

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

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра _____ Електропостачання та енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

Директор інституту

_____ **Сергій БЛАЖЕНКО** _____

(підпис)

(ім'я та прізвище)

« ___ » _____ грудня _____ 2024 р.

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ **Сергій БАЛЮТА** _____

(підпис)

(ім'я та прізвище)

« ___ » _____ грудня _____ 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

на тему: «Розробка системи електропостачання електромеханічного заводу з аналізом заходів з енергозбереження.»

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

_____ **Лагута Євгеній Сергійович** _____

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник _____ **Чорний Юрій Аркадійович** _____

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Консультанти _____

(ім'я та прізвище)

(підпис)

_____ (ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

_____ (ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Рецензент _____

_____ **Наталія ІВАЩЕНКО** _____

(ім'я та прізвище)

(підпис)

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

Здобувач _____

(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Сергій БАЛЮТА/

“ 01 ” жовтня 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Лагута Євгеній Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання електромеханічного заводу з аналізом заходів з енергозбереження

керівник роботи Чорний Ю.А., к.т.н., доц., доцент кафедри електропостачання і енергоменеджменту

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 01 ” жовтня 2024 року № 859-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 28 листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: генеральний план підприємства, будівельне креслення цеху з розташуванням технологічного обладнання, електричні навантаження споживачів, ПУЕ

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналіз засобів з енергозбереження. 2. Способи економії електроенергії на підприємстві. 3. Розрахунок електричних навантажень. 4. Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП. 5. Вибір оптимальної системи напруги .

6. Вибір числа та потужності цехових трансформаторів. 7. Вибір схеми напруги внутрішньозаводської мережі. 8. Розрахунок струмів короткого замикання . 9. Вибір обладнання в мережі вище 1000В. 10. Розрахунок мережі низької напруги

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генплан електромеханічного заводу. 2. Схема електропостачання електромеханічного цеху. 3. Силова схема електромеханічного цеху.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання «01» жовтня 2024р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ З№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
	Отримання завдання на магістерську роботу	01.10.24р.	
1	Аналіз засобів з енергозбереження.	01-07.10.24	
2	Розрахунок електричних навантажень.	08-11.10.24	
3	Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП	12-15.10.24	
4	Вибір оптимальної системи напруги	16-19.10.24	
5	Вибір числа та потужності цехових трансформаторів	20-25.10..24	
6	Вибір схеми напруги внутрішньозаводської мережі	26-30.10.24	
7	Розрахунок струмів короткого замикання	07-08.11.24	
8	Вибір обладнання в мережі вище 1000В	09-13.11.24	
9	Розрахунок мережі низької напруги	14-19.11.24	
10	Оформлення графічної частини роботи	20-22.11.24	

Здобувач

_____ (підпис)

Лагуга Є.С.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Чорний Ю.А.

_____ (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Лагута Є. С. Розробка системи електропостачання електромеханічного заводу з аналізом заходів з енергозбереження141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ 2024

В роботі розглянуто питання енергозбереження, які дозволяють підвищити ефективність використання паливно-енергетичних ресурсів та використання в господарському обороті відновлюваних джерел енергії. Енергозбереження - важливий напрям пов'язаний зі збереженням природних ресурсів. Визначено способи економії електроенергії. Здійснено проектування системи електропостачання електромеханічного заводу.

Використання засобів енергозбереження під час проектування та експлуатації систем електропостачання дозволяє значно зменшити втрати електроенергії та енергетичних ресурсів при експлуатації систем електропостачання.

Ключові слова: енергозбереження, енергетичне обстеження, втрати електроенергії, встановлена потужність.

