов'язане зі знеструмленням частин

електромереж унаслідок вини інших ліцензіатів (енергопідприємств) або споживачів, форс-мажорних обставин, вини інших осіб, виникнення технологічних порушень в електромережах ліцензіата;

- *перерва з вини інших ліцензіатів або споживачів* – перерва в електропостачанні, яка виникла в мережах ДП «НЕК «Укренерго», суміжних ліцензіатів або з вини споживачів. Вина ліцензіатів або споживачів має бути документально підтверджена;

- *перерва з вини інших осіб* – перерва, що виникла не з вини ліцензіата чи споживача. Зазначена перерва має бути документально підтвердженою;

- *перерва з причини технологічних порушень у мережах компанії* – усі перерви, спричинені відмовою в роботі електротехнічного обладнання компанії, та всі перерви, причини виникнення яких залишилися невиявленими;

- *перерва внаслідок форс-мажорних обставин* – перерва внаслідок виникнення надзвичайної і непереборної за наявних умов сили, дію якої неможливо попередити застосуванням високопрофесійної практики персоналу та яка може бути викликана винятковими погодними умовами і стихійним лихом (ураган, буря, повінь, нагромадження снігу, ожеледь, землетрус, пожежа, просідання і зсув ґрунту) та іншими непередбаченими ситуаціями.

Згідно із зазначеними документами надійність електропостачання споживачів характеризується такими показниками:

1. Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі *SAIFI* – розраховується як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n},$$

де: n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.; k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду; i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

2. Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі *SAIDI* – розраховується як відношення сумарної тривалості відключень точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні за звітний період до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n} \quad \text{хв,}$$

де: t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв; n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.; k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду; i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

3. Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі *MAIFI* – розраховується як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх коротких перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n},$$

де: n_j – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті j -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.; r – кількість коротких перерв у

електропостачанні протягом звітного періоду; j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j = 1, 2, 3, \dots r$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

4. Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії ENS – розраховується як сума добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги:

$$ENS = \sum_{i=1}^k \frac{n_i^z \times t_i \times Q^z}{43800}, \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

де: z – ознака рівня напруги та відповідної території (0,4 кВ – міський (сільський) населений пункт, 6-20 кВ – міський (сільський) населений пункт, 27,5-35 кВ, 110/154 кВ); i – номер довгої перерви в електропостачанні ($i = 1, 2, 3, \dots k$); n_i^z – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i -го довгого переривання з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.; t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв.; Q^z – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год; 43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилини[5].

1.2 Характеристика виробництва

Сучасні машинобудівні підприємства оснащуються дорогим і різноманітним обладнанням, автоматизованими системами, роботи-зованими комплексами і гнучкими виробничими системами. Для безперебійної роботи обладнання із заданими точними характеристиками потребує систематичного технічного обслуговування (ТО) його і виконання ремонтних робіт та заходів з технічної діагностики. На їх виконання витрачаються суттєві трудові та матеріальні ресурси. Річні витрати на ремонт і техобслуговування на

машинобудівних підприємствах складають 10–25 % його первісної вартості, їх питома вага у вартості продукції досягає 6–8 %. На ремонтних роботах у народному господарстві зайнято понад 25 % всього парку металорізальних верстатів. Прості обладнання та втрата точних характеристик порушують комплектність та безперервність процесу виробництва, призводять до погіршення якості продукції та економічних показників діяльності. Головним завданням раціональної організації ремонтного господарства є забезпечення безперебійної експлуатації обладнання із заданими точними характеристиками та експлуатаційними показниками у виконанні завдань.

У складі ремонтної служби значне місце займає ремонтно-механічний цех. До його складу, як правило, входять основні та допоміжні відділи (дільниці), а також службово-побутові приміщення.

Основними дільницями є: механічна, слюсарно-складальна, заготівельна, зварювальна, експериментальна, фарбувальна, термічна, відновлення та підвищення зносостійкості деталей.

До допоміжних відділень належать: інструментально-роздавальна комора, заточувальна майстерня, склади для металу, запасних частин, змащувальних матеріалів та інші.

Службово-побутові приміщення – це контора цеху, душеві, столова, гардеробна та інші приміщення.

Виробнича структура РМЦ обумовлена цілою низкою факторів і насамперед, типом виробництва та масштабом випуску продукції підприємством, складом та кількістю обладнання основних цехів, умовами кооперування та постачання, конкретними умовами організації та управління. Тому одні машинобудівні підприємства можуть мати в складі РМЦ всі перераховані основні та допоміжні відділення (дільниці), а інші – не мати таких. При цьому склад, розміри, чисельність працюючих у відділах, а також форми кооперування на кожному підприємстві різні.

Очолює роботу РМЦ начальник цеху, котрий знаходиться у безпосередньому підпорядкуванні у головного механіка

підприємства. Виробничими відділами (дільницями) керують майстри. До складу РМЦ також відносяться цехові технологічні бюро, бюро праці та заробітної плати і деякі інші підрозділи.

РМЦ організовує свою виробничо-господарську діяльність, яка є складовою частиною системи більш високого рангу – ремонтної служби, роботу якої очолює відділ головного механіка (ВГМ).

Крім цього проводиться виготовлення і ремонт вузлів і деталей будь-якої складності (болти, гайки і наконечників систем насадок на труби зі сталі, алюмінію, дюралюмінію), комплектуючі частини, деталей для нестандартного обладнання. Виконуються роботи на верстатах по металообробці складнопрофільних деталей, механічна і гальванічна обробка деталей.

Споживачами електроенергії є:

- технологічне і інженерно-технічне обладнання;
- пристрої пожежної сигналізації;
- система основного та аварійного освітлення.

За ступенем надійності електропостачання більшість електроприймачів механічного виробництва відносяться до третьої категорії, однак наявні також споживачі які необхідно віднести до першої категорії, а саме: приточні і витяжні вентилятори, аварійне освітлення.

Згідно ПУЕ [3] ремонтно-механічний (інструментальний) цех відноситься до класу пожежонебезпеки П-III. Зони класу П-III розташовані поза приміщенням зон, в яких зберігаються горючі рідини або тверді горючі речовини.

Приміщення цеху не відноситься до вибухонебезпечних, так як в ньому відсутні вибухонебезпечні суміші горючих газів або парів легкозаймистих рідини (ЛЗР) з повітрям.

Переважає більшість підприємств, що займається механічною обробкою використовує різноманітні методи обробки металевих заготовок чи деталей (лиття, різання, шліфування, свердління, пресування, термічна обробка).

До них належать такі види деталей: корпусні, стрижні (вали), циліндри

(втулки), диски, плоскі (прямокутні, фасонні), кронштейни (важелі) та ін.

Крім цього, в механічних цехах, як правило, обробляється велика кількість деталей, що відрізняються як видом матеріалу, методом отримання заготовки, так і серійністю виробництва, складністю, габаритними, розмірами, конфігурацією, масою, точністю обробки, чистотою поверхні та іншими технічними характеристиками.

Широкий асортимент деталей передбачає багатоопераційність технологічних процесів. До основних видів відносяться такі процеси різання: точіння; свердління; фрезерування; стругання; шліфування.

Обробка металів різанням здійснюється на різноманітних металообробних верстатах: токарних; свердлильно-розточувальних; шліфувальних, полірувальних, заточувальних; електрофізичних і електрохімічних; фрезерних; стругальних.

Живлення цеху виконано лінією напругою 10 кВ. Для внутрішньо цехових електромереж найбільшого поширення має напругу 380 / 220В, основною перевагою якого є можливість спільного живлення силових і освітлювальних електроприймачів. Так як номінальна напруга електроприймачів 380 В, то рівень напруги живлення всередині цеху прийнятий 380 / 220В.

Для електропостачання механічного цеху найбільш оптимальним вважається вибір змішаної радіально-магістральної схеми. Вона характеризується тим, що від джерела живлення (трансформаторної підстанції), відходять лінії, що живлять безпосередньо окремі розподільні пункти й шинопроводи, від яких окремими лініями живляться більш дрібні електроприймачі. Радіально-магістральна схема забезпечує необхідну надійність живлення окремих споживачів, так як аварії локалізуються дією автоматичного вимикача пошкодженої лінії і не впливають на інші лінії.

У механічному цеху всі електроприймачі працюють від мережі змінного струму нормальної частоти 50 Гц. За потужністю електроприймачі розрізняють: малої потужності – до 10 кВт; середньої потужності - до 100 кВт. По режиму

роботи електроприймачі цеху діляться на дві групи:

- з тривалим режимом роботи (режим, в якому електричні машини працюють тривалий час, при цьому не перегріваються). В даному цеху в тривалому режимі працюють такі установки як верстати, камера нагріву, вентилятори, преси, електроводонагрівачі.

- з повторно-короткочасним режимом (режим, в якому періоди роботи чергуються з періодами пауз, а тривалість всього циклу не перевищує десяти хвилин). У цеху у такому ж режимі працюють зазвичай і кранові установки.

1.3 Практичні рекомендації щодо підвищення надійності систем електропостачання

Не слід безмежно домагатися підвищення надійності систем електропостачання. Так, наприклад, ускладнення системи за рахунок введення багаторазового резервування призводить лише до відносно невеликого зниження часу аварійного простою, причому незначне зростання надійності зазвичай пов'язані з дуже суттєвими витратами. Отже, не завжди більш дорога система електропостачання має більше високою надійністю.

Перерахуємо **основні шляхи** підвищення надійності систем електропостачання:

1) раціональне резервування :

- в цехових мережах за високою (ВН) або низькою (ПН) напругою в трансформаторних підстанціях (ТП);
- за рахунок роздільної чи паралельної роботи ліній, трансформаторів в залежності від умов та вимог;
- за рахунок вибору кількості незалежних джерел живлення з урахуванням категорії споживачів.

На рисунку 1.3 наведено фрагмент схеми електропостачання з резервуванням по ВН та НН (наявність резервної перемички, роздільне живлення секцій шин). У випадку аварії на одній з магістралей цехові ТП перемикаються на

магістраль, що залишилася у роботі. При необхідності це може бути зроблено за допомогою АВР на секційному автоматичному вимикачі (резервування по НН).

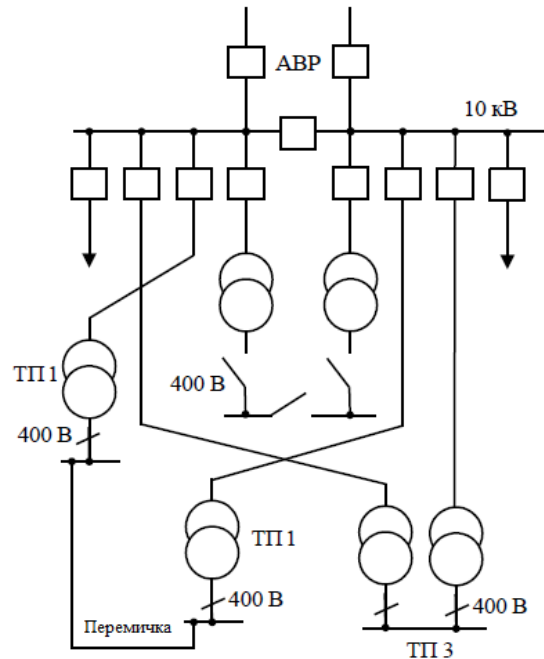


Рисунок 1.3 – Фрагмент схеми електропостачання з резервуванням по ВН і ПН

2) використання перевантажувальної здатності елементів системи електропостачання, що забезпечує надійне живлення споживачів при експлуатації систем електропостачання промислових підприємств. Режими перевантаження особливо важливі при ушкодженнях або відключеннях ліній, трансформаторів, секцій шин, окремих апаратів.

Дослідження, проведені різними організаціями за допустимим навантаженням електроустановок, показали наступне:

- а) короткочасна (до 2-2,5 год) перевантажувальна здатність вимикачів ВН може бути прийнята рівною 125 % номінальною;
- б) для вимикачів навантаження (ВНП) допустимі такі ж навантаження, як для силових олійних і сухих трансформаторів;
- в) для прохідних ізоляторів, працюючих в діапазоні температур від -50 до $+60$ °С, допустиме навантаження складає $(0,85-1,73) I_{ном}$;

г) перевантаження повітряних ліній можливе практично завжди при збереженні нормального габариту до землі та складає 30-35%;

д) допустиме перевантаження кабельних ліній напругою до 10 кВ залежить від значення та тривалості максимуму навантаження лінії у нормальному режимі та від способу їх прокладання.

3) *вдосконалення технічного обслуговування*: оптимізація періодичності та глибини капітальних ремонтів, зниження тривалості аварійних ремонтів.

4) *підвищення якості ремонту обладнання*, що збільшує міжремонтні терміни, знижує витрати праці та матеріальних засобів. Такий ремонт повинен проводитися кваліфікованим персоналом, який добре знає конструкцію обладнання, сучасну технологію ремонту, а також володіє високою професійної підготовкою і практичними навичками.

Допустиму навантаження кабельних ліній, що знаходяться в експлуатації більше 15 років, приймають на 10 % нижче, чим вказано в таблиці 1.1.

5) *застосування, правильний вибір і компонування сучасного обладнання*.

Вибране обладнання має бути стійким до дій струмів КЗ. Що стосується компонування, то при особливо високих вимоги до надійності електропостачання, секції РУ мають в різних приміщеннях.

Таблиця 1.1 – Допустимі навантаження кабельних ліній

Коефіцієнт завантаження у нормальному режимі	Вид прокладки	Коефіцієнт допустимою навантаження в залежності від напруги і тривалості максимуму, год					
		до 10 кВ			20–35 кВ		
		1	2	6	1,5	2	3
0,6	У землі	1,50	1,35	1,25	1,35	1,30	1,15 1,10
	У повітрі	1,35	1,25	1,25	1,25	1,15	
	У трубах в землі	1,30	1,20	1,15	1,20	1,10	
0,8	У землі	1,35	1,25	1,20	1,20	1,15	1,1
	У повітрі	1,30	1,25	1,25		1,15	1,1
	У трубах в землі	1,20	1,15	1,10		1,05	1,0

5) застосування, правильний вибір і компонування сучасного обладнання.

Вибране обладнання має бути стійким до дій струмів КЗ. Що стосується компонування, то при особливо високих вимоги до надійності електропостачання, секції РУ мають в різних приміщеннях.

б) *впровадження автоматизації і телемеханізації*, що дозволяє підвищити безпеку обслуговування, ефективність управління об'єктами електропостачання і уникнути помилкових дій персоналу.

За наявності СД доцільно як пусковий орган пристроїв АВР застосовувати реле мінімальної напруги спільно з реле мінімальної частоти або пристрій БАВР.

7) *підвищення надійності релейний захисту та автоматики* за рахунок застосування мікропроцесорної елементної бази, правильної експлуатації і технічного обслуговування.

Досвід експлуатації систем електропостачання промислових підприємств показав, що можливості підвищення надійності функціонування аналогових пристроїв РЗ, що знаходяться в експлуатації, вичерпані. Застосування мікропроцесорних пристроїв та систем РЗ відкриває широкі можливості якісного підвищення надійності їхнього функціонування. Досвід експлуатації мікропроцесорних пристроїв РЗ за кордоном свідчить, що ці пристрої мають рівні або кращі показники надійності та значно менші трудовитрати на техобслуговування у порівнянні з традиційними системами.

На рисунку 1.4 показано просту схему захисту паралельних ліній одностороннього живлення на традиційній елементній базі, яку доцільно використовувати замість складного та дорогого диференціального захисту. Схема дозволяє відключати будь-яку з двох паралельних ліній у залежності від місця КЗ.

При застосуванні мікропроцесорних пристроїв РЗ у системах електропостачання нарівні з релейно-контактними пристроями особливу увагу необхідно звертати на готовність цієї системи щодо забезпечення електромагнітної сумісності.

При експлуатації газового захисту трансформаторів можлива її хибна робота, яка може мати місце при попаданні повітря в бак трансформатора

(наприклад, при доливці олії, після ремонту системи охолодження). Щоб уникнути помилкового спрацьовування земляного захисту (максимального струмовий захисту нульовий послідовності) необхідно воронку, броню та оболонку кабелю на ділянці від воронки до ТТ нульової послідовності (ТНП) ізолювати від землі, а заземлюючий провід приєднати до лійці кабелю і пропустити через отвір магнітопроводу ТНП в на- правління кабелю.

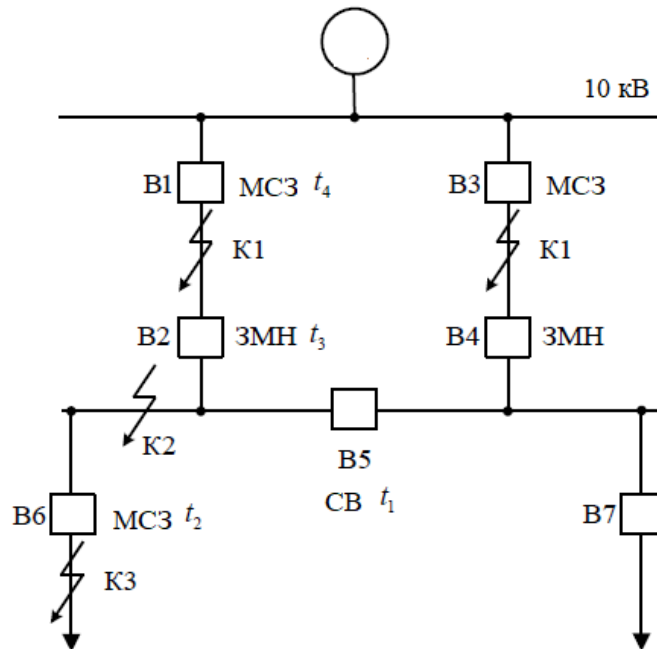


Рисунок 1.4 – Захист паралельних ліній одностороннього живлення в системах промислового електропостачання:

MC3 - максимальний струмовий захист; ЗМН – захист мінімальної напруги; СВ - струмова відсікання без витримки часу; $t_1 = 0$; $t_2 = 0,5$ с; $t_3 = 1,0$ с; $t_4 = 1,5$ с; у вихідному стані B5 увімкнено.

При застосуванні інтегрального та цифрового захисту необхідно суворо виконувати вказівки щодо її експлуатації. Так, наприклад, якщо не застосовувати спеціальних заходів (екранування тощо), що виникають по різних причинам перешкоди можуть викликати хибне спрацьовування захисту.

8) вибір найбільш доцільного часу виведення обладнання в ремонт, а саме суміщення ППР електрообладнання з ППР технологічного обладнання, завчасне

переведення електропостачання на тимчасове живлення від резервних джерел і ін. Наприклад, плановий ремонт одного з двох трансформаторів двотрансформаторний ТП доцільніше проводити в період роботи зі зниженою навантаженням споживача.

9) *зменшення числа трансформацій*, де це можливо, і в першу чергу трансформацій 10/6 кВ, що підвищує також економічність системи електропостачання за рахунок зменшення втрат електроенергії.

10) *застосування самозапуску відповідальних двигунів (АД і СД)*. Самозапуск необхідний для забезпечення стійкості технологічних процесів безперервних виробництв при КЗ, відключеннях вимикача ланцюга живлення вузла навантаження тощо. Самозапуск виникає після короточасної перерви та автоматичного відновлення електропостачання. Двигуни, що беруть участь у самозапуску, при короточасних перервах електропостачання від мережі не відключаються.

11) *забезпечення пожежної безпеки електротехнічних споруд* (підстанцій, кабельних тунелів тощо), впровадження пристроїв телесигналізації та локалізації пожеж .

12) *використання гарантованих джерел живлення* (Дизель- генераторів, акумуляторних батарей тощо).

13) *впровадження ремонтів під напругою* .

14) *зниження насичення мереж автоматичною комутаційною апаратурою*, так як самі апарати можуть бути джерелом аварій.

15) *компенсація реактивною потужності*. За рахунок даного заходу по НН можна розвантажити цеховий трансформатор ТП та при зростанні навантаження завантажити його додатково активною потужністю.

16) *підвищення статичної та динамічної стійкості системи електропостачання*. Найбільш прийнятним засобом досягнення цієї цілі є зменшення часу дії пристроїв РЗ.

17) *підвищення якості електроенергії*. Зниження несиметрії напруг можна досягти, як показує досвід експлуатації систем електропостачання, здебільше

двома шляхами:

- раціональним пофазним розподілом однофазних навантажень;
- застосуванням симетруючих пристроїв.