ABSTRACT

Laguta E. C. Development of the electrical supply system of an electromechanical plant with analysis of energy saving approaches

141 “Electrical power engineering, electrical engineering and electro mechanics”

National University of Food Technologies

Kiev 2024

The work examines nutritional energy conservation, which is a combination of scientific, technological, economical and technical approaches that allow for the advancement of the efficiency of the use of fuel and energy resources and the use of the turnover of the renewed energy sources. Energy conservation is an important direct link to the conservation of natural resources. An analysis of energy saving methods based on the energy supply of enterprises has been carried out. Ways to save electricity have been identified. The design of the electrical supply system for the electromechanical plant has been completed.

The use of energy saving methods during the design and operation of power supply systems allows for a significant reduction in the consumption of electricity and energy resources during the operation of power supply systems.

Key words: energy saving, energy saving, energy consumption, tension installed.

Зміст.

Вступ	6
Розділ 1. Аналіз засобів з енергозбереження.	7
1.1 Енергетичне обстеження підприємств енергоспоживання.	7
1.2 Автоматизовані системи контролю і обліку електроенергії як фактор підвищення енергоефективності.	13
1.3 Економічна ефективність енергозберігаючих проєктів.	17
19	21
Розділ 3. Розрахунок електричних навантажень.	22
Розділ 4. Картограма та визначення центру електричних навантажень.	27
Розділ 5. Вибір оптимальної системи напруги	29
Розділ 6. Вибір числа та потужності цехових трансформаторів	34
Розділ 7. Вибір схеми напруги внутрішньозаводської мережі	41
Розділ 8. Розрахунок струмів короткого замикання	44
Розділ 9. Вибір обладнання в мережі вище 1000В	50
Розділ 10. Розрахунок мережі низької напруги	62
ВИСНОВКИ	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	90

ВСТУП

Проектування систем енергопостачання – перший, обов’язковий етап, з якого починається створення електромережі будинку чи підприємства. Проект електропостачання – це комплекс технічних рішень для всіх елементів системи електропостачання (система живлення та розподільна мережа, системи захисту та інші складові). Розробка проекту енергопостачання передуює встановленню та підключенню обладнання, прокладанню кабелю. Проект мереж електропостачання, зовнішніх та внутрішніх – важлива складова будівельного проекту різних об’єктів. Якими б не були масштаби та призначення об’єкта, де використовується електрообладнання та електричне освітлення, йому потрібен проект енергопостачання.

Важливим питанням під час проектування та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств є використання засобів енергозбереження. Для з’ясування напрямів та можливостей використання енергозберігаючих технологій необхідно провести енергетичне обстеження проєктованого або аналогічного підприємства. На основі результатів обстеження розробляються напрями вдосконалення або впровадження систем енергопостачання з використанням енергозберігаючих технологій.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЗАСОБІВ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ.

1.1. Енергетичне обстеження підприємств енергоспоживання

Енергетичне обстеження проводяться з метою визначення відповідності рівня експлуатації енергетичних об'єктів вимогам нормативно-технічної документації, оцінки показника енергоефективності передачі та розподілу електроенергії, визначення можливостей його зниження, розробки та реалізації ефективних енергозберігаючих заходів.

Усі енергетичного постачання підлягають обов'язковому енергетичному обстеженню відповідно до питань, які розглядають аудитори під час проведення енергетичного обстеження».

Аудит - справа нова, але він уже зарекомендував себе не з кращого боку. Виною тому недобросовісні енергетичні аудитори. Тому важливо постійно контролювати адекватність роботи аудитора цілям та завданням обстеження.

Наведемо основні правила проведення енергоаудиту:

1. Існують три способи зниження споживання енергії:

- виключити нераціональне використання;
- усунути втрати;
- підвищити ефективність.

У цих напрямках і в такій послідовності повинні працювати аудитори, бо нерозумно вкладати кошти в підвищення ефективності устаткування, що марно працює.

2. Чим менша частка енергоресурсу у загальних енерговитратах, тим менше часу (грошей замовника) має бути витрачено для визначення ефективності його використання на підприємстві.

3. Часто невелика економія у великого споживача буває значною і досяжною, ніж велика економія у невеликого споживача.