Для зниження несинусоїдності напруг (зменшення вищих гармонік) застосовують наступні засоби:

- роздільне живлення приймачів з нелінійною вольт-амперною характеристикою та звичайних загальнопромислових приймачів, яке здійснюють від різних секцій шин підстанцій;
- збільшення числа фаз випрямлення; так, при переході від 6-фазної схеми до 12-фазний схемою випрямлення несинусоїдальність напруг мережі зменшується приблизно в 1,4 рази;
- фільтри вищих гармонік, які можуть одночасно використовуватись для компенсації реактивною потужності.

17) *вдосконалення конструкцій та матеріалів, з яких виготовляють електроустаткування для систем електропостачання.*

18) *підвищення якості та рівня експлуатації електроустаткування (правильне застосування мастильних матеріалів, своєчасна чищення світильників, правильна заміна зношених деталей тощо).*

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Умови проектування

2.1.1. Стисла характеристика об'єкту проектування. В даному проекті розглянута система електропостачання промислового об'єкту, а саме механічного цеху з обробки та виготовлення деталей та комплектуючих до різних типів обладнання.

Механічний цех є допоміжним і працює сумісно з іншими цехами, що знаходяться на території підприємства. Головним завданням механічного цеху є обробка сировини, виконання електротермічної обробки, токарних, фрезерних, шліфувальних, свердлильних етапів підготовки деталей.

Для цього на території цеху передбачені: шліфувальні верстати, обдираючі верстати, свердлильні станки, токарні верстати, агрегатні верстати, електротермічні установки, мостовий кран для завантаження сировини та деталей. Також наявна система вентиляції яка розміщена в окремому приміщенні (вентиляційна камера) та окреме, складське приміщення для зберігання сировини та готових деталей. Основне частина обладнання встановлена в верстатному відділенні:

- верстати різного призначення
- підйомно-транспортні механізми.
- електротермічні установки.

Цех працює в 2 зміни з можливими корективами графіку у зв'язку з святами.

Розглянуте в проекті підприємство і безпосередньо механічний цех знаходяться на території Київської області. Територія має відкритий ландшафт та відноситься до III кліматичної зони [5].

Найвища температура повітря складає плюс 45°C, найнижча температура мінус 30 °C. Середня кількість опадів – 649 мм, середня висота снігового покриву 20см, глибина промерзання 1,5-1,8 м. На даній території переважають темно-сірі і світло-сірі опідзолені чорноземи.[5]

Для встановлення блискавкозахисту було проведено аналіз інтенсивності грозової діяльності на даній території, що складає близько 40-60 годин. Тому приміщення цеху можна віднести до III категорії блискавкозахисту з зоною Б.[6]

2.1.2. Характеристика основних споживачів електричної енергії. Механічний цех підприємства обладнаний токарними, фрезерними, свердлильними, шліфувальними, заточними та іншими видами верстатів та технологічного обладнанням.

Головні приводи верстатів відносяться до режиму роботи з тривалим і змінним навантаженням і повинні мати жорсткі механічні характеристики, адже швидкість обробки деталей та сировини не повинна залежати від короткочасних змін навантаження. Це пояснює використання асинхронних двигунів для яких притаманні саме такі характеристики.

Майже всім електроприймачам цеху необхідне живлення трифазним змінним струмом частотою 50 Гц. Потужність електроприймачів має відносно середнє значення (до 60 кВт, окрім шліфувальних верстатів потужністю 88,5 кВт), тому мережі цехового обладнання забезпечуються відповідним живленням під напругою 380/220В. Іншою групою споживачів електроенергії цеху є приточні та витяжні вентилятори, світильники електроосвітлення, які теж відносяться до споживачів змінного струму.

Відповідно до вимог пункту 1.2.17 [3] та 7.5, 7.6 [7], споживачі електричної енергії цеху відносяться до I та III категорій щодо надійності електропостачання і розподіляються відповідно на 10% та 90%.

До споживачів I категорії віднесемо вентиляційні установки, адже підприємство займається механічною обробкою деталей, має велику кількість відходів в вигляді металевого пилю. Тому необхідно забезпечити надійну, безперебійну роботу системи вентиляції для безпечних умов праці.

Керуючись ПУЕ [3] наведемо визначення даних ЕП.

У складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного, основного обладнання, втраті важливої інформації.

Провівши аналіз електроприймачів підприємства було виконано розподіл що до категорійності електроприймачів, його представлено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані електроприймачів цеху

СПі	Номери на плані цеху	Назва ЕП	k_b	$\cos\phi$	Номінальна потужність p_n , кВт	Категорія надійності ЕП після проведення оцінки
СП№1	40,41	Вентилятор приточний	0,6	0,8	40	I
	38,39	Вентилятор витяжний	0,6	0,8	30	I
СП№2	31-33	Агрегатні верстати	0,3	0,7	12	III
	16-23	Фрезерувальні верстати	0,22	0,5	12	III
	24-26	Свердлильні верстати	0,14	0,6	3,5	III
	11-15	Заточувальні верстати	0,2	0,5	5	III
СП№3	7-10	Обдираючі верстати	0,17	0,5	40	III
	37	Мостовий кран ТВ=60%	0,1	0,5	60	III
СП№4	1-6	Шліфувальні верстати	0,22	0,6	88,5	III
СП№5	27-29	Токарні верстати	0,16	0,6	24	III
	30,34-36	Електротермічні установки	0,6	0,9	20	III
ЩО	Щит основного					III

	освітлення	
ЩАО	Щит аварійного освітлення, звукової сигналізації, аварійних панелей виходу	I

Більшість обладнання підприємства є допоміжним, в основному це верстати для обробки деталей. Тому можемо віднести дані електроприймачі до III категорії надійності, адже зупинка їх електропостачання на деякий термі не призведе до значних матеріальних втрат, і не зашкодить працівникам підприємства.

2.1.3. Класифікація приміщення об'єкту проектування. Розміри цеху А х В х Н= 45х35х10м, де А – довжина;

В – ширина;

Н – висота;

Робочі приміщення мають відокремлення у вигляді цегляної стіни товщиною 20 см, та висотою 3,2 м, по всій території встановлена загальна система вентиляції.

План розміщення електроприймачів цеху представлено на рисунку 2.1.

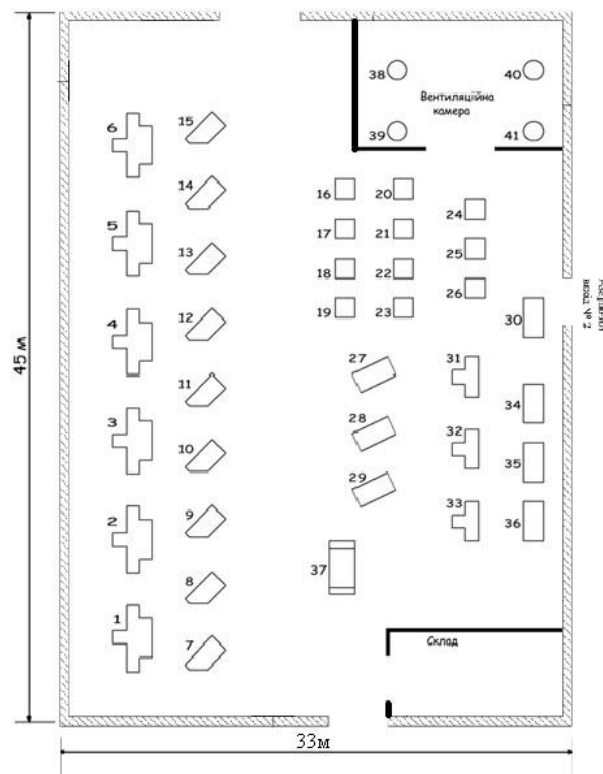


Рисунок 2.1 – План розміщення ЕП механічного цеху

Відповідно [8] цех можна віднести до Категорії Д. (негорючі речовини та матеріали в холодному стані). Відповідно до категорії Д належать механічні майстерні, цехи холодної обробки металу, повітрорудувні станції, склади металу. Однак, необхідно враховувати той фактор, що на підприємстві працює велика кількість витяжних та приточних вентиляторів і даний цех має достатньо високий показник запиленості металевими відходами.

Простір приміщення цеху під час нормальної експлуатації має значну запиленість в вигляді металевого пилу та стружки. Приміщення відноситься до простору де можуть утворюватися небезпечні концентрації суміші або пилові шари надмірної товщини.

Ступінь захисту освітлювальних приладів та струмопровідних частин має бути IP 5X. Так як в цехах підприємства присутні фактори, такі як запиленість приміщень та інші, які можуть негативно впливати на надійну експлуатацію електричного обладнання [9].

Питомі виділення пилу при абразивному заточенню інструменту для обладнання: спеціальні верстати для заточування, верстати для заточування різального інструменту деревообробних верстатів.

Представлені сумарні виділення пилу металеві та абразивної стружки у співвідношенні: 70% пилу металу і 30% пилу абразиву.

2.1.4. Характеристика джерела живлення. Система як джерело живлення задана наступними параметрами:

- 1) Номінальною потужністю вимкнення вимикача, встановленого на лінії зв'язку з системою – 4700 МВА;
- 2) індуктивним опором системи у відносних номінальних одиницях - 0,22;
- 3) струмом однофазного короткого замикання – 19 кА.

2.1.5. Вимоги до якості електричної енергії. Згідно з пунктом 4.2.2.1 [10] встановлені відповідні вимоги до якості електричної енергії.

Номінальне значення частота напруги електропостачання повинна бути 50 Гц.

За нормальних умов роботи середнє значення частоти основної складової

напруги, яку виміряно на проміжку 10 с, має бути в межах:

- 50 Гц \pm 2 % (тобто 49 Гц...51 Гц) протягом 95 % робочого часу на тиждень;

- 50 Гц \pm 15 % (тобто 42,5 Гц...57,5 Гц) протягом 100 % часу вимірювання;

У нормальних робочих умовах, за

- винятком моментів перерв в електропостачанні, змінення напруги не повинні перевищувати \pm 10 % від значення номінальної напруги.

Згідно ДБН В.2.5-23:2010 [5], задовільне значення коефіцієнта потужності має бути рівним 0,95 ($\cos \varphi = 0,95$).

Враховуючи достатньо малий коефіцієнт активної потужності деяких електроприймачів, зрозуміло, що більшість з них будуть споживачами великої кількості реактивної потужності, а тому в подальшому необхідне встановлення компенсуючи пристроїв.

2.1.6. Обґрунтування кількості та місця розміщення силових розподільних пунктів і щитів освітлення. Розміщення СП має відповідати вимогам ПУЕ 4.1.32 - 4.1.36 [3]. Також необхідно враховувати наступні фактори:

- При групуванні електроприймачів до відповідних СП необхідно враховувати потужність, характер роботи, наявність вищих гармонік.

- Варто враховувати категорію надійності ЕП для підключення резервного живлення до відповідних СП.

- Раціональне розташування СП неподалік від електроприймачів дозволить зменшити економічні витрати на кабельну продукцію та монтаж.

- Використання магістральних та радіальних схем в залежності від потужності та характеру ЕП.

- Радіальне під'єднання споживачів, що впливають на параметри напруги, в окремі СП.

- Живлення аварійного освітлення має здійснюватись окремо від загального згідно ДБН В.2.5-28:2018 [11].

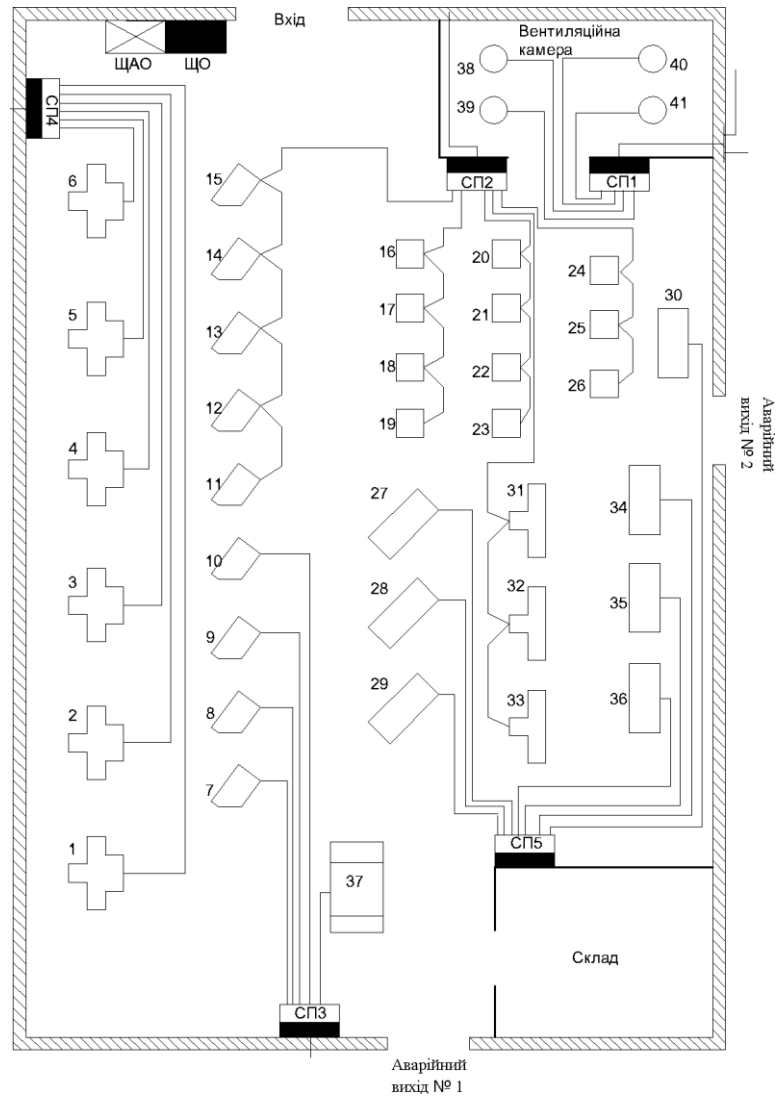


Рисунок 2.2 – План встановлення та підключення ЕП до СП

2.2 Визначення розрахункових навантажень механічного цеху

2.2.1.Методика розрахунку. Визначення розрахункових навантажень для промислового об'єкту виконуємо з використанням форми Ф636-92 згідно [5]:

Розраховується сумарна номінальна потужність:

$$P_{\Sigma H} = N \cdot P_{шт}, \quad (2.1)$$

де n – кількість ЕП;

$P_{\text{ні}}$ - номінальна потужність ЕП;

Проміжну потужність визначаємо за допомогою коефіцієнта використання K_B :

$$P_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H}, \quad (2.2)$$

$$Q_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H} \cdot \text{tg}(\varphi), \quad (2.3)$$

де k_B - коефіцієнт використання;

Розрахунок значення групового коефіцієнта використання:

$$K_B = \frac{\sum P_{\Pi}}{\sum P_{\text{ні}}}, \quad (2.4)$$

Визначення ефективного числа ЕП (n_e):

Якщо $\frac{P_{i \max}}{P_{i \min}} \leq 3$; або $n_p > n_f$ примусово приймаємо значення розрахункової ефективною кількості ЕП рівною фактичній кількості, де $P_{\text{нmax}}$, $P_{\text{нmin}}$ - максимальна та мінімальна потужності окремих електроприймачів.

Визначають коефіцієнт розрахункового навантаження (K_P) в функції від групового коефіцієнту використання і ефективного числа ЕП. K_P визначається методом інтерполяції з довідкових таблиць.

$$\frac{n_{e0} - n_{e1}}{n_{e2} - n_{e1}} = \frac{K_{P0} - K_{P1}}{K_{P2} - K_{P1}}. \quad (2.5)$$

Визначається розрахункова активна потужність:

$$P_P = K_P \cdot \sum P_{\Pi}, \quad (2.6)$$

де K_P - коефіцієнт розрахункового навантаження; Визначається розрахункова реактивна потужність:

$$Q_p = K_Q \cdot \sum Q_{п}, \quad (2.7)$$

де K_Q - коефіцієнт розрахункової потужності може приймати два значення, в залежності від розрахованої ефективної кількості ЕП. У випадку $n_e < 10$, $K_Q = 1.1$, коли $n_e > 10$, $K_Q = 1$;

Повну потужність знайдемо за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.8)$$

Розрахунковий струм знаходимо за формулою, приймаючи той факт, що всі ЕП працюють на напрузі 380 В.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (2.9)$$

2.2.2. Вихідні дані для проведення розрахунку. Вихідні дані для проведення розрахунку навантажень механічного цеху представлені в таблиці 2.2.

2.2.3. Розрахунок електричних навантажень електроприймачів цехової мережі. Розрахунок покажемо на прикладі розрахунку навантаження силового пункту №3 (СП №3):

Розраховується сумарна номінальна потужність:

Для обдираючи верстатів згідно з формулою (2.1):

$$P_{\sum H} = N \cdot P_{пнт} = 4 \cdot 40 = 160 \text{ кВт}$$

Для мостових кранів:

$$P_{\sum H} = N \cdot P_{пнт} = 1 \cdot 60 = 60 \text{ кВт}$$

Таблиця 2.2 – Параметри електроприймачів цехової мережі

СПі	Номери ЕП на плані цеху	Назва ЕП	k_B	$\cos\varphi$	Номінальна потужність p_{Σ} , кВт
СП№1	40,41	Вентилятор приточний	0,6	0,8	40
	38,39	Вентилятор витяжний	0,6	0,8	30
СП№2	31-33	Агрегатні верстати	0,3	0,7	12
	16-23	Фрезирувальні верстати	0,22	0,5	12
	24-26	Свердлильні верстати	0,14	0,6	3,5
	11-15	Заточувальні верстати	0,2	0,5	5
СП№3	7-10	Обдираючі верстати	0,17	0,5	40
	37	Мостовий кран ТВ=60%	0,1	0,5	60
СП№4	1–6	Шліфувальні верстати	0,22	0,6	88,5
СП№5	27-29	Токарні верстати	0,16	0,6	24
	30,34-36	Електротермічні установки	0,6	0,9	20

Коефіцієнт реактивної потужності силових споживачів беремо з таблиці 2.2. Проміжну потужність визначаємо за допомогою коефіцієнта використання K_B :

Для мостового крана за формулою (2.2),(2.3):

$$P_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H} \cdot TB = 0.1 \cdot 60 \cdot 0.6 = 4,647 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H} \cdot \operatorname{tg}(f) \cdot \sqrt{TB} = 0.1 \cdot 60 \cdot \frac{\sqrt{1-0.5^2}}{0.5} \cdot \sqrt{0.6} = 8,05 \text{ квар}$$

Для обдираючі верстатів маємо:

$$P_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H} = 0.17 \cdot 160 = 27,2 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H} \cdot \operatorname{tg}(f) = 0.17 \cdot 160 \cdot \frac{\sqrt{1-0.5^2}}{0.5} = 47,111 \text{ квар}$$

Аналогічним чином визначаємо сумарну номінальні та проміжні потужності для решти ЕП силових пунктів. Результати зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Зведені розрахунки СП№1, СП№2, СП№3, СП№4 та СП№5

Вихідні дані										Проміжні потужності	
За умовою						Довідкові					
Найм. ЕП	n од	Номінальна потужність кВт				P _{nmax} / P _{nmin}	кв/Кв	cos(φ)	tg(φ)	P _p кВт	Q _p кВт
		P _{ні}	P _{нΣ}	P _{ні max}	P _{ні min}						
Вентилятор приточний	2	40,0	80				0,60	0,80	0,75	48	36
Вентилятор витяжний	2	30,0	60				0,60	0,80	0,75	36	27,00
СП1	4		140	40,0	30,0	1,333333	0,60			84	63,00
Агрегатні верстати	3	12,0	36				0,30	0,70	1,02	10,8	11,02
Свердлильні верстати	3	3,5	10,5				0,22	0,50	1,73	2,31	4,00
Заточувальні верстати	5	5,0	25				0,14	0,60	1,33	3,5	4,67
Фрезувальні верстати	8	12,0	96				0,20	0,50	1,73	19,2	33,26
СП2	19		167,5	12,0	3,5	3,428571	0,21			35,81	52,94
Обдираючі верстати	4	40,0	160				0,17	0,50	1,73	27,2	47,11
Мостовий кран ТВ=60%	1	60,0	60				0,10	0,50	1,73	4,64758	8,05
СП3	5		220	60,0	40,0	1,5	0,15			31,84758	55,16
Шліфувальні верстати	6	88,5	531				0,22	0,60	1,33	116,82	155,76
СП4	6		531	88,5	88,5	1,00	0,22			116,82	155,76
Токарні верстати	3	24	72				0,16	0,6	1,333333	11,52	15,36
Електротермічні установки	4	20	80				0,60	0,9	0,484322	48	23,24746
СП5	7		152	24	20	1,20	0,39			59,52	38,60746

Розраховується значення групового коефіцієнта використання за формулою (2.4):

$$K_B = \frac{\sum P_n}{\sum P_H} = \frac{31,85}{220} = 0,15$$

Визначається ефективне число ЕП (n_e):

Якщо $\frac{P_{i \max}}{P_{i \min}} \leq 3$; або $n_p > n_f$ тримусово приймаємо значення розрахункової ефективної кількості ЕП рівною фактичній кількості.