На жаль, ці найпростіші правила часто порушуються.

В енергоаудиту розглядаються чотири етапи:

1. Збирання інформації про підприємство, аналіз цієї інформації, визначення програми обстеження.

За результатами цього етапу стають зрозумілими обсяги, вартість та строки виконання робіт.

На початку аудитори мають отримати загальне уявлення про підприємство, розібратися в його структурі, ознайомитись з технологічними процесами та вивчити перелік основного обладнання. Необхідно зібрати наявну на підприємстві інформацію про споживання всіх ресурсів та випуск продукції в натуральному та грошах протягом не менше 12 останніх місяців.

Повнота та якість цих даних визначають обсяг роботи з подальшого обстеження підприємства.

Виходячи з цієї інформації, аудитор складає програму, уточнює вартість та строки роботи.

Аудитору слід проаналізувати отриману інформацію та разом із програмою подати замовнику:

- величини пайового споживання кожного ресурсу та зачіп на них;
- питомі витрати кожного ресурсу випуск одиниці виробленої продукції в натуральному і грошах;
- експертну оцінку перспектив енергозбереження.

Така інформація характеризує професіоналізм аудитора і допоможе замовнику скласти кошторис витрат з подальшого обстеження його підприємства.

2. Обстеження підприємства, у тому числі розробка докладних балансів за всіма ресурсами, виявлення основних споживачів та місць економії ресурсів.

Обстеження проводиться з визначення найбільш значимих споживачів кожного енергоресурсу за обсягами споживання і витрат, тобто. практично конкретних місць ефективної економії ресурсів.

Аудитор повинен розібратися в технологічних процесах та скласти спрощену схему. Для кожного її елемента визначити та нанести потоки всіх ресурсів та витрат. Скласти перелік основних споживачів енергоресурсів із зазначенням обсягів споживання.

Аудитору необхідно домогтися розуміння та взаємодопомоги від персоналу підприємства, тільки при розмовах з людьми можна отримати більшу частину потрібної інформації.

Якщо для оцінки енергетичних потоків наявної на підприємстві інформації недостатньо, що найчастіше буває, необхідно провести вимірювання та випробування, здійснити так зване інструментальне обстеження.

В результаті обстеження буде отримано:

- баланси споживання енергоресурсів підприємства (з одного боку, ми маємо величину споживання енергоресурсів підприємством, а з іншого боку, список основних споживачів із даними про їх споживання плюс прийнятний небаланс);
- шляхи підвищення енергоефективності.

На третьому етапі енергоаудиту ці матеріали стануть основою пропонованих енергозберігаючих проектів.

Інструментальне обстеження проводиться з метою визначення величин споживання енергоресурсів окремими ділянками, підрозділами чи споживачами. Ця інформація є ключовою для енергоаудиту, а за умов повсюдної відсутності обліку енергоресурсів на підприємстві її немає. Розрахувати енергоспоживання буває складно, та й не завжди розрахунковим даним можна довіряти.

Найбільш ефективний шлях отримання цих даних полягає у записі показань загальної витрати енергоресурсу по підприємству (ділянці, підрозділу тощо) існуючим чи спеціалізованим приладом. Тоді необхідні виміри у вузлах проводяться з прив'язкою (зазвичай у часі) кожного виміру до показань реєстратора.

Цей метод дозволяє просто та дешево отримати необхідні дані з оцінною та прийнятною похибкою.

3. Розробка енергозберігаючих проектів та їх об'єднання у єдину програму підвищення ефективності.

Цей етап передбачає розробку переліку запропонованих проектів із визначенням усіх можливих наслідків від їх впровадження.

чч енергозберігаючих проектів на підприємстві.

На всіх стадіях енергоаудиту важливо обговорювати всі можливі проекти із персоналом підприємства.

Усі запропоновані проекти повинні враховувати реалії підприємства (наявність фінансових і виробничих ресурсів, плани щодо розширення або зміни технології тощо), думку його фахівців та всі можливі фактори інших вигод та ризиків, а також аспекти взаємного впливу проектів.

Визначення вартості та окупності необхідно проводити за даними конкретних (а за великими проектами бажано кількох) виробників або постачальників обладнання та послуг.

Обов'язковою є експертиза проектів. Енергоаудитор зобов'язаний довести фахівцям підприємства та (іноді) запрошеним ними експертам здійсненність, прийнятність, технічну та економічну досконалість, а також безпеку запропонованих проектів на даний момент та перспективу.

Найбільш якісний продукт енергоаудиту - це система заходів, що враховує терміни та послідовність впровадження, оптимізована для часткового самофінансування програми (тобто у програмі передбачено здійснення низки проектів за рахунок коштів, що вивільняються при ефекті впроваджених).

Результатом третього етапу має стати узгоджена програма енергозбереження.

Звіт та презентація результатів роботи

За результатами роботи аудитор подає замовнику звіт про енергоаудит, за потреби енергетичний паспорт підприємства, іноді проводить презентацію результатів керівництву та спеціалістам підприємства.

Звіт є матеріальним продуктом енергоаудиту, він повинен бути написаний ясно, чітко та містити:

- дані щодо енергоспоживання в натуральному та грошовому вираженні;
- короткий опис енергосистем підприємства;
- інформацію про енергоспоживання та втрати;

- перелік пропонованих енергозберігаючих проектів із зазначенням очікуваної економії у натуральному та грошовому вираженні;
- висновок про вплив впровадження проектів на сумарне споживання енергоресурсів підприємством та величину їх оплати.

Якісний звіт включає три частини:

1) короткий виклад результатів енергоаудиту, призначений для старших керівників та нетехнічних фахівців. Це самостійний документ невеликого обсягу, який містить основні результати обстеження;

2) основну частину, яка містить опис виконаної роботи та пропонованих проектів;

3) додатки, де надається детальна інформація, яка може бути затребувана фахівцями: докладні розрахунки, опис методик, використані довідкові дані тощо.

Паспорт оформляється відповідно до стандарту та реєструється у територіальному органі Держенергонагляду.

Презентація матеріалів енергоаудиту є не обов'язковим, але важливим заходом. Від його результатів багато в чому може залежати доля розроблених проектів.

Результати, отримані під час енергетичного обстеження, вражають.

1. Для низки підстанцій мережевого підприємства, мають перевантаження, необхідно провести заміну трансформаторів більш потужні задля забезпечення збільшується платоспроможного попиту електроенергію.

2. Парк встановленого електротехнічного обладнання переважно складається з продукції, знятої в даний час з виробництва, що ускладнює підтримку обладнання у робочому стані. У мережах є три підстанції, термін експлуатації яких перевищив гранично-нормативний (30 років).

3. Аналіз та розрахунки технічних втрат електроенергії за 1999, 2000, 2001 р.р. виявили стійку тенденцію до зниження технічних втрат, що пояснюється зниженням транзиту електроенергії через мережі та зменшенням технічних втрат у повітряних лініях 500 кВ. У цьому сталось збільшення комерційних втрат. У 1999-2001 рр. комерційні втрати перевищували за абсолютною величиною

припустимий небаланс. У 2001 р. частка комерційних втрат у загальній структурі втрат електроенергії становила 60 %. У грошах комерційні втрати за 2001 р. оцінюються на рівні 300 млн грн. Такий стан характерний для мережевих підприємств, що мають розподілене навантаження на рівні 0,4-10 кВ.

4. Основною причиною комерційних втрат електроенергії є систематичні похибки обліку електроенергії та слабкий контроль за корисною відпусткою.

5. Для зниження втрат електроенергії висунуто пропозиції щодо реорганізації енергозбутової діяльності, що мають найменші терміни окупності, та вдосконалення систем обліку електроенергії. Заходи, пов'язані з удосконаленням технічної бази систем обліку електроенергії, мають великі терміни окупності, але мають довгостроковий позитивний ефект.