Перевіримо:

$$\frac{P_{n \max}}{P_{n \min}} = \frac{60}{40} = 1,5 < 3$$

$$n_e = \frac{(\sum P_{H \Sigma})^2}{\sum N \cdot (P_{HIT})^2} = \frac{220^2}{29200} = 4,84$$

Оскільки $\frac{r_{\text{нmax}}}{r_{\text{нmin}}} = 1,5 < 3$, приймаємо значення рівним $n_e = 5$.

Визначають коефіцієнт розрахункового навантаження (K_p) в функції від групового коефіцієнту використання і ефективного числа ЕП. K_p визначається методом інтерполяції.

Знаходимо розрахункову активну потужність за формулою (2.6):

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{\text{II}} = 2.215 \cdot 31.85 = 70.54 \text{ кВт.}$$

Визначають розрахункову реактивну потужність за формулою (2.7):

Коефіцієнт розрахункової потужності може приймати два значення, в залежності від розрахованої ефективної кількості ЕП. У нашому випадку $K_Q=1.1$, оскільки $n_e < 10$.

$$Q_p = K_Q \cdot \sum Q_{\text{II}} = 1.1 \cdot 55.16 = 60.67 \text{ квар}$$

Повну потужність знайдемо за формулою (2.8):

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

$$S_p = \sqrt{70.54^2 + 60.67^2} = 93.05 \text{ кВА};$$

Розрахунковий струм знаходимо за формулою (2.9), приймаючи той факт, щовсі ЕП працюють на напрузі 380 В.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{93.05}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 141.37 \text{ А}$$

Аналогічний розрахунок для інших СП зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – зведені розрахунки навантаження цеху

Вихідні дані										Проміжні потужності		Ne розрах	Ne	Kp	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм Iр, А
За умовою						Довідкові									Pp кВт	Qп кВт	Pp кВт	
Найм. ЕП	п од	Номінальна потужність кВт				Pніmax/ Pніmin	кв/Кв	cos(f)	tg(f)	Pп кВт	Qп кВт	Pp кВт	Qp квар	Sp кВА				Iр, А
		Pні	PнΣ	Pні max	Pні min													
Вентилятор приточний	2	40,0	80				0,60	0,80	0,75	48	36							
Вентилятор витяжний	2	30,0	60				0,60	0,80	0,75	36	27,00							
СП1	4		140	40,0	30,0	1,333333	0,60			84	63,00	3,92	4	1,18	99,12	69,3	120,9432	183,75422
												Pніmax/ Pніmin<3						
Агрегатні верстати	3	12,0	36				0,30	0,70	1,02	10,8	11,02							
Свердлильні верстати	3	3,5	10,5				0,22	0,50	1,73	2,31	4,00							
Заточувальні верстати	5	5,0	25				0,14	0,60	1,33	3,5	4,67							
Фрезирувальні верстати	8	12,0	96				0,20	0,50	1,73	19,2	33,26							
СП2	19		167,5	12,0	3,5	3,428571	0,21			35,81	52,94	16,0712	16,0000	1,125	40,28625	52,94128	66,5264	101,0764
Обдираючі верстати	4	40,0	160				0,17	0,50	1,73	27,2	47,11							
Мостовий кран ТВ=60%	1	60,0	60				0,10	0,50	1,73	4,64758	8,05							
СП3	5		220	60,0	40,0	1,5	0,15			31,84758	55,16	4,84	5	2,215	70,54239	60,67779	93,0485	141,37257
Шліфувальні верстати	6	88,5	531				0,22	0,60	1,33	116,82	155,76							
СП4	6		531	88,5	88,5	1,00	0,22			116,82	155,76	6	6	1,515	176,9823	171,336	246,3306	374,26061
Токарні верстати	3	24	72				0,16	0,6	1,333333	11,52	15,36							
Електротермічні установки	4	20	80				0,60	0,9	0,484322	48	23,24746							
СП5	7		152	24	20	1,20	0,39			59,52	38,60746	6,942308	7	1,19	70,8288	42,46821	82,58491	125,47479
							0,39											
ΣСП	41		1210,50	88,50	3,50	25,29	0,27			328,00	365,47	27,36	27,00	0,75	246,00	274,10	368,30	559,58

Щит освітлення. Відповідно до ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення», вважаючи що обробка механічних деталей потребує достатньо великої точності і гарної якості освітлення, характеризуємо роботу як роботу малої точності, розряду 5 В [11].

Тому загальна освітленість має бути близько 200 лк, як для більшості підприємств.

Для розрахунку освітлення в електромеханічному цеху використаємо метод коефіцієнта використання за [12].

Потрібний потік ламп в кожному світильнику Φ знаходиться з формули:

$$\Phi = \frac{E_{\min} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{\eta}; \quad (2.10)$$

де K_3 – коефіцієнт запасу;

E_{\min} – мінімальна освітленість, лк;

F – площа, приміщення, що освітлюється, m^2 ;

z – коефіцієнт нерівномірності освітленості;

η – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників;

Коефіцієнт використання η залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін $\rho_{ст}$, стелі ρ_c , робочої поверхні ρ_p , та від показника приміщення i , який враховує співвідношення розмірів приміщення [12].

Приймаємо:

$$\rho_{ст} = 0,5$$

$$\rho_c = 0,3$$

$$\rho_p = 0,1$$

Коефіцієнт запасу $K_3 = 1,4$; Мінімальна освітленість $E_{\min} = 200$ лк;

Коефіцієнт нерівномірності $z = 1,1$; Площа приміщення:

Враховуємо те, що під загальну площу підпадають ще два приміщення: вентиляційна камера та склад, але висота стін що відгороджують дані приміщення не перешкоджає встановленню загального освітлення на всю площу

приміщення цеху.

$$F = A \cdot B; \quad (2.11)$$

$$F = 45 \cdot 33 = 1485 \text{ м}^2,$$

де A – довжина цехового приміщення; B – ширина цехового приміщення;

Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення (індекс приміщення):

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (2.12)$$

$$h = H - h_c - h_p, \quad (2.13)$$

де $H = 10$ м – висота приміщення цеху;

$h_p = 0,8$ м – висота робочої поверхні над підлогою згідно норм; Висота мостового крану даної потужності складає 7 м, а тому: $h_c = 2$ м – відстань світильників від перекриття;

$$h = 10 - 0,8 - 2 = 7,2 \text{ м.}$$

Тоді:

$$i = \frac{45 \cdot 33}{7,2 \cdot (45 + 33)} = 2,64;$$

$$\eta = 0,62$$

$$\Phi = \frac{E_{\text{мін}} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{n} = \frac{200 \cdot 1,4 \cdot 1485 \cdot 1,1}{0,62} = 737709,677 \text{ (лм)},$$

Визначимо світловий потік однієї лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості, лм [12]:

Нормоване значення освітленості для цеху дорівнює 200 лк. Коефіцієнт мінімальної освітленості $z = 1,15$.

Обираємо значення коефіцієнту запасу $k_3 = 1,8$.

Обираємо промисловий світильник серії LKSR1 $\Phi_{\text{л}} = 18750$ лм, $P_{\text{л}} = 150$ Вт
 $U = 220-240$ В, $\cos(\mu)=0,7$, що представлений на рисунку 2.3.



Рисунок 2.3 - промисловий світильник серії LKSR1

Кількість світильників:

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}}, \quad (2.14)$$

$$N = \frac{737709,677}{18750} = 39,344 \approx 40 \text{ шт.}$$

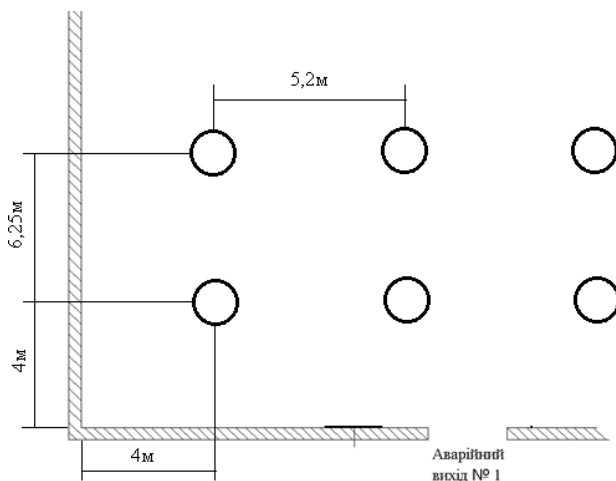


Рисунок 2.4 – схема розміщення світильників

Розрахункова потужність ЩАО. Для забезпечення аварійного освітлення (10 лк) використаємо промисловий світильник серії PACIFIC LED : $\Phi_{\text{л}} = 5000$ лм, $P_{\text{л}} = 58$ Вт $U = 220-240$ В. $\cos(\mu)=0,7$, що представлений на рисунку 2.5.



Рисунок 2.5 - промисловий світильник серії PACIFIC LED

$$\Phi = \frac{E_{\text{зад}} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{\eta} = \frac{10 \cdot 1.4 \cdot 1485 \cdot 1.1}{0.62} = 36885,48$$

$$N = \frac{36885,48}{5000} = 7,377 \approx 8$$

Знайдемо розрахункову потужність ЩО:

Відповідно [11] (пункту 3.21) приймаємо коефіцієнт попиту аварійного освітлення рівним 1.

Також враховуємо 4 світлових покажчиків «ВИХІД» потужністю 40 Вт та 4 пристроїв звукової сигналізації потужності 10 Вт, враховуючи наявність додаткових приміщень.

$$P_{P_ВИХІД} = N \cdot P_N \cdot K_B = 4 \cdot 0,04 \cdot 1 = 0,16 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_ВИХІД} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \text{tg}(\varphi) = 4 \cdot 0,04 \cdot 1 \cdot 0,25 = 0,04 \text{ квар}$$

$$P_{P_ЗВУК} = N \cdot P_N \cdot K_B = 4 \cdot 0,01 \cdot 1 = 0,04 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_ЗВУК} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \text{tg}(\varphi) = 4 \cdot 0,01 \cdot 1 \cdot 0,25 = 0,01 \text{ квар}$$

$$P_{P_ОСВ_ОСНОВНЕ} = N \cdot P_N \cdot K_B = 40 \cdot 0,2 \cdot 0,95 = 7,6 \text{ кВт}$$

$$P_{P_ОСВ_АВАР} = N \cdot P_N \cdot K_B = 8 \cdot 0,2 \cdot 1 = 1,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_ОСВ_ОСНОВНЕ} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \text{tg}(\varphi) = 40 \cdot 0,2 \cdot 0,95 \cdot 0,328 = 2,49 \text{ квар}$$

$$Q_{P_OCB_ABAP} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 8 \cdot 0.2 \cdot 1 \cdot 0.25 = 0.4 \text{квар}$$

$$P_{P_ЩО+ЩАО+ВИХ+ЗВ} = P_{P_OCB_OCH} + P_{P_OCB_ABAP} + P_{P_OCB_ВИХ} + P_{P_ЗВУК} =$$

$$= 0,16 + 0,04 + 7,6 + 1,6 = 9,4 \text{кВт}$$

$$Q_{P_ЩО+ЩАО+ВИХ+ЗВ} = Q_{P_OCB_OCH} + Q_{P_OCB_ABAP} + Q_{P_OCB_ВИХ} + Q_{P_ЗВУК} =$$

$$= 0.04 + 0,01 + 2,49 + 0.4 = 3.39 \text{квар}$$

$$S_{P_ЩО+ЩАО+ВИХ+ЗВ} = \sqrt{(9,4)^2 + (3,39)^2} = 9,99 \text{кВА}$$

$$I_{P_ЩО+ЩАО+ВИХ+ЗВ} = \frac{S_{P_ЩО+ЩАО+ВИХ+ЗВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{0,38}} = \frac{9,99}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 15,18 \text{ А}$$

Цех не потребує встановлення зовнішнього освітлення, адже знаходиться на території підприємства що вже має зовнішню систему освітлення.

2.2.4. Розрахунок навантаження шин низької та високої напруги ТП. Знайдемо загальний коефіцієнт використання по цеху:

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^5 P_{Pi}}{\sum_{i=1}^5 P_{Pi}} = \frac{328}{1210,5} = 0.27$$

Знайдемо ефективну кількість ЕП по цеху за спрощеною формулою при умовах:

$$\frac{P_{\max}}{P_{\min}} = \frac{88,5}{3,5} = 25,29 > 3$$

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^5 P_{Pi}}{P_{\max}} = \frac{2 \cdot (1210,50)}{88,5} = 27.36 \approx 27$$

$$n_e = 27 < n_e = 41$$

$$K_p = 0.75$$

K_p визначається методом інтерполяції за довідниковою таблицею 2 (додаток А). Потужності на шинах низької напруги трансформатора:

$$P_{P_HH} = K_P \sum_{i=1}^5 P_{П_i} + P_{P_OCB_ЩО+ЩАО+ВНХ+ЗВ} \quad (2.15)$$

$$P_{P_HH} = 0.75 \cdot (328) + 9,9 = 255,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_HH} = 0.75 \cdot (365,47) + 3,39 = 277,49 \text{ квар}$$

$$S_{P_HH} = \sqrt{(P_{P_HH})^2 + (Q_{P_HH})^2} = \sqrt{(255,4^2 + 277,49^2)} = 377,13 \text{ кВА}$$

Струм навантаження на шині НН трансформатора:

$$I_{P_HH} = \frac{S_{P_HH}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{377,13}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 573 \text{ А}$$

Втрати активної та реактивної потужності визначаються стандартними коефіцієнтами $0.02 \cdot S_{P_HH}$ та $0.1 \cdot S_{P_HH}$ відповідно.

$$\Delta P = 0.02 \cdot S_{P_HH} = 0.02 \cdot 377,13 = 7,54 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = 0.1 \cdot S_{P_HH} = 0.1 \cdot 377,13 = 37,71 \text{ кВАр}$$

Навантаження на шині ВН трансформатора:

$$S_{P_BH} = (\Delta P + P_{P_HH})^2 + (\Delta Q + Q_{P_HH})^2$$

$$I_{P_BH} = \frac{S_{P_BH}}{U_2 \cdot \sqrt{3}} = \frac{410,48}{10 \cdot \sqrt{3}} = 23,7 \text{ А}$$

$$S_{P_BH} = \sqrt{(7,54 + 255,4)^2 + (37,71 + 277,49)^2} = 410,48 \text{ кВА}$$

Таблиця 2.5– Зведені розрахунки навантаження цеху, та шин НН та ВН цехового ТП

Вихідні дані							Проміжні потужності		Ne розрах	Ne	Kp	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм I _{p,A}			
За умовою				Довідкові			P _p кВт	Q _p кВт				P _p кВт	Q _p квар	S _p кВА				
Найм. ЕП	n од	Номинальна потужність кВт				P _n max/ P _n min			кв/Кв	cos(f)	tg(f)							
		P _n i	P _n Σ	P _n i max	P _n i min													
Вентилятор приточний	2	40,0	80				0,60	0,80	0,75	48	36							
Вентилятор витяжний	2	30,0	60				0,60	0,80	0,75	36	27,00							
СП1	4		140	40,0	30,0	1,333333	0,60			84	63,00		1,18	99,12	69,3	120,9432	183,75422	
												P _n max/ P _n min<3						
Агрегатні верстати	3	12,0	36				0,30	0,70	1,02	10,8	11,02							
Свердлильні верстати	3	3,5	10,5				0,22	0,50	1,73	2,31	4,00							
Заточувальні верстати	5	5,0	25				0,14	0,60	1,33	3,5	4,67							
Фрезирувальні верстати	8	12,0	96				0,20	0,50	1,73	19,2	33,26							
СП2	19		167,5	12,0	3,5	3,428571	0,21			35,81	52,94	16,0712	16,0000	1,125	40,28625	52,94128	66,5264	101,0764
Обдираючі верстати	4	40,0	160				0,17	0,50	1,73	27,2	47,11							
Мостовий кран ТВ=60%	1	60,0	60				0,10	0,50	1,73	4,64758	8,05							
СП3	5		220	60,0	40,0	1,5	0,15			31,84758	55,16	4,84	5	2,215	70,54239	60,67779	93,0485	141,37257
Шліфувальні верстати	6	88,5	531				0,22	0,60	1,33	116,82	155,76							
СП4	6		531	88,5	88,5	1,00	0,22			116,82	155,76	6	6	1,515	176,9823	171,336	246,3306	374,26061
Токарні верстати	3	24	72				0,16	0,6	1,333333	11,52	15,36							
Електротермічні установки	4	20	80				0,60	0,9	0,484322	48	23,24746							
СП5	7		152	24	20	1,20	0,39			59,52	38,60746	6,942308	7	1,19	70,8288	42,46821	82,58491	125,47479
							0,39											
ΣСП	41		1210,50	88,50	3,50	25,29	0,27			328,00	365,47	27,36	27,00	0,75	246,00	274,10	368,30	559,58
ЩО+ЩАО+ВИХІД+ЗВУК															9,40	3,39	9,99	15,18
шини НН															255,40	277,49	377,13	573,00
Втрати STP															7,54	37,71		
шини ВН															262,94	315,21	410,48	23,70

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК ТА ОБРАННЯ СИЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Вибір засобів компенсації реактивної потужності

Згідно ДБН В.2.5-23:2010 [5] задовільне значення коефіцієнта потужності має бути рівним 0,95 ($\cos \varphi = 0,95$).

Необхідно розрахувати коефіцієнт активної потужності для шин НН цехового трансформатора.

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{p_нн}}{S_{p_нн}} = \frac{255,4}{377,13} = 0,67$$

Згідно з попередніми розрахунками (таблиця 2.5) механічний цех споживає 277,5 квар реактивної потужності, тому для зменшення економічних витрат та покращення якості електропостачання необхідне встановлення конденсаторної установки.

Обираємо конденсаторну установку КРМ "ВЕГ" 0,4 250/5 квар середня вартість 50000 грн, [13] технічні характеристики наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – технічні характеристики конденсаторної установки

Технічні характеристики КРМ "ВЕГ" 0,4 250/5	
Номінальна потужність, квар	250
Потужність мінімальної ступені, квар	5
Номінальний струм установки, А	500
Кількість ступенів	8
Набір конденсаторних батарей	50+50+50+50+25+10+10+5
Габарити: висота, ширина, глибина, мм	2000x800x600
Вага, кг	175

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{P_III}}{S_{P_III}} = \frac{255,4}{256,87} = 0,99$$

Однак враховуючи, що загальне значення реактивної потужності для споживачів цеху 277,5 квар, та наявності ступенів регулювання конденсаторної установки, можливо забезпечити регулювання коефіцієнту потужності в межах 0,95, що найбільш вигідно для електроприймачів.

Необхідно врахувати те, що встановлення конденсаторної установки в першу чергу є економічно вигідним, адже зменшить витрати на ТП та електричні мережі. Окупність даної установки становить приблизно один рік, враховуючи масштаб підприємства.

Після установки відповідного компенсуючого пристрою необхідно провести перерахунок таблиці 2.5 і ввести відповідні корективи до таблиці 3.2.

3.2 Вибір цехового трансформатора

Вибір трансформатора реалізується згідно ДСТУ-Н Б В.2.5-80-2015 (пункт 11.16) [7].

Знайдемо густину навантаження цеху:

$$\rho = \frac{S_{P_III}}{S_{A^*B}} = \frac{256,87}{1485} = 0,173 \text{ кВА/м}^2$$

Відповідно до [7] можемо обрати трансформатор ТМГ 400/(10)/0,4, технічні характеристики представлені в таблиці 3.3. Оскільки електроприймачі цеху відносяться до третьої категорії надійності електропостачання, доцільно встановити один трансформатор відповідної потужності.

Розрахуємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{з_ТП} = \frac{S_{P_III}}{S_{II_TP}} = \frac{256,87}{400} = 0,64$$

Таблиця 3.2 – Зведені розрахунки після встановлення конденсаторних батарей

Вихідні дані										Проміжні потужності		Ne розрах	Ne	Kp	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм I _p , А
За умовою					Довідкові			Рр кВт										
Найм. ЕП	n од	Номінальна потужність кВт				P _{ніmax} / P _{ніmin}	кв/Кв	cos(f)	tg(f)	P _п кВт	Q _п кВт	R _{ніmax} / R _{ніmin} <3	R _р кВт	Q _р квар	S _р кВА			
		P _{ні}	R _{нΣ}	P _{ні max}	P _{ні min}													
Вентилятор приточний	2	40,0	80				0,60	0,80	0,75	48	36							
Вентилятор витяжний	2	30,0	60				0,60	0,80	0,75	36	27,00							
СП1	4		140	40,0	30,0	1,333333	0,60			84	63,00	3,92	4	1,18	99,12	69,3	120,9432	183,75422
Агрегатні верстати	3	12,0	36				0,30	0,70	1,02	10,8	11,02							
Свердлильні верстати	3	3,5	10,5				0,22	0,50	1,73	2,31	4,00							
Заточувальні верстати	5	5,0	25				0,14	0,60	1,33	3,5	4,67							
Фрезирувальні верстати	8	12,0	96				0,20	0,50	1,73	19,2	33,26							
СП2	19		167,5	12,0	3,5	3,428571	0,21			35,81	52,94	16,0712	16,0000	1,125	40,28625	52,94128	66,5264	101,0764
Обдираючі верстати	4	40,0	160				0,17	0,50	1,73	27,2	47,11							
Мостовий кран ТВ=60%	1	60,0	60				0,10	0,50	1,73	4,64758	8,05							
СП3	5		220	60,0	40,0	1,5	0,15			31,84758	55,16	4,84	5	2,215	70,54239	60,67779	93,0485	141,37257
Шліфувальні верстати	6	88,5	531				0,22	0,60	1,33	116,82	155,76							
СП4	6		531	88,5	88,5	1,00	0,22			116,82	155,76	6	6	1,515	176,9823	171,336	246,3306	374,26061
Токарні верстати	3	24	72				0,16	0,6	1,333333	11,52	15,36							
Електротермічні установки	4	20	80				0,60	0,9	0,484322	48	23,24746							
СП5	7		152	24	20	1,20	0,39			59,52	38,60746	6,942308	7	1,19	70,8288	42,46821	82,58491	125,47479
ΣСП	41		1210,50	88,50	3,50	25,29	0,27			328,00	365,47	27,36	27,00	0,75	246,00	274,10	368,30	559,58
ЩО+ЩАО+ВИХІД+ЗВУК															9,40	3,39	9,99	15,18
шини НН															255,40	27,49	256,87	390,28
Втрати СТР															5,14	25,69		
шини ВН															260,54	53,18	265,91	15,35

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики трансформатора ТМГ 400/10/0,4 зі зменшеними втратами холостого ходу та короткого замикання

Тип	Потужність, кВА	Номінальна напруга обмотки ВН, кВ	Номінальна напруга обмотки ВН, кВ	Схема і група з'єднання	U_k %	I_{xx} %	Втрати холостого ходу, кВт	Втрати короткого замикання, кВт
ТМ 400	400	10	0,4	Y/Y _{H-0}	5.5	1.0	0,61	4,6

Трансформатори масляні серій ТМГ-400 а також типу ТМ, ТМФ, ТМГФ призначені для роботи в електромережах напругою 6 або 10кВ 35 кВ у відкритих електроустановках в умовах помірного клімату (виконання У1 по ГОСТ 15150-69) і служать для зниження до встановленого рівня споживання.

Основні експлуатаційні характеристики ТМГ-400

Гарантований термін експлуатації трансформатора ТМГ-400 – 3 роки від дня введення трансформатора в експлуатацію.

Встановлений напрацювання на відмову – не менше 25000 год.

Повний термін служби ТМГ-400 – не менше ніж 30 років.

Частота мережі живлення - 50Гц.

Напруга за ВН – 6; 6,3; 10; 10,5; 27,5; 35 кВ.

Напруга на боці ПН – 0,4; 0,23 та 0,69 кВ.

Наявність санчат і спеціального контактного з'єднання на висновках ВН і НН для підключення кабелів без наконечників, дозволяє виконати монтаж ТМГ 400 кВА максимально швидко.

Трансформатор ТМГ-400 складається з бака з радіаторами, кришки бака, активної частини.

Бак забезпечений пробкою для взяття проби олії та пластиною для заземлення трансформатора. Зовнішня поверхня бака пофарбована атмосферостійкими сірими, світло-сірими або темно-сірими фарбами (можлива зміна тону забарвлення). Усі ущільнення трансформатора виконані з маслостійкої гуми.

На кришці трансформаторів ТМ та ТМГ встановлені:

- введення ВН та ПН;
- привід перемикача;
- петлі для підйому трансформатора;
- запобіжний клапан (на трансформаторах типу ТМГ та ТМГФ) ;
- мембранно-запобіжний пристрій;
- мано вакуумметр.

Рівень олії в трансформаторах контролюється візуально за вказівником рівня олії, що розташований на стінці бака.

За наявності термовузла додатково здійснюється контроль температури верхніх шарів олії у баку трансформатора спиртовим термометром.

3.3 Обґрунтування виду виконання та комплектації підстанції механічного цеху

Для об'єкту проектування доцільно встановити комплектну трансформаторну підстанцію тупикову – КТП1 потужністю 400 кВА напругою 10/0,4 [14].

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) – електротехнічний пристрій для прийому, перетворення та розподілу електроенергії трифазного змінного струму та що складаються з пристрою з боку вищої напруги (ВН), силового трансформатора, розподільного пристрою з боку нижчої напруги (НН) та шинопроводів між ними, що поставляються у зібраному або підготовленому для збирання вигляді.

Комплектні трансформаторні підстанції прохідного або тупикового типу зовнішньої установки потужністю 25...1000 кВА, напругою 10(6)/0,4 кВ, з повітряним введенням на стороні вищої напруги (далі – ВН), з повітряним виведенням на стороні нижчої напруги (далі – ПН)), призначені для прийому, перетворення та розподілення електроенергії трифазного струму частотою 50 Гц,

що виготовляються для різних галузей народного господарства.

Нормальними умовами роботи КТП є:

- висота над рівнем моря – не більше ніж 1000 м;
- нижнє значення робочої температури повітря – мінус 45°C;
- верхнє значення робочої температури повітря – плюс 40°C;
- навколишнє середовище – невибухонебезпечна, що не містить

струмопровідного пилу, агресивного пилу і пари в концентраціях, що руйнують метали і ізоляцію.

КТП призначені для роботи в умовах трясіння, вібрації, ударів.

КТП1 встановлюються на найпростіший бетонний фундамент висотою 0,2 м(рисунок 3.1). Ввід ВН і виводи НН виконані кабельною лінією. На стороні НН установлені автоматичні вимикачі (однолінійна схема КТП показана на рисунку 3.2).

В комплекті поставки КТП1 входять шафи УВН і РУНН, силовий трансформатор, роз'єднувач зовнішньої установки РЛНДз – 10/630. Струм термічної стійкості на стороні ВН протягом 1 с – 5 кА. Струм електродинамічної стійкості на стороні ВН – 12,5 кА [14] технічні дані представлені в таблиці 3.4



Рисунок 3.1 – Загальний вигляд КТП1

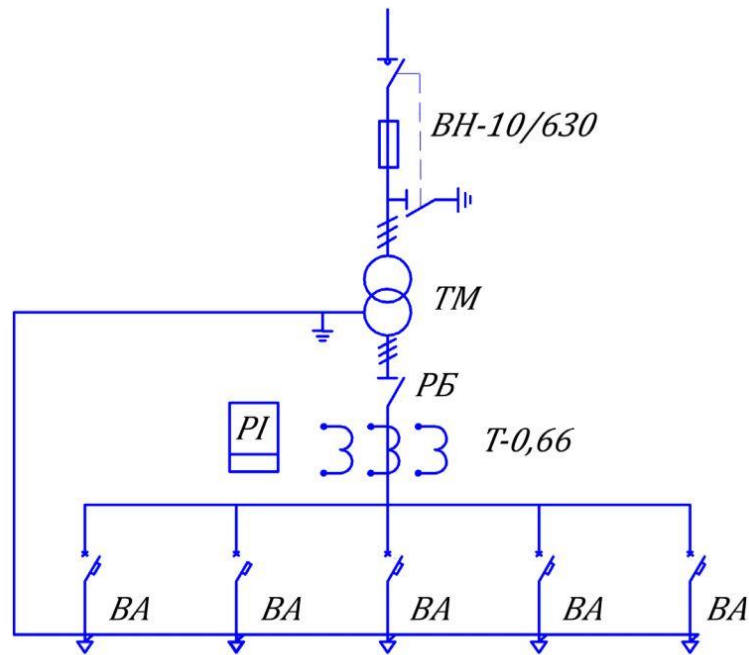


Рисунок 3.2 – Однолінійна схема КТП 1

Таблиця 3.4 – Технічні дані КТП 1

Позначення	Потужність, кВ·А	Номинальний струм, А та кількість відходящих ліній	Вага з тр-ром, кг
КТПт (тупикова)	25	31,5 - 3 шт	980*
	40	31,5 - 2 шт., 63 - 1 шт	1100*
	63	63 - 2 шт., 80 - 1 шт	1850*
	100	63 - 2 шт., 80 - 1 шт., 100 - 1 шт. 1900	1900*
	160	80 - 1 шт., 100 - 1 шт., 160 - 2 шт	1920*
	250	100 - 2 шт., 200 - 2 шт	2155*
	400	100 - 2шт., 160 - 1 шт., 200 - 1 шт., 400 - 1 шт	2900*
	630	100 - 2 шт., 160 - 2 шт., 200 - 1 шт., 400 - 1 шт	3100*

.4.

3

3.4 Розрахунок живильних і розподільних електричних мереж

Для вибору кабелю необхідно знайти номінальний струм кожного ЕП окремо.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot \cos(\mu)} \quad (3.1)$$

Зведемо розрахунки в таблицю 3.5

Таблиця 3.5 – Розрахункові номінальні струми ЕП

Електроприймач	Струм (А)
Вентилятор приточний	76,0
Вентилятор витяжний	57,0
Агрегатні верстати	26,0
Свердлильні верстати	10,6
Заточувальні верстати	12,7
Фрезирувальні верстати	36,5
Обдираючі верстати	121,5
Мостовий кран ТВ=60%	182,3
Шліфувальні верстати	224,1
Токарні верстати	60,8
Електротермічні установки	33,8

Враховуючи наявність механічних відходів,пилу та наявності великої кількості потужних електроприймачів, лінії живлення ЕП будемо прокладати в підлозі з використанням металевих труб. Застосовуємо кабель АВВГ (мінімально допустимі перерізи кабелів обираємо з ПУЕ [3] таблиця 1.3.12).

Для внутрішньо цехового освітлення більш доцільно обрати кабель ВВГ, що буде заправлений в гофру та прокладений вздовж стін і підведений до світильників.

Таким же чином буде виконане аварійне освітлення і звукова сигналізація.

Також необхідно обрати шафи силових пунктів та щити освітлення, основнота аварійного з відповідним класом захисту IP53 враховуючи наявність шкідливих чинників. Обране обладнання зводимо до таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Обладнання цехової розподільної мережі 0,4 кВ

СП і	Електроприймачі	I ном(А)	Силова шафа	Автомат. Вим	Кабель	Труба\гофра d(мм)
СП1	Вентилятор приточний	76	СПМ 75-3У3 2х63А, 3х100А IP53	ВА-2003 3П 80А	АВВГ 4х25 93А	Труб.мет. d=26
	Вентилятор приточний	76		ВА-2003 3П 80А	АВВГ 4х25 93А	Труб.мет. d=26
	Вентилятор витяжний	57		Hager 3f,D,63А	Аввг 4х16 67А	Труб.мет. d=22
	Вентилятор витяжний	57		Hager 3f,D,63А	АВВГ 4х16 67А	Труб.мет. d=22
СП2	Агрегатні верстати	78	СПМ 75-1У3 3х100А, 2х250А IP53	ВА-2003 3П 80А	АВВГ 4х25 93А	Труб.мет. d=26
	Агрегатні верстати					
	Агрегатні верстати					
	Свердильні верстати	31,8		ВА-2003 3П 50А	АВВГ 4х6 41А	Труб.мет. d=20
	Свердильні верстати					
	Свердильні верстати					
	Заточувальні верстати	63,5		ВА-2003 3П 80А	АВВГ 4х25 93А	Труб.мет. d=26
	Заточувальні верстати					
	Заточувальні верстати					
	Заточувальні верстати					
	Фрезирувальні верстати	146		ВА-2003 3-П 160А	АВВГ 4х70 165А	Труб.мет. d=35
	Фрезирувальні верстати					
	Фрезирувальні верстати					
	Фрезирувальні верстати					
	Фрезирувальні верстати	146		ВА-2003 3-П 160А	АВВГ 4х6=70 165А	Труб.мет. d=35
	Фрезирувальні верстати					
Фрезирувальні верстати						
Фрезирувальні верстати						
СП3	Обдираючі верстати	121,5	СПМ 75-7У3 5х250А IP53	ВА 2004\250 3-П 125А	АВВГ 4х50 137А	Труб.мет. d=35
	Обдираючі верстати	121,5		ВА 2004\250 3-П 125А	АВВГ 4х50 137А	Труб.мет. d=35
	Обдираючі верстати	121,5		ВА 2004\250 3-П 125А	АВВГ 4х50 137А	Труб.мет. d=35
	Обдираючі верстати	121,5		ВА 2004\250 3-П 125А	АВВГ 4х50 137А	Труб.мет. d=35
	Мостовий кран ТВ=60%	182,3		ВА 2004\250 3-П 200А	АВВГ 4х95 197А	Труб.мет. d=38
СП4	Шліфувальні верстати	224,1	СПМ 75-7У3 6х250А IP53	ВА 2004\250 3-П 250А	АВВГ 4х150 254А	Труб.мет. d=46
	Шліфувальні верстати	224,1		ВА 2004\250 3-П 250А	АВВГ 4х150 254А	Труб.мет. d=46
	Шліфувальні верстати	224,1		ВА 2004\250 3-П 250А	АВВГ 4х150 254А	Труб.мет. d=46
	Шліфувальні верстати	224,1		ВА 2004\250 3-П 250А	АВВГ 4х150 254А	Труб.мет. d=46
	Шліфувальні верстати	224,1		ВА 2004\250 3-П 250А	АВВГ 4х150 254А	Труб.мет. d=46
	Шліфувальні верстати	224,1		ВА 2004\250 3-П 250А	АВВГ 4х150 254А	Труб.мет. d=46
СП5	Токарні верстати	60,8	СПМ 75-4У3 8х63А IP53	Hager 3f,D,63А	АВВГ 4х16 67А	Труб.мет. d=26
	Токарні верстати	60,8		Hager 3f,D,63А	АВВГ 4х16 67А	Труб.мет. d=26
	Токарні верстати	60,8		Hager 3f,D,63А	АВВГ 4х16 67А	Труб.мет. d=26
	Електротермічні установки	33,8		ВА-2003 3П 50А	АВВГ 4х6 41А	Труб.мет. d=20
	Електротермічні установки	33,8		ВА-2003 3П 50А	АВВГ 4х6 41А	Труб.мет. d=20
	Електротермічні установки	33,8		ВА-2003 3П 50А	АВВГ 4х6 41А	Труб.мет. d=20
	Електротермічні установки	33,8		ВА-2003 3П 50А	АВВГ 4х6 41А	Труб.мет. d=20
ЩО	Освітлення основне	12,2	OVT-ELS IP53	ВА-47-29 25А	ВВГ 3х1,5 16А	Гофр.труб.ДКС d=16
ЩАО	Освітлення аварійне+ звук	1,08	OVT-ELS IP53	ВА-46-1,5 А	ВВГ 3х1,5 16А	Гофр.труб.ДКС d=16

3.5 Вибір ліній живлення силових пунктів

КТП1 розташована на території підприємства і знаходиться на відстані 10 м від цеху. Від шин НН прокладено кабельні лінії 0,4 кВ, що забезпечують живлення СП.

Глибина прокладання кабельної лінії нормується згідно [3].

Для вибору кабельних ліній необхідно використати номінальні струми для кожного СП, що представлені раніше в таблиці 2.5. Після вибору типу кабелю необхідно виконати перевірку за допустимим струмом, враховуючи умови прокладання кабелю.

Вихідні дані та розраховані параметри представлені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Розрахунок елементів мережі 0,4 кВ

Силовий пункт	Відстань від ТП до СП +10%, м.	$I_{ном}, A$	Кабель	$r_0,$ Ом/км	x_0 Ом/км	$I_{доп}, A$	$\Delta U, \%$
СП1	25	183,75	АВВГ 4x95 мм	0,32	0,08	197	0,90
СП2	25	101	АВВГ 4x35 мм	0,868	0,08	112	0,95
СП3	35	141,3	АВВГ 4x50 мм	0,641	0,08	137	2,25
СП4	25	374,3	2 x АВВГ 4x120 мм	0,253	0,08	224	1,42
СП5	50	125,5	АВВГ 4x50 мм	0,641	0,08	137	2,03
ЩО+ЩАО+ЗВУК	15	15,2	АВВГ 4x4 мм	7,41	0,08	34	0,02

Виконаємо перевірку обраного кабелю АВВГ 4x95 мм на прикладі СП1 за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{сп_1} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2$$

де: K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,06$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+5^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабелів 1 приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$183,75197 \cdot 1,06 \cdot 1 = 208,82 \text{ A.}$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги.

$$\Delta U < \Delta U_{доп};$$

$$\Delta U_{доп} = 5\%;$$

$$\Delta U(\%) = \frac{P \cdot R \cdot l + Q \cdot X \cdot l}{U_{л}^2}$$

де - P - активна потужність що передається по лінії, кВт; Q - реактивна потужність передається по лінії, квар;

R - питомий активний опір кабельної лінії, Ом /км;

X - питомий індуктивний опір кабельної лінії, Ом / км; L - довжина кабельної лінії, км;

$U_{л}$ - лінійна напруга мережі, В;

$$\Delta U(\%) = \frac{10^5 \cdot (P \cdot R \cdot l + Q \cdot X \cdot l)}{U_{л}^2} = \frac{10^5 \cdot (99,12 \cdot 0,32 + 69,3 \cdot 0,08) \cdot 0,035}{380^2} = 0,9(\%).$$

$$0,9 < 5\%.$$

Розрахунки для інших СП показали, що втрати напруги не перевищують 5%.

Схема приєднання СП до ТП наведена на рисунку 3.3

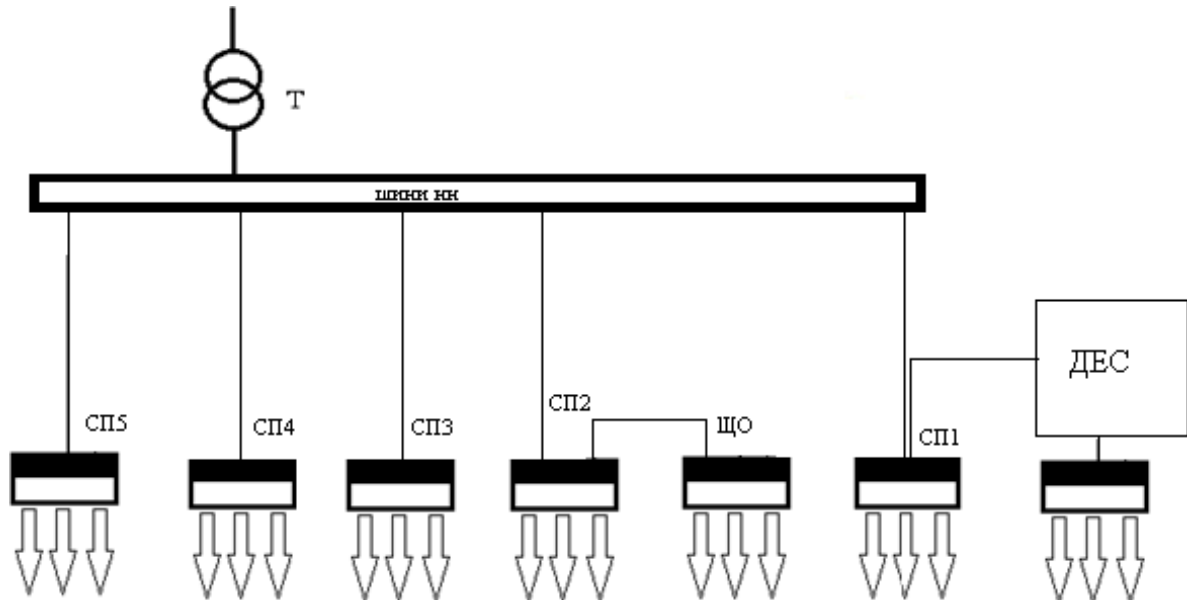


Рисунок 3.3 – Схема приєднання СП до ТП

3.6 Вибір кабелю живлення цехової ТП

Цехова КТП1 живиться від РП 10 кВ. КТП1 – тупикового типу, відстань від РП складає 0,8 км, необхідно обрати кабельну лінію для живлення цехової КТП1 з врахуванням навантаження на шинах ВН. Обираємо кабель АПвП 3х35 10 кВ з допустимим струмовим навантаженням при прокладці в траншеї 119 А.. Перевіримо кабель за умовою допустимого струму та падіння напруги.