6. Для більшості розподільчих підстанцій 110-220 кВ необхідно додатково встановити прилади обліку електроенергії для забезпечення повного охоплення приєднань та можливості достовірного контролю за корисною відпусткою електроенергії.

7. Аналіз методики визначення технічних втрат електроенергії, що використовується, показав, що покладений в її основу звітно статистичний метод має ряд істотних недоліків і не дозволяє розкрити відповідно до вимог структуру втрат електроенергії. У перспективі слід використовувати схемно-технічний метод розрахунку та нормування втрат електроенергії. При вирішенні питання щодо боротьби з комерційними втратами слід переходити від нормування звітних втрат для всього підприємства (одна цифра) до розрахунку фактичних та допустимих небалансів електроенергії відповідно до ієрархії мережевого підприємства (секції шин, шини, підстанції, райони електричних мереж).

В основу алгоритму визначення втрат в електричних мережах, який використовується в програмних комплексах, покладено методи розрахунку встановлених режимів та оцінювання стану енергосистеми. Згідно з проведеними дослідженнями найбільш прийнятним та універсальним з погляду складності та точності обчислень є так званий балансовий метод, у якому використовується розрахункова модель на основі першого закону Кірхгофа.

1.2. Автоматизовані системи контролю і обліку електроенергії як фактор підвищення енергоефективності

Ситуація в електроенергетиці, обумовлена загальним економічним становищем та економічної політикою державі, пред'являє оновлені та підвищені вимоги до ведення взаємних розрахунків за основний продукт виробництва - електричну енергію. Існуюча сьогодні організаційна та технічна структура обліку кількості споживання та виробництва електричної енергії не дозволяє в повному обсязі вирішувати це завдання. З цієї причини в галузі ведуться інтенсивні роботи зі створення систем, за допомогою яких стане можливим вирішення завдання взаємних розрахунків, у тому числі автоматизованих. Основним технічним компонентом цієї структури є автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії та потужності (АСКОЕ).

АСКОЕ дозволять забезпечити автоматизовані вимірювання потоків електроенергії та потужності з метою комерційного та технічного обліку, а також диспетчерського управління. Точні системи вимірювання потоків електроенергії дозволять знизити втрати електроенергії, що дуже актуально на даний момент. Крім того, АСКОЕ є технічною базою, яка забезпечує повноцінне функціонування оптового ринку електроенергії та потужності (ФОРЕП) і, механізм роботи якого в перспективі передбачає ведення розрахунків між суб'єктами у реальному часі. Структури, подібні до ФОРЕП, розроблені та функціонують в енергосистемах розвинених зарубіжних країнах.

Без правильно організованого обліку важко ефективно боротися із втратами енергії. Розглянемо облік електроенергії.

Основним параметром обліку, безумовно, є точність, яка залежить не тільки від лічильників, а й від вимірювальних трансформаторів струму (ТТ) та напруги (ТН), а також від величини втрат у проводах, що з'єднують ТТ та ТН із лічильниками.

З появою робочих лічильників класу 0,2 настала межа доцільності подальшого підвищення їх точності, особливо в країнах, де не випускаються ТТ

та ТН вище за клас 0,5. Тому сьогодні основні резерви підвищення точності обліку лежать у галузі вдосконалення конструкцій, умов експлуатації та більш жорстких вимог до державних перевірок ТТ та ТН у ланцюгах розрахункового обліку. А резерви тут величезні.

Автори багаторічних досліджень, які проводяться на реальних енергетичних об'єктах, фактичної точності обліку, а також розрахунки щодо можливої економічної ефективності від наведення порядку на лініях електропередач (ЛЕП) 500 кВ на межах регіону, де скрізь встановлені лічильники класу 0,5. цього дослідження стверджують, що фактична точність обліку становить 4-6 %, а економічні втрати енерговиробників від наднормативних негативних втрат обчислюються у 2 трлн грн.