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{КТП} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації,

приймаємо $K_I=1,06$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+5^\circ \text{C}$.

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель 1, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$15,35 < 119 \cdot 1,06 \cdot 1 = 126,14 \text{A.}$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги.

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}};$$

$$\Delta U_{\text{доп}} = 5\%;$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot (P \cdot R \cdot l + Q \cdot X \cdot l)}{U_n^2} = \frac{10^5 \cdot (260,54 \cdot 0,868 + 53,18 \cdot 0,095) \cdot 0,8}{10000^2} = 0,185\%;$$

$$0,185 < 5\%.$$

Умова виконується.

Розрахунки для інших СП показали, що втрати напруги не перевищують 5%.

3.7 Вибір комутаційної апаратури розподільної мережі

Автоматичні вимикачі (АВ) – використовуються для проведення струму у нормальному режимі і роз'єднання електричних кіл при коротких замиканнях, перевантаженнях та значному зниженні напруги

АВ використовують для оперативних вмикань та вимикань електричних кіл напругою до 220 В постійного, 380 В змінного струму частотою 50 Гц.

Початковий вибір АВ для ліній що живлять електроприймачі представлено в таблиці 3.8.

Для монтажу комутаційної апаратури використовуємо найбільш універсальний і зручний метод. У ввідній шафі РУВН змонтовано два

триполюсних роз'єднувачі для під'єднання кабельних ліній, вимикач навантаження – для відключення трансформатора та запобіжники для захисту мережі від КЗ в трансформаторі.

У шафах РУНН 0,38 кВ розташовані збірні шини, які через вступний автоматичний вимикач з'єднуються шинами виводів трансформатора.

В комплекті підстанції передбачено роз'єднувач зовнішньої установки РЛНДз-10/630.

Таблиця 3.8 – Вибір автоматичних вимикачів для СП[15],[16]

Силовий Пункт	I_p , А	Автомат захисту
СП 1	183,75	ВА88-35 3Р 200А 25кА ІЕК
СП 2	101	ВА88-32 3Р 125А 25кА ІЕК
СП 3	141,3	ВА88-33 3Р 160А 25кА ІЕК
СП 4	374,3	ВА88-37 3Р 400А 25кА ІЕК
СП 5	125,5	ВА88-33 3Р 160А 25кА ІЕК
ЩО	12,2	ВА47-29 1п С 16А ІЕК
ЩАО	1,08	ВА47-29 2п В <5А ІЕК

Також в якості комутаційних апаратів з видимим розривом використаємо роз'єднувачі. Головне їх призначення – забезпечення видимого розриву та безпеки при виконанні ремонтних робіт та обслуговування КТП.

Вибір ввідних роз'єднувачів на шинах НН представлено в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Вибір роз'єднувачів для шин НН КТП [16]

№СП	I_p , А	Роз'єднувач
СП1	183,75	ВР32-35 В31250 250А
СП2	101	ВРП32-31 В31250 100А
СП3	141,3	ВР32-35 В31250 250А
СП4	374,3	ВР32-37 В31250 400А
СП5	125,5	ВР32-35 В31250 250А

Вибір апаратури живильної мережі. КТП 1 відповідно до каталогу [14],[16] в комплекті поставки по замовчуванню входить роз'єднувач зовнішньої установки

установки РЛНДз-10/630.

Роз'єднувачі серії РЛНДз призначені для включення і відключення під напругою знеструмлених ділянок ланцюга з класом напруги 6, 10 кВ, також використовуються для заземлення відключених ділянок за допомогою стаціонарних заземлювачів. Технічні характеристики установки представлені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Основні технічні характеристики РЛНДз-10/630

Параметр	Значення
Ном. Напруга, кВ	10
Макс. Роб. Напруга, кВ	12
Ресурс механічної стійкості, тисяч циклів	10
Тип приводу	ручний
Вага, кг	30

Вибір трансформатора струму. Під час вибору трансформаторів струму для приладів обліку та проведення відповідних вимірювань необхідно використовувати рекомендації та дані зазначені в [3]. ТС дозволяють виконати лінійне перетворення і здійснити облік або контроль за допомогою звичайних однофазних чи трифазних лічильників.

При виборі трансформатора потрібно враховувати його місце розташування (закриті або відкриті розподільні установки, вмонтовані системи), а також конструктивні особливості виконання (прохідні, шинні, опорні, роз'ємні).

Для вибору ТС необхідно враховувати струм, який повинен бути рівним або більшим максимального струму електроустановки, з врахування аварійних режимів.

В нашому випадку ТС необхідний для проведення відповідних вимірювань, забезпечення релейного захисту, підключення приладів обліку.

Первинна обмотка ТС підключається до шин НН трансформатора, а до вторинної приєднуються прилади обліку та відповідне обладнання для контролю

технічних показників.

ТС працюватиме на напрузі 0,4 кВ та відповідним, розрахунковим струмом первинної обмотки 390 А.

Обираємо трансформатор струму Т-0,66 400/5 з класом точності 0,5s [17], технічні характеристики наведені в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Технічні характеристики ТС Т-0,66 400/5 0,5s

Параметр	Значення
Клас точності	0,5s
Номінальна напруга, кВ	0,66
Частота мережі, Гц	50-60
Номінальний струм, А	400
Мінімальний первинний струм, А	50
Максимальний первинний струм, А	400
Вторинний струм, А	5
Принцип перетворення струму	електромагнітний
Можливість короткочасного перевантаження, %	20
Вага, кг	0,9

РОЗДІЛ 4

ПЕРЕВІРКА ОБРАНОГО ОБЛАДНАННЯ

4.1 Перевірка обладнання з високовольтного боку мережі

Зазвичай, струми КЗ значно більші ніж струми нормального режиму, тому їх розрахунок в першу чергу є доцільним для підвищення надійності та безпеки роботи системи електропостачання.

Розрахунок струмів КЗ як при проектуванні систем і елементів електропостачання, так і при аналізі роботи існуючих систем переслідує дві мети:

- визначення максимально можливих струмів КЗ для перевірки провідників і апаратів на термічну і динамічну стійкість до струмів КЗ, для вибору заходів щодо обмеження струмів КЗ або часу їх дії;
- визначення мінімально можливих струмів КЗ для перевірки чутливості захисту, правильного вибору систем і параметрів спрацювання захисту і визначення максимально можливого часу спрацювання захисту.

В залежності від мети проведення розрахунку струмів КЗ визначаються: вимоги до точності розрахунків, розрахункові умови проектованої системи, можливі допущення. При виборі апаратури і провідників які мають великий струмовий крок відключення, допускається виконання наближених розрахунків які в кінцевому результаті не вплинуть на надійність системи.

В даній роботі розрахунок струмів КЗ вище 1кВ проведено у відносних базисних одиницях за наближеним зведенням. Для рівня напруги нижче 1кВ розрахунок проводимо в іменованих одиницях.

4.1.1.Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ. Для виконання перевірки комутаційної апаратури, необхідно виконати розрахунок КЗ та знайти відповідні струми окремих вузлів. Приймаємо за розрахункові точки – шини приєднання вимикачів та комутаційних апаратів і

виконуємо розрахунок трифазного КЗ для даних точок. Також необхідно враховувати, що розрахунковий час буде рівним нулю.

Побудова розрахункової схеми та розрахунок параметрів елементів схеми заміщення. На схему РС наносимо основні параметри елементів системи електропостачання, розрахунок проводимо з точністю до третього знаку після коми. РС представлена на рисунку 4.1. Вихідні дані розрахункової схеми представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані елементів розрахункової схеми

Повітряна та кабельні лінії									
Ділянка	Кількість та переріз жил, мм ²	l ₀ , км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	I _{доп} , А				
КЛ1	3x240	1,5	0,125	0,075	415				
КЛ2	3x35	0,8	0,868	0,095	132				
ПЛ	240	8	0,118	0,405	610				
Т (ТДТН 25000/110)									
S _Н , МВ А	U _{ВН} , кВ В	U _{СН} , кВ В	U _{НН} , кВ В	u _{КВ-Н} , %	u _{КВ-С} , %	u _{КВ-Н} , %	ΔP _К , кВт	ΔP _{ХХ} , кВт	ІКЗ, %
25	115	38,5	11	17,5	10,5	6,5	130	21	0,31

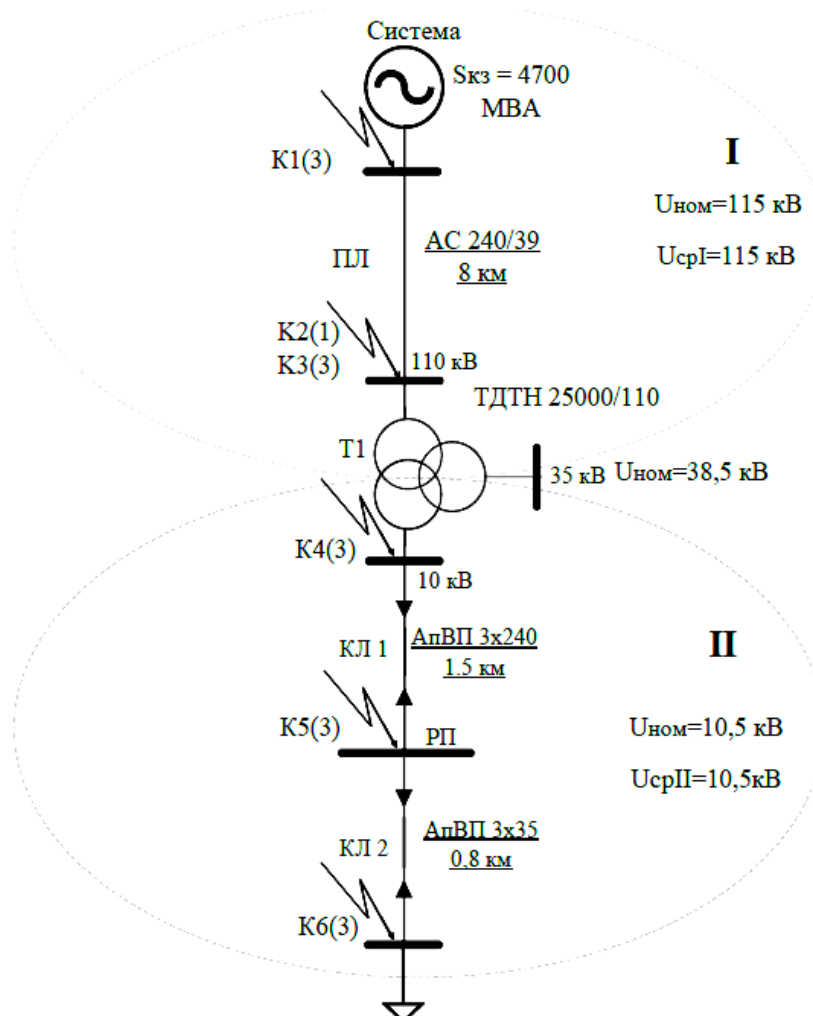


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема електричної мережі напругою вище 1 кВ

На розрахунковій схемі позначені номінальні напруги трансформатора Т1: $U_1 = 115\text{кВ}$, $U_2 = 38,5\text{кВ}$, $U_3 = 10,5\text{кВ}$. Середні номінальні напруги ступенів I та II відповідно становлять: $U_{cpl} = 115\text{кВ}$, $U_{cplI} = 10,5\text{кВ}$. Приймаємо за базисну потужність $S_{\delta} = 4700\text{МВА}$ та напругу $U_{\delta} = U_{cpl} = 115\text{кВ}$.

Параметри системи задані номінальною потужністю вимкнення вимикача, встановленого на лінії зв'язку з системою. Вважаємо, що при трифазному КЗ безпосередньо за вимикачем $S_{КС}^{(3)} = S_{\text{відк}} = 4700\text{МВ\AA}$, $I_{КС}^{(1)} = 19\text{кА}$.

Відповідно до таблиці 3.11 визначаємо параметри елементів схеми заміщення.

1) Енергосистеми:

$$\begin{aligned} r_{c*\delta} &= 0; \\ x_{c*\delta} &= \frac{S_{\delta}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{4700}{4700} = 1; \\ E_{c*\delta}'' &= U_{cpl} \cdot \frac{1}{U_{\delta}} = 115 \cdot \frac{1}{115} = 1. \end{aligned}$$

2) Повітряної лінії ПЛ (8 км) 110 кВ:

$$\begin{aligned} x_{\text{ПЛ}*\delta} &= x_{0\text{ПЛ}} \cdot l_{\text{ПЛ}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,405 \cdot 8 \cdot \frac{4700}{115^2} = 1,151; \\ r_{\text{ПЛ}*\delta} &= r_{0\text{ПЛ}} \cdot l_{\text{ПЛ}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,118 \cdot 8 \cdot \frac{4700}{115^2} = 0,335. \end{aligned}$$

3) Кабельних ліній КЛ1(1,5 км) та КЛ2 (0,8 км) 10 кВ:

$$\begin{aligned} x_{\text{КЛ1}*\delta} &= x_{0\text{КЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,075 \cdot 1,5 \cdot \frac{4700}{10,5^2} = 4,795; \\ r_{\text{КЛ1}*\delta} &= r_{0\text{КЛ1}} \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,125 \cdot 1,5 \cdot \frac{4700}{10,5^2} = 7,99. \end{aligned}$$

$$X_{KL2*6} = X_{0KL2} \cdot I_{KL2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,095 \cdot 0,8 \cdot \frac{4700}{10,5^2} = 3,239;$$

$$r_{KL2*6} = r_{0KL2} \cdot I_{KL2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,868 \cdot 0,8 \cdot \frac{4700}{10,5^2} = 29,602.$$

4) Для триобмоткових трансформаторів їх відносно-номінальні опори з'єднані трикутником, а заміщуються з'єднанням зіркою. Схема заміщення з розрахунковими параметрами у ВН представлена на рисунку 4.2.

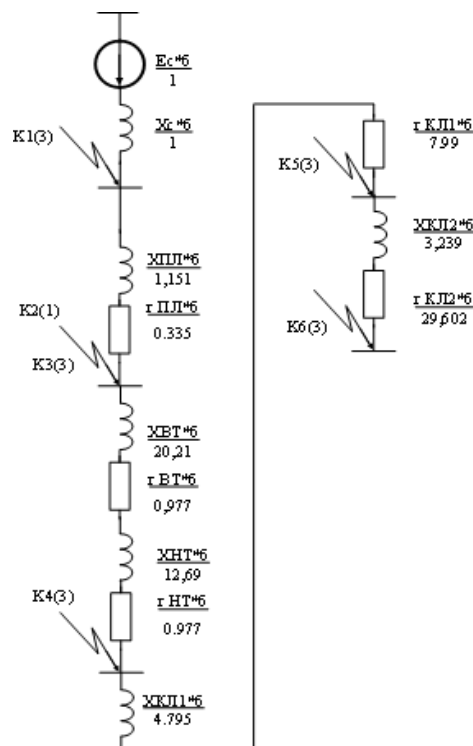


Рисунок 4.2 – Схема заміщення

$$u_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (u_{K.BC} + u_{K.BH} - u_{K.CH}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%;$$

$$u_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (u_{K.BH} + u_{K.CH} - u_{K.BC}) = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%;$$

$$u_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (u_{K.CH} + u_{K.BC} - u_{K.BH}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\%;$$

$$r_{BT*6} = r_{CT*6} = r_{YT*6} = \frac{\Delta P_{\kappa} S_{\delta}}{S_{T.ном}^2} = \frac{130 \cdot 4700 \cdot 10^3}{25000^2} = 0,977;$$

$$x_{BT*б} = \frac{u_{KB}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{T.ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{4700 \cdot 10^3}{25000} = 20,21;$$

$$x_{HT*б} = \frac{u_{KH}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{T.ном}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{4700 \cdot 10^3}{25000} = 12,69.$$

$$x_{CT*б} = \frac{u_{KH}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{T.ном}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{4700 \cdot 10^3}{25000} = -0,47.$$

Розрахунок трифазного короткого замикання. Розрахунки струмів КЗ виконуються для перевірки вибраних параметрів електрообладнання, а також для перевірки уставок релейного захисту та автоматики. Основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ для найбільш важкого режиму роботи мережі. Врахування аперіодичної складової проводиться наближено, виходячи з припущення, що вона має максимальне значення в розглянутій фазі.

За допомогою розрахунків струмів КЗ визначають:

- ударний струм КЗ для перевірки електричних ізоляторів та апаратів на динамічну стійкість;
- найбільше діюче значення повного струму КЗ для перевірки електричних апаратів на стійкість;
- усталений струм КЗ для перевірки термічної стійкості електричних апаратів, шин, прохідних ізоляторів та кабелів; діюче значення повного струму КЗ для різноманітних моментів для вибору вимикачів високої напруги та настройки релейного захисту;
- потужність короткого замикання для перевірки вимикачів за максимально допустимою потужністю відключення.

Для знаходження діючого значення трифазного струму КЗ спочатку виконаємо еквівалентування схеми заміщення. Для трифазного КЗ в точці К6:

- знайдемо еквівалентний опір схеми заміщення:

$$x_{\Sigma K6*6} = x_{c*6} + x_{III*6} + x_{BT*6} + x_{HT*6} + x_{KЛ1*6} + x_{KЛ2*6} =$$

$$= 1 + 1,151 + 20,21 + 12,69 + 4,795 + 12,149 = 43,085;$$

$$r_{\Sigma K6*6} = r_{c*6} + r_{III*6} + r_{BT*6} + r_{HT*6} + r_{KЛ1*6} + r_{KЛ2*6} =$$

$$= 0 + 0,335 + 2 \cdot 0,977 + 7,99 + 29,602 = 39,881;$$

- побудуємо еквівалентну схему заміщення для точки К6. Схема представлена на рисунку 4.3.

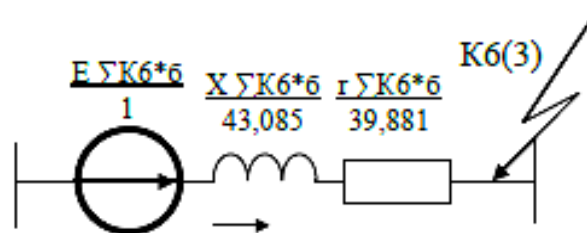


Рисунок 4.3 – Еквівалентна схема заміщення для точки К6

Аналогічно розраховуємо значення еквівалентних опорів для інших точок. Результати розрахунку зводимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Зведені значення еквівалентного опору для всіх точок КЗ

Точка КЗ	$r_{\Sigma i*6}$	$x_{\Sigma i*6}$	$z_{\Sigma i*6}$
К1	0	1	1
К3	0,335	2,151	2,177455
К4	2,289	35,051	35,12623
К5	10,279	39,846	41,15302
К6	39,881	43,085	58,71491

При розрахунку ударного струму КЗ на виводах автономних джерел, а також синхронних і асинхронних електродвигунів допускається вважати, що:

ударний струм настає через 0,01 с після початку КЗ;

- амплітуда періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = 0,01$ с дорівнює амплітуді цієї складової в початковий момент КЗ.

Проводимо розрахунок для найбільш віддаленої точки К6.

Періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою з врахування віддаленості точок КЗ. Тому її можна визначити, як:

$$I''_{K6} = I_{П.0K6} = \frac{E''_{\Sigma K6*6}}{\sqrt{r_{\Sigma K6*6}^2 + x_{\Sigma K6*6}^2}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{39,881^2 + 43,085^2}} \cdot \frac{4700}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,401 \text{ кА},$$

де I''_{K6} , $I_{П.0K6}$ діючі значення відповідно початкового надперехідного струму для моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ, кА;
 I_{6j} – базисний струм на j -й ступені напруги:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}.$$

Визначаємо сталу затухання аперіодичної складової для системи:

$$T_{aK6} = \frac{x_{\Sigma K6*6}}{\omega \cdot r_{\Sigma K6*6}} = \frac{43,085}{2\pi \cdot 50 \cdot 39,881} = 0,003 \text{ с},$$

де $\omega = 2\pi \cdot f$ – кутова частота.

Визначаємо ударний коефіцієнт, враховуючи значення сталої часу затухання аперіодичної складової та час настання ударного струму:

$$\kappa_{yK6} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{aK6}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,003}} = 1,035,$$

Враховуючи значення над перехідного струму та ударного коефіцієнту, знаходимо ударне значення струму та максимальне діюче значення повного струму:

$$i_{yK6} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yK6} \cdot I_{П.0K6} = \sqrt{2} \cdot 1,035 \cdot 4,401 = 6,442 \text{ кА};$$

$$I_{DK6} = I_{П.0K6} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_{yK6} - 1)^2} = 4,401 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,035 - 1)^2} = 4,406 \text{ кА}.$$

де i_{yK6} - ударне значення струму; i_{DK6} - найбільше діюче значення повного струму. Розраховуємо значення теплового імпульсу, де враховуємо повний час проходження КЗ.

$$B_{K.K6} = I_{П.0K6}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{аК6}) = 4,401^2 \cdot (0,15 + 0,003) = 2,963 \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{відкл} = t_z + t_{вимик}$ - час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

Аналогічним чином проводимо розрахунок для інших точок КЗ, розрахунки зводимо до таблиці 4.3.

Розрахунок однофазного короткого замикання. Розрахунок однофазного КЗ необхідний для дослідження проблем надійності релейного захисту і автоматики, а також для вибору розрядників та окремої апаратури.

Для розрахунку однофазного КЗ необхідно розрахувати схеми заміщення для прямої, зворотної і нульової послідовності.

Відповідно у схемах заміщення вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ. Схема заміщення зворотної послідовності складається з тих же елементів, що і схема заміщення прямої послідовності (рисунок 4.4).

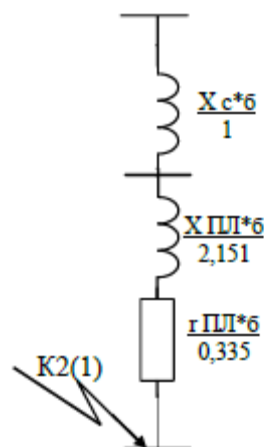


Рисунок 4.4 – Схема заміщення прямої та зворотної послідовності

Враховуючи те, що схема з'єднання обмоток трансформатора зірка на

стороні ВН, трикутник на стороні СН та НН, необхідно розрахувати струм нульової послідовності в обмотках трансформаторі.

Знаходимо результуючі опори прямої та зворотної послідовності відповідно, в.о.

$$x_{рез1*б} = x_{рез2*б} = x_c*б + x_{ПЛ*б} = 1 + 1,151 = 2,151;$$

$$r_{рез1*б} = r_{рез2*б} = r_c*б + r_{ПЛ*б} = 0 + 0,335 = 0,335.$$

Розраховуємо активний та індуктивний опори ПЛ нульової послідовності, во.

$$r_{ПЛ.0*б} = n \cdot r_{ПЛ*б} = 3,5 \cdot 0,335 = 1,172;$$

$$x_{ПЛ.0*б} \cdot n \cdot x_{ПЛ*б} = 3,5 \cdot 1,151 = 4,028,$$

де $n = 3,5$, відповідно до [18].

Знаходимо реактивний опір нульової послідовності системи:

$$I_{кз}^{(1)} = m \cdot I_{КА1};$$

$$m = 3;$$

$$I_{КА1} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot x_{рез}^{(1)}} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (x_{c1} + x_{c2} + x_{c0})};$$

$$x_{c0*б} = \frac{m \cdot E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(1)}} \cdot \frac{S_б}{U_б^2} - (x_{c1} + x_{c2});$$

$$x_{c0*б} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 19} \cdot \frac{4700}{115^2} - (1 + 1) = 1,726;$$

Схема заміщення нульової послідовності представлена на рисунку 4.5, а еквівалентна схема – на рисунку 4.6.

Для визначення опору нульової послідовності необхідно еквівалентувати схему заміщення нульової послідовності до простого вигляду.

$$x_{рез01*б} = \frac{x_{СТ*б} \cdot x_{НГ*б}}{x_{СТ*б} + x_{НГ*б}} + x_{ВГ*б} = \frac{(-0,47) \cdot 12,69}{(-0,47) + 12,69} + 20,21 = 19,722;$$

$$r_{рез0*б} = \frac{r_{СТ*б} \cdot r_{НТ*б}}{r_{СТ*б} + r_{НТ*б}} + r_{ВТ*б} = \frac{0.977 \cdot 0.977}{0.977 + 0.977} + 0.977 = 1,465;$$

$$X_{рез0*б} = \frac{(X_{с*б} + X_{ЛЛ0*б}) \cdot X_{рез01*б}}{X_{с*б} + X_{ЛЛ0*б} + X_{рез01*б}} = \frac{(1,726 + 4,028) \cdot 19.722}{1,726 + 4,028 + 19.722} = 4,455;$$

$$r_{рез0*б} = \frac{(r_{с*б} + r_{ЛЛ0*б}) \cdot r_{рез01*б}}{r_{с*б} + r_{ЛЛ0*б} + r_{рез01*б}} = \frac{(0 + 1,172) \cdot 1.466}{0 + 1,172 + 1.466} = 0.652.$$

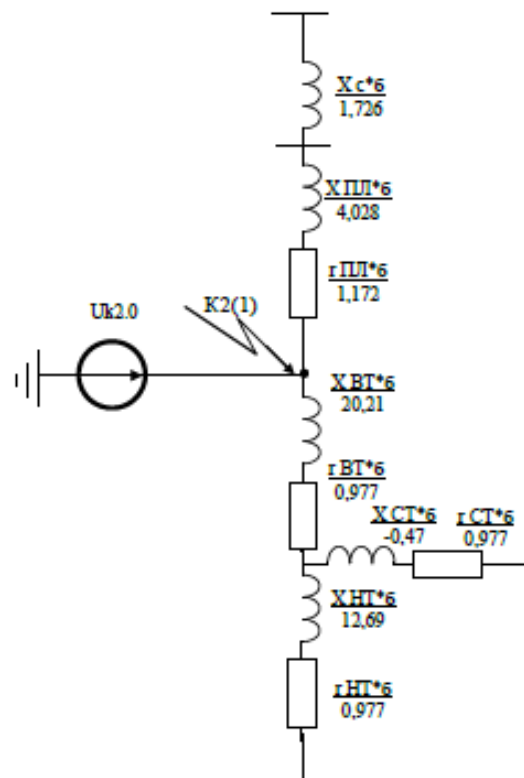


Рисунок 4.5 – Схема заміщення нульової послідовності

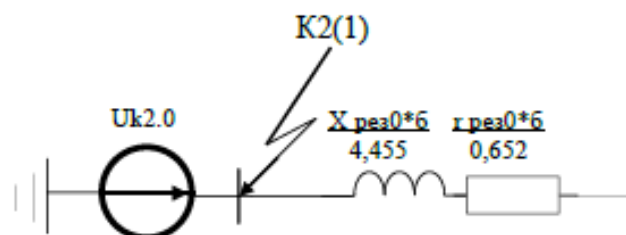


Рисунок 4.6 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності

Розраховуємо повний результуючий опір однофазного КЗ, Ом:

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(x_{рез1*б} + x_{рез2*б} + x_{рез0*б})^2 + (r_{рез1*б} + r_{рез2*б} + r_{рез0*б})^2} \cdot \frac{U_{б}^2}{S_{б}} =$$

$$= \sqrt{(2,151 + 2,151 + 4,455)^2 + (0,335 + 0,335 + 0,652)^2} \cdot \frac{115^2}{4700} = 24,924$$

Визначаємо струм однофазного КЗ у точці К2:

$$I_{к}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{рез}}{z_{\Sigma}^{(1)}} = 3 \cdot \frac{66,395}{24,924} = 7,992 \text{ кА},$$

де $E_{рез}$ - результуюча ЕРС, кВ: $E_{рез} = \frac{U_{\varphi 1}}{\sqrt{3}} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,395 \text{ кВ}$; $m^{(1)} = 3$;

Аналогічним як для трифазного КЗ з пункту 2.7.1.2 розраховуємо складові струму КЗ.

$$T_{аК2} = \frac{x_{\Sigma К2*б}}{\omega \cdot r_{\Sigma К2*б}} = \frac{8,758}{2\pi \cdot 50 \cdot 1,323} = 0,021 \text{ с};$$

$$\kappa_{yК2} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{аК2}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,021}} = 1,622;$$

$$i_{yК2} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yК2} \cdot I_{п.0К2} = \sqrt{2} \cdot 1,622 \cdot 7,992 = 18,333 \text{ кА};$$

$$I_{ДК2} = I_{п.0К2} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_{yК2} - 1)^2} = 7,992 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,622 - 1)^2} = 10,644 \text{ кА};$$

$$B_{к.К2} = I_{п.0К2}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{аК2}) = 7,992^2 \cdot (0,15 + 0,021) = 10,926 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Зведемо розрахункові дані до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Струми короткого замикання та значення теплового імпульсунапругою вище 1 кВ

Розрахункова точка КЗ	$E_{\Sigma i^*b}$	$r_{\Sigma i^*b}$	$x_{\Sigma i^*b}$	I_i''	i_{yi}	B_{Ki}
К1	1	0	1,000	23,596	34,811	85,289
К3	1	0,335	2,151	10,837	24,714	20,013
К4	1	2,291	35,051	7,357	18,878	10,757
К5	1	10,284	39,847	6,280	12,828	6,402
К6	1	39,886	43,087	4,401	6,564	2,973
К2(1)	1	1,323	8,758	7,992	18,333	10,926

Використовуючи значення струмів КЗ можемо виконати перевірку провідників та комутаційної апаратури на термічну та електродинамічну стійкість.

4.1.2. Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників. Вона виконується шляхом порівняння даних з каталогу та розрахункових значень.

Необхідно виконати перевірку комутаційної апаратури з використанням раніше розрахованих параметрів КЗ та теплового імпульсу таблиця 4.3.

Для прикладу виконаємо перевірку для роз'єднувача РЛНДЗ – 10 на рівні напруги 10 кВ. Роз'єднувач розташований в місці точки К6, тому використаємо розрахункові дані саме для цієї точки.

Таблиця 4.4 – Зведені параметри фактичних та розрахункових значень

Напруга, кВ	Апаратура	Параметри з каталогу			Розрахункові параметри		
		$I_{ВИМИ}$ К, кА	$I_{МА}$ Х, кА	$I^2_{T.C} \cdot t_{T.C}$, $кА^2 \cdot с$	I_i'' , кА	i_{yi} , кА	$B_{K.i}$, $кА^2 \cdot с$
110	РНДЗ2-110	-	80	31,5·3	23,596	34,811	85,289
	ВЭКТ-110	40	102	40·3	10,837	24,714	20,013
	ВР1 – 10	20	52	20·3	7,357	18,878	10,757
	ВР1 – 10	20	52	20·3	6,280	12,828	6,402

10	РЛНДЗ-10	20	25	10·3	4,401	6,564	2,973
	ВНВР – 10	20	51	20·1	4,401	6,564	2,973

Для перевірки комутаційних апаратів повинні виконуватися такі умови:

- за струмом електродинамічної стійкості:

$$i_{yi} \leq i_{\text{макс}};$$

$$6,564 \leq 25 \text{кА};$$

$$I_i \leq I_{\text{сшмк}};$$

$$4,401 \leq 20 \text{кА}.$$

- за тепловим імпульсом:

$$B_{K,i} \leq I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C};$$

$$2,973 \leq 10 \cdot 3;$$

$$2,973 \leq 30.$$

Після перевірки роз'єднувача РЛНДЗ – 10 на електродинамічну та термічну стійкість, зміна параметрів відсутня. Для інших апаратів проведено аналогічну перевірку, що зазначена в таблиці 4.4. Всі апарати повністю підходять для встановлення в нашу систему.

Перевірка обраних провідників. Для ПЛ та КЛ необхідно перевірити вимоги для забезпечення механічної стійкості:

$$F_i \geq F_i^{\text{min}}.$$

Для КЛ обраний переріз не може бути меншим мінімально допустимого за умовами термічної стійкості:

$$F_i^{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{K,i}}}{C_T},$$

де B_K – значення теплового імпульсу, де враховано повний час проходження КЗ, $\text{кА}^2\text{с}$.

C_T – термічний коефіцієнт, що обирається в залежності від сплаву жил кабелюта їх ізоляції [19].

Розрахунки для перерізів ПЛ та КЛ відповідно до формул зведемо до таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахункові перерізи живильних мереж

Ділянка	$F_i, \text{мм}^2$	$C_T,$ $A \sqrt{\frac{c^{0.5}}{\text{мм}^2}}$	$B_{K.i}, \text{,кА}^2 \cdot \text{с}$	$F_i^{min}, \text{мм}^2$
ПЛ	240	90	85,289	102,613
КЛ1	240	75	10,757	43,73
КЛ2	35	75	6,402	33,736

В результаті виконання розрахунків були перевірені фактичні перерізи живильних ліній за умови термічної стійкості з їх мінімально допустимими розрахунковими значеннями, в результаті перевірки виявлено, що всі провідники відповідають вимогам. Отже, установка даних ПЛ та КЛ є доцільною та відповідає всім вимогам.

4.2 Перевірка обладнання в мережах до 1 кВ

4.2.1. Розрахунок струмів короткого замикання проводиться з метою перевірки вибраних автоматів і провідників на стійкість дії струмів КЗ, усіх видів захисних апаратів (автоматів і запобіжників) за граничним струмом відключення і перевірка чутливості захисту.

Для перевірки захисних апаратів за граничним струмом КЗ визначають максимальне значення струму трифазного КЗ, а для перевірки чутливості захисту визначають мінімальне значення струму однофазного КЗ в електрично-віддаленій від джерела живлення точці мережі.

Особливістю розрахунків струмів КЗ в мережах до 1 кВ є те, що:

- розрахунок проводиться в іменованих одиницях;

- при розрахунку струмів КЗ необхідно враховувати активні та індуктивні опори всіх елементів короткозамкненою ланцюга, включаючи провідники, трансформатори струму, струмові котушки автоматів, дуги, контактів і контактних з'єднань.

Необхідно враховувати те, що опори збірних шин та їх з'єднання також мають вплив на струми КЗ в мережі до 1 кВ, а також трансформатори струму та розмикаючі котушки автоматичних вимикачів. Також значний вплив на струми КЗ мають: зажимні контакти апаратів, болтові з'єднання шин, опори контактних з'єднань. Розрахунок проведемо в іменованих одиницях.

Вихідні дані:

Система задана діючим значенням струму КЗ:

$$I_{\text{ДКЗ}}^{(3)} = 4,406 \text{ кА}$$

Трансформатор ТМ-400/10:

$$S_{\text{к}} = 400 \text{ кВА}, U_{\text{НВ}} = 10 \text{ кВ}, U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ}, \Delta P_{\text{кз}} = 4,5 \text{ кВт}, \\ u_{\text{к}} = 4,5\%, \quad \Delta I_{\text{xx}} = 1,5\%, \Delta P_{\text{xx}} = 0,83 \text{ кВт}.$$

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ:

$$l_{\text{ш}} = 7 \text{ м, метал - А1, } r_{\text{ш.0}} = 0,1 \text{ Ом/км, } x_{\text{ш.0}} = 0,130 \text{ Ом/км, } S = 80 \times 8 \text{ мм}^2.$$

Автоматичний вимикач QF1, ВА04-36:

$$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}.$$

Трансформатор струму ТС:

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

Опори контактів автоматичних вимикачів:

$$r_{\text{к}} = 0,4 \text{ мОм}.$$

Опори котушок включення автоматичних вимикачів:

$$R_{\text{КВ. SQF1}} = 0,65 \text{ мОм, } X_{\text{КВ. SQF1}} = 0,17 \text{ мОм}.$$

Активний опір болтового з'єднання:

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

Розрахункова схема представлена на рисунку 4.7.

Виконаємо розрахунок схеми заміщення в іменованих одиницях.

Опір системи:

$$X_c = \frac{U_{\text{нн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^{(3)} \cdot U_{\text{ен}}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,406 \cdot 10,5} = 1,997 \text{ МОм}.$$

Опори трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot (U_{\text{нн}})^2 \cdot 10^6}{S_{\text{н}}^2} = \frac{4,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{400^2} = 4,5 \text{ МОм};$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{к}}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{н}}}\right)^2} \cdot \frac{(U_{\text{нн}})^2 \cdot 10^6}{S_{\text{н}}};$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{4,5}{400}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{400} = 17,428 \text{ МОм}.$$

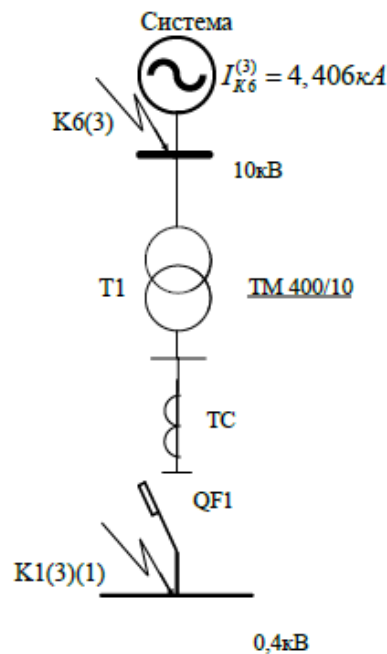


Рисунок 4.7 – Розрахункова схема електричної мережі напругою нижче 1 кВ

Опори шин:

$$R_m = R_{u.0} \cdot l_u \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,007 \cdot 10^3 = 0,7 \text{ МОм};$$

$$X_u = R_{u.0} \cdot l_u \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,007 \cdot 10^3 = 0,91 \text{ МОм}.$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$R_{б.к} = 0,003 \text{ МОм}.$$

Розрахунок трифазного короткого замикання. Побудуємо схему заміщення для визначення трифазного КЗ в точці К1 (рисунок 4.8).

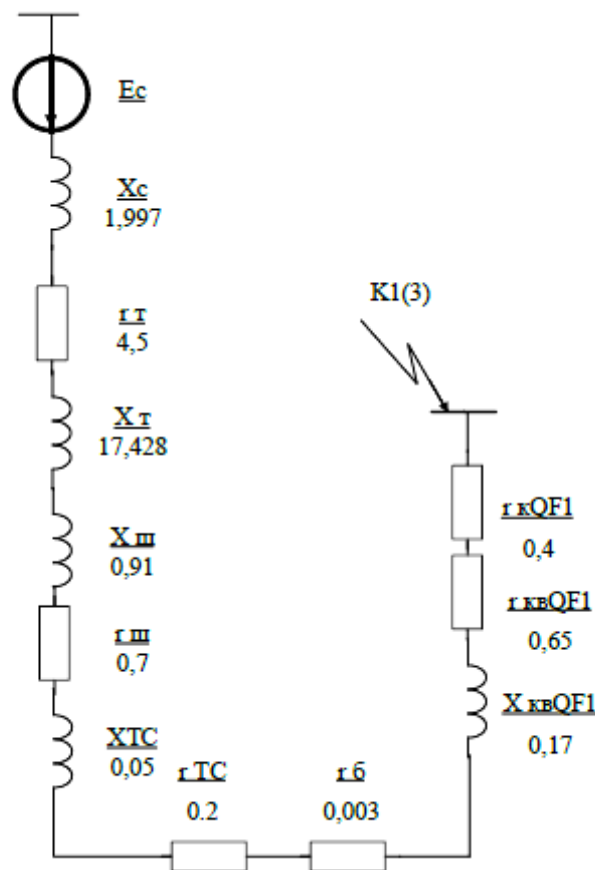


Рисунок 4.8 – Схема заміщення

Виконаємо еквівалентування схеми заміщення до найпростішого вигляду.

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_u + X_{кв.QF1} + X_{mc};$$

$$X_{\Sigma 1} = 1,997 + 17,428 + 0,91 + 0,17 + 0,05 = 20,555 \text{ МОм}.$$

$$R_{\Sigma 1} = R_m + R_{ш} + R_{кв. QF1} + R_{к QF1} + R_{\sigma} + R_{mc};$$

$$R_{\Sigma 1} = 4,5 + 0,7 + 0,65 + 0,4 + 0,003 + 0,2 = 6,453 \text{ МОм}.$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_1'' = \frac{U_{\text{нн}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{20,555^2 + 6,453^2}} = 10,719 \text{ кА}.$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{\text{ак1}}^{(3)} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}} = \frac{20,555}{314 \cdot 6,453} = 0,01 \text{ с}.$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{\text{к1}}^{(3)} = I_1''^{(3)2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак1}}^{(3)}),$$

де $t_{\text{відімк}}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,05$ - час вимкнення вимикача, с;

$$B_{\text{к1}}^{(3)} = 10,719^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 18,383 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{\text{уд1}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак1}}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,368 \text{ с};$$

$$i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}}^{(3)} \cdot I_1''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,368 \cdot 10,719 = 20,737 \text{ кА}.$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$I_{\text{ДК1}}^{(3)} = I_1^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{зв1}}^{(3)} - 1)^2};$$

$$I_{\text{ДК1}}^{(3)} = 10,719 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,368 - 1)^2} = 12,084 \text{ кА}.$$

Розрахунок однофазного короткого замикання. Схема заміщення прямої послідовності представлена на рисунку 4.9.

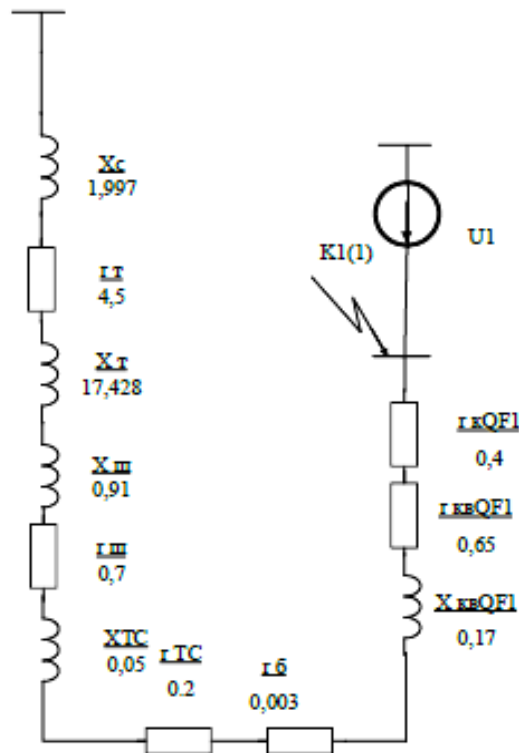


Рисунок 4.9 – Схема заміщення прямої та зворотної послідовностей

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{ur} + X_{кв.QF1} + X_{mc};$$

$$X_{\Sigma 1} = 1,997 + 17,428 + 0,91 + 0,17 + 0,05 = 20,555 \text{ МОм}.$$

$$R_{\Sigma 1} = R_m + R_{ur} + R_{кв.QF1} + R_{к.QF1} + R_{\delta} + R_{mc};$$

$$R_{\Sigma 1} = 4,5 + 0,7 + 0,65 + 0,4 + 0,003 + 0,2 = 6,453 \text{ МОм}.$$

Розраховуємо схему заміщення нульової послідовності, що представлена на рисунку 4.10.

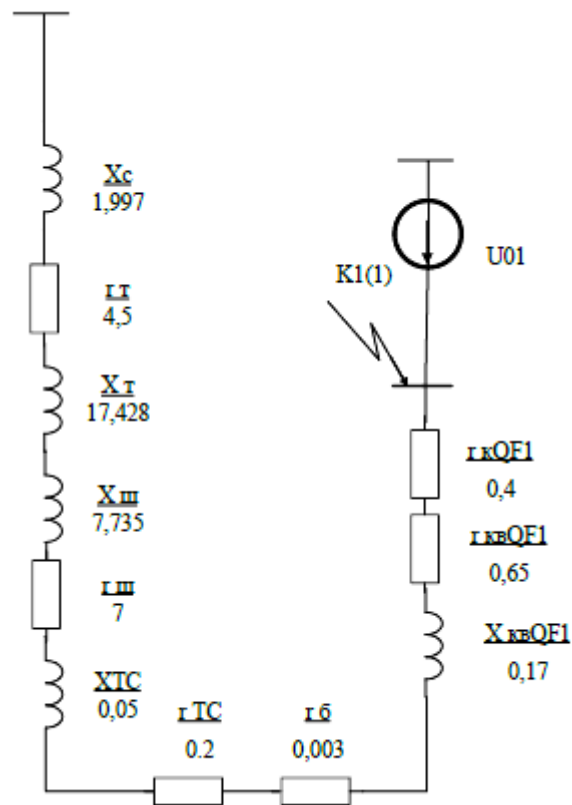


Рисунок 4.10 – Схема заміщення нульової послідовності

Розраховуємо опори нульової послідовності шин:

$$X_{u,0} = 8,5 \cdot X_{u1} = 8,5 \cdot 0,91 = 7,735 \text{ мОм};$$

$$R_{u,0} = 10 \cdot R_{u1} = 10 \cdot 0,7 = 7 \text{ мОм}.$$

Розрахунок еквівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для K1:

$$X_{\Sigma 0} = X_c + X_m + X_{u0} + X_{кв.QF1} + X_{mc};$$

$$X_{\Sigma 0} = 1,997 + 17,428 + 7,735 + 0,17 + 0,05 = 27,38 \text{ мОм};$$

$$R_{\Sigma 0} = R_m + R_{u1} + R_{кв.QF1} + R_{кQF1} + R_{\delta} + R_{mc};$$

$$R_{\Sigma 0} = 4,5 + 7 + 0,65 + 0,4 + 0,003 + 0,2 = 12,753 \text{ мОм}.$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_{\text{нн}} \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0})^2}}.$$

де $x_{\Sigma 0}$ та $r_{\Sigma 0}$ - індуктивний та активний опір СЗ нульової послідовності:

$$I_1^{(1)} = \frac{0,4 \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 6,453 + 12,753)^2 + (2 \cdot 20,555 + 27,38)^2}} = 9,473 \text{ кА}.$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{\text{ак1}}^{(1)} = \frac{2 \cdot X_{\Sigma} + X_{\Sigma 0}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot R_{\Sigma} + R_{\Sigma 0})} = \frac{2 \cdot 20,555 + 27,38}{314 \cdot (2 \cdot 6,453 + 12,753)} = 0,0085 \text{ с}.$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{\text{уд1}}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак1}}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0085}} = 1,308 \text{ с}.$$

Розрахунок ударного струму для К1:

$$i_{\text{уд1}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}}^{(1)} \cdot I_1^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,308 \cdot 9,473 = 17,523 \text{ кА}.$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{\text{ДК1}}^{(1)} = I_1^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд1}}^{(1)} - 1)^2};$$

$$I_{\text{ДК1}}^{(1)} = 9,473 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,308 - 1)^2} = 10,333 \text{ кА}.$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{\text{к1}}^{(1)} = I_1^{(1)2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак1}}^{(1)}).$$

де $t_{\text{відімк}}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,05$ - час вимкнення вимикача, с;

$$B_{\text{к1}}^{(1)} = 9,473^2 \cdot (0,15 + 0,0085) = 14,223 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблиця 4.6 – Зведені результати розрахунків для трифазного та однофазного КЗ

Розрахункова точка КЗ	I''_i , кА	$i_{уді}$, кА	$I_{ДКі}$, кА	$B_{кi}$, $кА^2 \cdot с$
$K1^{(3)}$	10,719	20,737	12,084	18,383
$K1^{(1)}$	9,473	17,523	10,333	14,223

4.2.2. Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників апаратів та провідників.

Виконаємо перевірку вибраного комутаційного апарату (вимикача ВА04-36) з урахуванням розрахункової складової струму КЗ таблиця 4.6.

За струмом електродинамічної стійкості:

$$i_{yi} \leq i_{макс} ,$$

$$12,084 < 36кА$$

$$I''_i \leq I_{вмик}$$

$$10,719 < 18кА$$

При перевірці вимикача ВА04-36 на електродинамічну стійкість, причин для зміни на більш потужний не виявлено.

РОЗДІЛ 5

ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ ГАРАНТОВАНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Система гарантованого електропостачання (СГЕ) – сукупність певним чином з'єднаних агрегатів безперебійного живлення, перетворювачів, комутаційних пристроїв, накопичувачів енергії, наприклад, акумуляторних батарей, а за необхідності - електрогенерувальних агрегатів, що працюють автономно, які призначені для забезпечення неперервного живлення підключених до них електроприймачів критичної групи із заданими показниками надійності до усунення неполадок у мережі живлення чи протягом встановленого часу.

Агрегат безперебійного живлення (АБЖ) – сукупність конструктивно об'єднаних і електрично пов'язаних пристроїв (напівпровідникових перетворювачів, комутаційних апаратів необхідної швидкодії, а за необхідності – акумуляторних батарей необхідної ємності), призначених для безперебійного електропостачання підключених до них електроприймачів із заданими показниками надійності до усунення неполадок у мережі живлення або протягом встановленого часу

Електроприймач критичної групи (ЕКГ) - особливо чутливий до якості електроенергії електроприймач будівлі чи споруди (в подальшому споруди), який мусить забезпечувати інформаційний, обчислювальний чи технологічний процес, переривання якого неприпустимо, загрожує життєдіяльності людей, втраті важковідновлюваної інформації, які потребують захисту від будь-яких неполадок живлення тривалістю більш 20 мс.

Система електропостачання споруди загального призначення – сукупність електроустановок і електричних пристроїв енергопостачальної організації, призначених для забезпечення електроенергією різних електроприймачів та їх

груп споруди, на якій застосовуються один чи декілька ЕКГ.

Автономна мережа з ЕКГ - мережа, виконана способом, коли електроприймачі ЕКГ одержують живлення радіально-магістральними п'ятипровідними лініями з окремих розподільних щитів, які гальванічно відокремлені від ліній групових мереж до світильників, штепсельних побутових розеток та інших електроприймачів.

Автономна мережа з ЕКГ не повинна мати гальванічного зв'язку з будь-якими іншими силовими мережами та їх заземлювальними пристроями, нульовими робочими та нульовими захисними провідниками, а також утворювати контури випромінювання.

Автономна мережа з ЕКГ звичайно виконується на базі АБЖ, що має вихідний ізолювальний трансформатор із вторинною обмоткою типу "зірка", нейтраль якої з'єднується зі спеціальним контуром технологічного заземлення з опором заземлювального пристрою 0,5...1 Ом, чи згідно з вимогами виробників технологічного телекомунікаційного обладнання до опору заземлювального пристрою.

Тільки автономна мережа з ЕКГ дає змогу забезпечити в повному обсязі якісне живлення електричною енергією ЕКГ за рахунок усунення блукаючих, імпульсних та інших струмів у нейтральних провідниках, а також усуває можливість несанкціонованого доступу до інформації електронних пристроїв із боку зовнішніх ліній електроживлення. [23]

5.1 Головні типи електропостачання

Створення системи бесперебойного і гарантованого електропостачання (СБГЕ) об'єкта є задачею ідивідуальною. У кожному разі необхідно розглянути потреби об'єкта, виходячи з передбачуваних технологічних процесів, а також забезпечити безпеку людей і обладнання. Структурно система СБГЕ може складатися з трьох типів електроживлення:– *основне* електроживлення; – резервне електроживлення;– *аварійне* електроживлення.

Основное електроживлення – електроживлення об'єкта від джерел, що дозволяє реалізувати технологічний процес об'єкта в повному об'ємі, безперервно тривалий час, за умови наявності постійного доступу об'єкта до енергії цих джерел. В якості джерел основного живлення використовуються: 1) стаціонарні вводи від електромереж різного призначення (*розподільчі, місцеві тощо*), розраховані на повну потужність споживання об'єкта в номінальному режимі роботи; 2) індивідуальні або групові електростанції (*парогазові установки, газотурбінні установки, дизель-генераторні агрегати тощо*).

Резервне електропостачання – електропостачання об'єкта від джерел, що дозволяє реалізувати технологічний процес об'єкта, можливо не в повному обсязі, але протягом всього часу, потрібного для відновлення основних джерел електропостачання. В якості джерел резервного живлення використовуються: 1) додаткові введення від електромереж місцевого значення, як правило, меншої потужності, чим основні введення; 2) джерела місцевої генерації електроенергії (*дизель-генераторні установки, когенераторні установки тощо*); 3) акумуляторні батареї.

Аварійне електропостачання – електропостачання об'єкта від джерел, що дозволяє здійснювати живлення об'єкта протягом часу, необхідного для припинення технологічного процесу об'єкта таким чином, щоб це не викликало аварійного стану самого об'єкта і системи, в який входить об'єкт у цілому, і не створювало небезпеки нанесення шкоди людям та навколишньому середовищу. В якості джерел аварійного живлення використовуються: 1) джерела місцевої генерації електроенергії (*дизель-генераторні установки, когенераторні установки, ветрогенераторні установки тощо*); 2) акумуляторні батареї.

5.2 Гарантоване і безперебійне електропостачання

Безперебійність електропостачання не є абсолютною величиною з точки зору самої якості електропостачання. При проектуванні СБГЕ (системи

безперебійного і гарантованого електропостачання) завжди відштовхуються від двох моментів:– споживачі електроенергії поділяються на групи за відповідальністю, тобто призначається пріоритет в електроживленні для навантажень;– і в кожній групі визначається така ж вимога до якості електроживлення споживача . В цій логіці визначаються вимоги до допустимого відхилення параметрів живлення мережі, при яких навантаження працює не відключаючись.

За підсумком « *система безперебійного живлення*» створює такий набір навантажень, в якому відсутні навіть короточасні відхилення параметрів електроживлення за допустимі межі навантаження.

Гарантованість електропостачання передбачає можливість тривалого зникнення електропостачання технологічного об'єкта тільки так, що це не призводить до аварійного стану обладнання і не створює небезпеки для людей і навколишнього середовища.

У "системі гарантованого електропостачання" допускається короточасне зникнення електропостачання, яке може бути пов'язане з переключенням між джерелами електропостачання. Простими словами, тут важливо зрозуміти наступне, що якщо є таке навантаження, короточасний збій у живленні якої призводить до того, що алгоритм роботи користувача скидається і потрібно почати незакінчену роботу з нуля, або якщо збій електропостачання може призвести до смертельних наслідків, то такий користувач однозначно вимагає безперебійного живлення. Тривалість же автономного живлення має дозволити закінчити якийсь виробничий цикл до його завершення. Наприклад, таке навантаження може являтися обладнанням в операційній клініці, або ж обладнанням для зберігання даних . Якщо ж короточасний збій у живленні навантаження не призводить до втрати незакінченого виробничого циклу, не створює умов для катастрофічних наслідків, і робота може бути продовжена з будь-якої точки зупинки, тобто такий споживач потребує тільки гарантованого живлення. Прикладом такого навантаження може служити освітлення приміщень, або ж електричний двигун механічного млина. Для розуміння загального місця

системи безперебійного і гарантованого електропостачання в електропостачанні об'єктів, слід звернутись до вимог нормативних документів, і створити свою систему електропостачання не гірше загальних вимог ПУЕ.

Категорії електроприймачів по надійності електропостачання визначаються в процесі проектування системи електропостачання на підставі нормативної документації, а також технологічної частини проекту. В відношенні забезпечення надійності електропостачання електроприймачі розділяються на наступні.

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, перерив електропостачання яких може спричинити за собою небезпеку для життя людей, загрозу безпеці держави, значний матеріальний збиток, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства, об'єктів зв'язку та телебачення . категорії виділяється група електроприймачів , безперебійна робота яких необхідна для безаварійного виробництва з метою запобігання загрози життя людей, вибухів і пожеж.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерив електропостачання яких призводить до масового недопуску продукції , масовим простоям робочих, механізмів і промислового транспорту, порушенню нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі III категорії - всі інші електроприймачі , що не підпадають під визначення першої та другої категорії.

5.3 Аналіз основних засобів забезпечення гарантованого живлення

Як і більшість промислових підприємств з виготовлення та обробки металевої сировини та деталей механічний цех представлений великою кількістю електрообладнання у вигляді електродвигунів, шліфувальних верстатів, свердлильних установок, токарних станків перерва в електропостачанні яких на перший погляд не завдати великої загрози. Однак враховуючи те, що обробка металу включає велику кількість шкідливих

чинників в вигляді металевого пилю з великою концентрацією в повітрі, цехове приміщення обладнане надійною системою вентиляції. Металообробні цехи відносяться до електроприймачів II категорії та, з точки зору забезпечення нормального функціонування всього підприємства, має бути підключене до джерела гарантованого електропостачання.

Окрім того припливна та витяжні вентилятори потребують підвищеної надійності електропостачання, адже від даних електроустановок залежить здоров'я працівників.

Сучасна промислова вентиляційна система складається з повітропроводів, вентиляторів і фільтрів. Разом ці компоненти допомагають вирішити проблеми, пов'язані з поганою якістю повітря. У середовищах, де під час виробництва виділяються, небезпечні пари, пил, вологість і запахи, системи вентиляції повинні забезпечити відведення вже очищеного, безпечного повітря.

Система вентиляції має забезпечувати:

- високий рівень якості повітря;
- може видалення виробничого металевого пилю та використання рекуперації повітря;
- підтримання вологості повітря та температури;
- автоматичну систему контролю якості повітря;

Отже, система вентиляції також потребує гарантованості електропостачання, адже виконує процес регулювання нормальних умов праці для робітників механічного цеху, при порушеннях в роботі системи електропостачання необхідно забезпечити окреме живлення системи вентиляції та аварійного освітлення від резервного джерела живлення.

Серед варіантів забезпечення гарантованості електропостачання можна розглянути наступні системи живлення:

- сонячна електростанція, яка буде генерувати електроенергію з можливістю її акумуляції шляхом використання інвертора та акумуляторних батарей;

- резервування об'єкту проектування від сусідньої ТП, в разі порушення в системі електропостачання навантаження окремих електроприймачів візьме ТП сусіднього підприємства;
- вітрова електростанція, що забезпечить живленням окрему частину електроустаткування та дозволить акумулювати електроенергію для забезпечення гарантованого живлення в разі виникнення аварійних ситуацій;
- гідроелектростанція – комплексна установка яка при наявності водойми забезпечить акумуляцію електроенергії для резерву у випадку перебоїв в електропостачанні;
- дизельна або бензинова електростанція для локального живлення окремих електроприймачів.

Оптимальною з точки зору впровадження джерел розосередженої генерації (РГ), в енергосистему України є побудова локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) зі збалансованим енергопостачанням від комбінованих джерел із забезпеченням надійної та стабільної їх роботи. ЛЕС визначають як сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності низької напруги, перетворювачів та споживачів електроенергії, з'єднаних між собою з урахуванням топології розподільчої мережі, у яких протікають єдині електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії[24]. Отже, мова йде про технічну енергосистему як об'єкт, в якому процеси виробництва, передачі та споживання електроенергії протікають одночасно у синхронному режимі. Під ЛЕС маються на увазі системи енергопостачання окремих підприємств або населених пунктів, які містять джерела РГ комбінованого типу та розподільні електричні та теплові мережі обмеженої протяжності, що мають лінії зв'язку з централізованими мережами і можуть працювати як в автономному режимі, так і спільно з централізованими системами. Типова конфігурація ЛЕС з керованими джерелами енергії, мінливими відновлювальними джерелами електроенергії (ВДЕ) (ВЕС та/або СЕС), та доступною мережею представлена на рис.5.1[25]

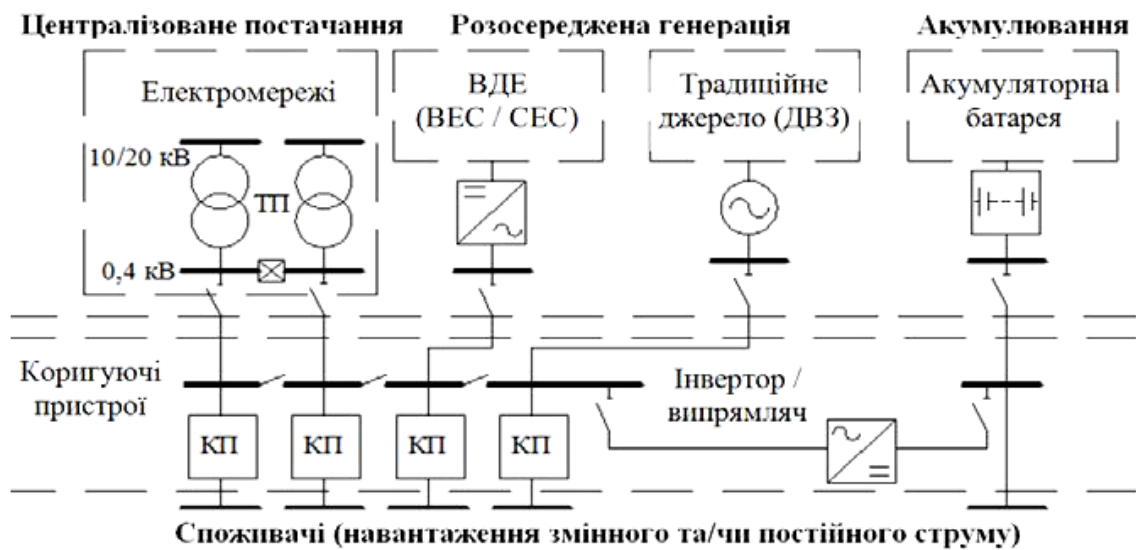


Рисунок 5.1 – Комплексна структура локальної енергосистеми

Питання узгодженості роботи об'єктів енергосистеми є технічною проблемою. Разом з тим, особливістю локальних енергосистем є потреба в оптимізації складу генеруючих потужностей та їх характеристик, режимів сумісної роботи. Така оптимізація має враховувати особливості споживання енергії, вимоги до надійності забезпечення, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової), вартісні показники. Так, при роботі разом з резервним джерелом енергії на основі двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) до оцінки надійності додається вимога мінімізації витрат палива при максимальному використанні ВДЕ, а також зниження собівартості енергії. Тут критеріями роботи енергосистеми будуть не лише показники надійності (її може забезпечити традиційна генерація), а й економічні та екологічні критерії. Критерій оптимізації, виходячи з найбільш уживаних вимог до комбінованих систем на базі ВДЕ, може мати наступні формулювання:

- сумарна генерована енергія практично дорівнює спожитій, тобто
- мінімізується математичне очікування небалансу;
- небаланс потужності має бути якомога меншим, тобто мінімізується дисперсія небалансів;
- обмеження щодо режиму роботи резервного джерела;

- обмеження по надлишку або дефіциту енергії;
- мінімізація вартості обладнання – такий критерій виражається через детерміновані величини.

Не зважаючи на привабливість використання ВДЕ, вони мають певні недоліки, які не дозволяють встановити їх на окремому промисловому підприємстві.

До основних недоліків СЕС варто віднести нерівномірність й нерегулярність потужності, яка виробляється протягом доби або інші тимчасові проміжки. Крім того, вона залежить від кількості сонячних днів в році на певній території.

Наприклад, в похмурі дні або з настанням періоду затяжних дощів, а також у нічний час, вироблення електрики припиняється. І навпаки - кількість виробленої електроенергії в погожі, ясні дні є надмірною, перевищуючи потреби її споживачів. Це вимагає придбання акумуляторів, ціна яких істотно вища за собівартість виробленого кВт·год.

Головними недоліками ВЕС є:

- Ресурсом важко управляти. Ви не можете підвезти або доставити ресурс до вітрової електростанції, адже вітер – це “житель природньої канцелярії” і його важко якось контролювати чи неможливо накопичити. Тому у вас має бути і резервне джерело живлення, адже вітрової енергії може бути недостатньо.
- Висока вартість обладнання. Самі вітряки коштують чималих коштів, тому не чекайте, що ви відразу зможете “відбити” гроші з цієї електростанції. Середній рівень окупності 7-9 років, а ресурс вітряка розрахований на 25 років. Тому перед встановленням варто добре все проаналізувати.
- Шум. Якщо вітряк буде розташований поруч із вашим будинком, то будьте готові до шуму. Також перед встановленням варто поговорити із сусідами аби вони не було проти такої споруди поруч.
- Шкодить дикій природі. Хоча вітрові електростанції вважаються і “зеленою енергією”, проте вони можуть шкодити і птахам, які можуть потрапляти до лопотей вітряків та гинути.

До недоліків акумуляторних батарей можна віднести недостатня потужність акумуляторів для живлення великих промислових об'єктів, потрібність у спеціальному приміщенні з вентиляцією та підтриманням температурних параметрів тощо.

З точки зору ККД і вартості володіння, рекомендується встановити електрогенератор. Автономна електростанція в Україні може працювати на бензині, дизельному паливі або газі. З огляду на потужність промислових підприємств, яка, як правило, перевищує 100 кВт, найбільш оптимальним варіантом для резервного енергопостачання буде аварійний дизель-генератор. Це пов'язано з тим, що бензинові електростанції не випускаються потужністю понад 20 кВт, і вони не призначені для тривалої роботи, оскільки виробляються з повітряною системою охолодження і комплектуються двигунами, моторесурс яких не перевищує 3000-5000 мотогодин. З іншого боку, газова електростанція відрізняється більш високою вартістю, ніж трифазний генератор дизельний, і до того ж приймає навантаження поступово, що вкрай незручно для застосування в якості резервного джерела енергопостачання.

Таким чином, доречно встановити автономне джерело живлення на базі дизельного генератора.

Дизельні генераторні установки, вироблені фірмою GESAN, використовуються в якості автономного джерела електроенергії і можуть працювати як в аварійному режимі, так і в режимі основного джерела електроенергії.

ДГУ GESAN будуються на базі дизельних двигунів Perkins , Volvo , Cummins і генераторів змінного струму Newage Стемфорд. Номінальні потужності ДГУ становлять ряд від 10 до 2000 кВА . При необхідності може бути реалізована паралельна робота кількох ДГУ з набором потужностей.



Рисунок 5.2 – Дизельна генераторна установка.

Ці генераторні установки мають систему рідинного охолодження з радіатором і вентилятором, який приводиться в дію двигуном установки, температура повітря на виході системи охолодження не вище $+55^{\circ}\text{C}$. Рухові установки з двигуном мають систему електричного запуску від штатної акумуляторної батареї.

Система глушіння вихлопних газів включає стандартний глушник вихлопних газів - 9dB з патрубком, що може змінювати конфігурацію. Відвід вихлопних газів з приміщення, в якому встановлена ДГУ, проводиться за допомогою штатної витяжки. У якості варіантного виконання може бути поставлена ДГУ з глушителями підвищеної ефективності (-29 дБ) або ДГУ, закрита в шумозахисний кожух (-40 дБ).

Рухова установка має повітряний, масляний, паливний фільтри, електронний регулятор частоти душу. Система автоматичного керування двигуном передбачає його захист і аварійний залишок ДГУ при низькому тиску масла і високій температурі охолоджуючої рідини.

Конструктивно установка з двигуном і генератор з панеллю управління

розміщені на несущій рамі. Між рамою і двигуном передбачені антивібраційні демпфери, що забезпечують високий рівень поглинання коливань.

Схема енергозабезпечення навантаження в аварійному режимі роботи СГЕ показана на рисунку 5.3.

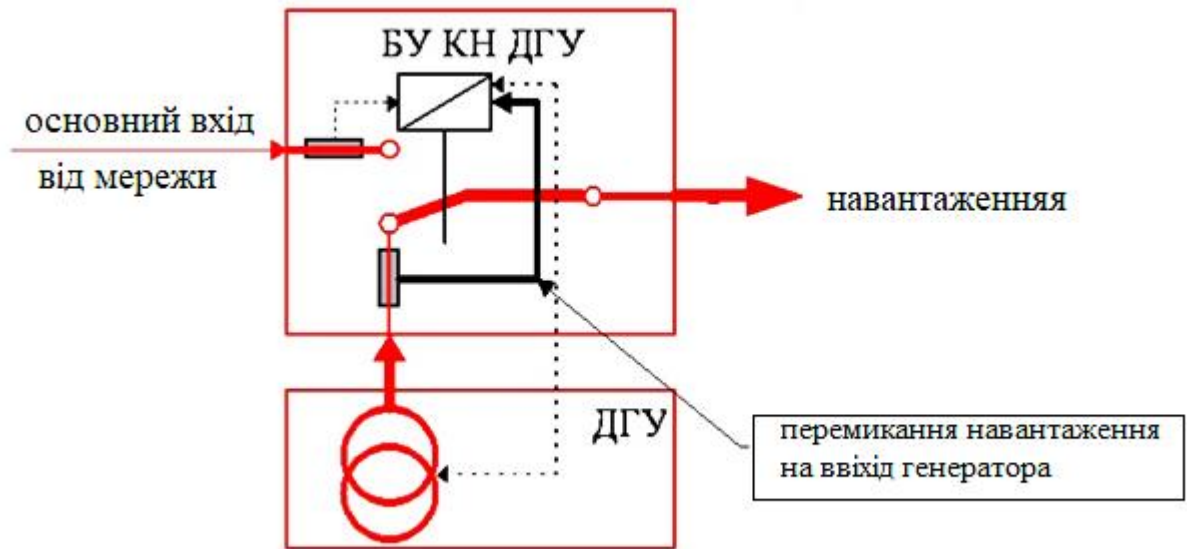


Рисунок 5.3 – Схема енергозабезпечення навантаження в аварійному режимі роботи СГЕ

При виникненні аварійної ситуації (відключення енергопостачання по головній мережі) пропадає живлення навантаження цеху.

По команді від датчика наявності вхідної мережі, вбудованого в БУ КН ДГУ, починається відрахунок часу (інтервал тривалості програмується), після закінчення якого блок управління дає команду на запуск ДГУ. Якщо перша спроба запуску була невдалою, блок автоматики повторює команду на запуск. Після виходу ДГУ на робочий режим (частота і напруга в межах допуску), блок управління перемикає контактором навантаження на вихід генератора. В автономному режимі СГЕ може працювати протягом тривалого проміжку часу, що визначається кількістю палива в баці електростанції, роздільним витратою палива (величина цього параметра залежить від навантаження) і міжсервісним інтервалом техобслуговування ДГ.

По усуненню аварії енергопостачання цеху до вичерпання ресурсу палива

ДГУ блок управління ДГУ по команді від датчика стану вхідної мережі перемикає контактором навантаження на основний вхід. Потім (через 120 секунд після виключення навантаження від генератора) відбувається автоматичне вимикання двигуна. Проміжок часу, протягом якого ДГУ працює без навантажень, необхідних для охолодження двигуна.

5.4 Вибір та розрахунок гарантованого джерела живлення

Необхідно виконати вибір локальної системи гарантованого живлення для механічного цеху враховуючи особливості електроприймачів які потребують резервного живлення

Для розрахунку потужності і вибору ДЕС для живлення споживачів загального призначення необхідно знати:

1. сумарну потужність навантаження (споживачів електроенергії);
2. вид (характер) навантаження;
3. режим роботи (використання) ДЕС;
4. температуру середовища, в якій працює ДЕС.

Загальна розрахункова, максимальна потужність ДЕС визначається за формулою:

$$P_{MAX} = P_{ED} + P_{ocv} \text{ (кВт)}, \quad (5.1)$$

де – P_{ED} – потужність, що споживається електродвигунами; P_{ocv} – потужність споживачів освітлення.

При розрахунках потужності ДЕС потрібно також враховувати втрати потужності в мережах і на власні потреби ДЕС. Максимальне розрахункове навантаження ДЕС в цьому випадку буде визначатись як:

$$P_{MAX. PO3} = \frac{P_{MAX} \cdot k_{BT}}{k_{B.П}} (\text{кВт}), \quad (5.2)$$

де $k_{BT} = 1,1$ - коефіцієнт, що враховує втрати потужності в мережі з рівнем напруги до 250В;

$k_{B.П}$ - коефіцієнт, що враховує витрати електроенергії на власні потреби ДЕС, зазвичай $k_{B.П} = 0,97$.

Визначимо повну розрахункову потужність ДЕС:

$$S_{MAX. PO3P} = \frac{P_{MAX. PO3P}}{\cos \varphi} (\text{кВА}). \quad (5.3)$$

$$P_{MAX} = 99,12 + 1,46 = 100,58 \text{ кВт};$$

$$P_{MAX. PO3} = \frac{100,58 \cdot 1,1}{0,97} = 114,059 \text{ кВт};$$

$$S_{MAX. PO3P} = \frac{114,059}{0,8} = 142,574 (\text{кВА}).$$

$$I_{MAX. PO3P} = \frac{S_{MAX. PO3P}}{\sqrt{3} \cdot U_{0,38}} = \frac{142,574}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 216,62 \text{ А}$$

За величиною розрахункової потужності необхідно обрати ДЕС однак необхідно враховувати запас потужності.

А при використанні ДЕС в режимі резерву потужність навантаження повинна бути в межах 70 ... 90% від потужності станції.

Це означає, що потужність обраної ДЕС для резервної роботи повинна бути більшою розрахункової – в 1,11 ... 1,43 рази (в середньому в 1,25 рази).

Отже, в результаті визначення розрахункової, максимальної потужності та з врахуванням відповідного коефіцієнту запасу для резервних ДЕС, було обрано дизельний генератор Gesan DVA 220E в контейнері с АВР[26](рис. 5.4). технічні характеристики показано в табл. 5.1



Рисунок 5.4 – ДГ Gesan DVA 220E в контейнері з АВР

Враховуючи умови проектування необхідно визначити особливості комплектації ДЕС, яка може бути сформована на замовлення.

Внутрішнє приміщення механічного цеху має достатньо велику кількість електроприймачів та верстатного устаткування, тому, було вирішено виконувати установку ДЕС за межами основного приміщення. ДЕС буде розташована на відстані 8м від цехового приміщення та змонтована на бетонному фундаменті поряд з КТП1.

Враховуючи те, що ДЕС знаходиться на відстані від цехового приміщення, необхідно обрати кабельну лінію якою буде виконуватись живлення електроприймачів першої категорії.

Враховуючи значення розрахованого струму обираємо кабель АВВГ 4х120 мм з допустимим значенням струму при прокладці в землі 224 А. Виконаємо перевірку обраного кабелю аналогічно розрахункам підрозділу 3.5.

$$I_{сп_1} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2;$$

$$233,71 < 216,62 \cdot 1,06 \cdot 1 = 229,62 \text{ А}.$$

Для забезпечення живленням при виникненні аварійних ситуацій необхідно розрахувати кількість дизельного пального яка необхідна ДЕС.

Зазвичай Gesan DVA 220E – комплектуються паливним баком на 415 л. Витрата палива в звичайному режимі роботи складає 33,8 л/год. Час безперервної роботи складає 12,3 год.

Таблиця 5.1- Технічн і характеристики Gesan DVA 220E

ГОЛОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Потужність номінальна:	160 кВт
Потужність максимальна:	176 кВт
Напруга:	230/400 В
Число фаз:	3
Пуск:	електростартер
Ступінь автоматизації:	2
Витрати палива при 75% навантажені:	33.8 л/г
Об'єм паливного бака:	415 л
Виконання:	у контейнері
Тип генератора:	Синхронний
інверторна модель:	нема
Частота:	50 Гц
Функція зварювання:	нема
ДВИГУН	
Паливо :	дизель
виробник двигуна:	Volvo
Модель двигуна:	TAD 733 GE
Система охолодження:	рідиною
Частота обертання двигуна:	1500 об/мин
Страна походження:	Испания
Гарантия:	1 рік

Враховуючи показник SAIDI(хв) – (середня тривалість відключень) для механічного цеху, що становлять приблизно 260 хв на рік(не враховуючи умови війни), необхідно розрахувати кількість пального для забезпечення живленням споживачів протягом цього часу.

$$\frac{415}{738} = \frac{x}{260} \Rightarrow x = \frac{415 \cdot 260}{738} = 146,2 \text{ л.}$$

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі були розглянуті питання підвищення надійності системи електропостачання промислових підприємств із неперервним циклом виробництва.

Під час виконання магістерської роботи були виконані завдання:

- проведено аналіз показників надійності електропостачання промислових підприємств;
- розглянуті рекомендації щодо підвищення надійності систем електропостачання;
- визначені розрахункові навантаження механічного цеху;
- проведено вибір засобів компенсації реактивної потужності;
- проведено вибір трансформатора цехової підстанції та вибір комутаційної апаратури розподільної мережі;
- проведено перевірку правильності вибору обладнання з високовольтного та в мережах до 1 кВ;
- проведено аналіз основних засобів забезпечення гарантованого живлення;
- проведено вибір та розрахунок гарантованого джерела живлення.

Встановлено, що для забезпечення безперебійного живлення промислових підприємств взагалі та механічного цеху зокрема, необхідно застосувати систему безперебійного живлення.

Визначено, що для системи безперебійного живлення цеху слід обрати схему резервним джерелом живлення від дизельного генератора. Обрано дизельний генератор Gesan DVA 220E в контейнері з АВР потужністю 160 кВт.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Журахівський А.В. та ін. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с.
2. Рожков П. П., Рожкова С. Е. Конспект лекцій з дисципліни “Надійність електричних мереж”. – Харків. – 2011. – 89 с.
3. Папайка Ю. А., Лисенко О.Г., Бубліков А.В., Олішевський І.Г. Оцінка надійності систем електропостачання з потужними нелінійними навантаженнями «Електротехніка та електроенергетика» № 4 (2020) <http://ee.zntu.edu.ua/issue/view/14324/7728>
4. Мірошник, Ю. В. Якість надання послуг з електропостачання: основні термінологічні визначення та нормативна база / Ю. В. Мірошник, С. В. Казанський // Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенергетичної та автоматики». – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/23731>.
5. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с.
6. Галушко, В. Н. Надежность электроустановок и энергетических систем : учеб.-метод. пособие / В. Н. Галушко, С. Г. Додолев ; М-во образования Респ. Беларусь, Белорус. гос. ун-т трансп. – Гомель : БелГУТ, 2014. – 154 с.
7. 8.НАПБ Б.03.002-2007 Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою.
8. ДСТУ ІЕС 60529:2019 Ступені захисту, забезпечувані корпусами (ІР-код) ІЕС 60529:2013, ІДТ Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=88654
9. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ: Мінекономрозвитку

України, 2014. 27 с.

10. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. Режим доступу: http://online.budstandart.com.ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
11. Каталог засобів компенсації реактивної потужності [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://shop.voltenergo.com.ua/kondensatornaya-ustanovka-krm-veg-04-2505>
12. Укрелектроапарат: [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.uea.com.ua/>.
13. Каталог: [Електронний ресурс] : Засоби комутаційної апаратури – 0,4 кВ]. – Івано-Франківськ. – Режим доступу: <https://www.avtomats.com.ua/>
14. ООО «Электро Комплект-Сервис». Каталог: [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://e-.ru/cena/provod-arpv->.
15. УкрЕлектро. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://ukrelektro.com.ua/>.
16. Півняк Г.Г., Жежеленко І.В., Папаїка Ю.А., Несен Л.І. Перехідні процеси в системах електропостачання: [підручник для ВНЗ], М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с.
17. Буйний Р.О., Ананьєв В.М., Тесленко В.В. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях: [Методичні вказівки] – Чернігів: ЧДТУ, 2004. – 37 с.
18. Каталог приладів обліку [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://add-energy.com/products/avtomatizaciya-obliku-elektroenergii/lichilniki-3-fazni-transformatornogo-vkljuchennya/>
19. Постанова НКРЕКП від 28.12.2018 № 2069 «Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2019 рік»
20. ДСТУ Б А.2.4-10:2009 Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів.
21. Методичні рекомендації по проектуванню систем гарантованого електропостачання // уклад. В.Г. Кузнецов, С.Д. Федоров, С.В. Облакевич, Е.П.

Островський. – К.: ТОВ ”Видавництво Аратта”, 2005. - 76 с.

22. Рішення щодо автономного електропостачання для промисловості. Режим доступу: <https://vinur.com.ua/ua/aboutus/usefull-info/industry-solutions/219-industry>

23. Системи безперебійного і гарантованого електропостачання. Режим доступу: https://vk.com/@itsctob_group-sistemy-bespereboinogo-i-garantirovannogo-elektropitaniya

24. Дизельный генератор Gesan DVA 220E в контейнері с АВР. Режим доступу: <https://gesan-rus.ru/dizelnye/volvo-penta/dva-220e-v-kontejnere-s-avr/>