Основною причиною таких втрат є незареєстроване підключення на вторинні ланцюги ТН різних додаткових навантажень і старіння матеріалу сердечників ТТ.

Якщо стан обліку на ЛЕП 500 кВ з лічильниками класу 0,5 такий незадовільний, то на нижчих щаблях напруги, де стоять лічильники класу 1,0 і 2,0, справи ще гірші.

Розвиток автоматизованих систем контролю та обліку споживаних енергоресурсів у нашій країні набуває все більшої актуальності. Пов'язано це із прагненням до ефективного управління виробництвом, яке неможливе без впливу на такі складові витрат підприємства, як плата за спожиту електричну, теплову енергію. Забезпечити такий вплив можна лише шляхом постійного моніторингу існуючих енергетичних навантажень підприємства.

Одним із ефективних напрямків в енергозбереженні є енергозбереження у сфері споживання електричної енергії. Зростання інтересу до систем обліку енергоресурсів обумовлено такими основними факторами:

- зростанням енергоємності продукції;
- посиленням конкуренції на внутрішньому та зовнішньому ринках;
- організацією оптового ринку електричної енергії та потужності;
- набуттям чинності нових тарифів на електричну енергію.

У умовах підприємства всіх галузей промисловості що неспроможні ігнорувати таку складову собівартості виробленої продукції, як плата за спожиту електричну енергію і потужність. Сьогодні генеруючі та електромережні компанії, вирішуючи завдання оптимізації власного виробництва, надають підприємствам достатні можливості для значного зниження плати за користування продукцією електроенергетики. Однак для реалізації цих можливостей необхідний спеціальний інструмент автоматизованої системи обліку та контролю електричної енергії та потужності АСКУЕ.

3.1. Завдання, які вирішуються за допомогою АСКОЕ

Сучасні системи АСКОЕ призначені для вирішення наступних завдань:

- здійснення комерційних відносин між енергопостачальними та енергоспоживаючими підприємствами та організаціями;
- організації контролю підприємствами та його окремими структурами встановлених лімітів та норм витрати енергії;
- оперативного управління виробництвом з метою розподілу та використання енергії;
- складання енергобалансу підприємства, цехів, ділянок та установок, що споживають;
- визначення фактичного рівня корисного використання енергії та виявлення шляхів його підвищення;
- визначення реального споживання енергії та інших енергоносіїв на одиницю товарної продукції та вжиття заходів щодо встановлення технічно обґрунтованих питомих норм витрати енергоносіїв;
- прийняття оперативних рішень щодо оптимізації режиму енергоспоживання в реальному масштабі часу.

3.2. Ефект від впровадження АСКОЕ

Впровадження АСКОЕ дозволить скоротити витрати на оплату електричної енергії та потужності за рахунок таких складових:

- договірною – дасть можливість виключити договірну складову при розрахунках за електроенергію; хб

- тарифної – дозволить отримати більш вигідні тарифи;
- режимно-тарифної – забезпечить мінімізацію платежів у рамках одного й того ж тарифу (зони);
- технологічною – дасть можливість виключити неефективне використання обладнання (АСКУЕ на рівні цехів та госпрозрахунку між ними);
- особистісний – дозволить припинити використання персоналом обладнання в особистих цілях;
- безхазяйний - виключення енерговитрат (при введенні внутрішнього госпрозрахунку та стимулюванні за економію).

3.3. Основні технічні функції

На сьогоднішній день на ринку АСКОЕ представлено достатньо технічних засобів, які повністю відповідають завданням комерційного та технічного обліку споживання електроенергії та потужності. Однак якщо за допомогою встановлення АСКУЕ підприємство має намір не просто констатувати факт споживання тієї чи іншої кількості енергії, а вирішити завдання ефективного та оперативного управління процесом споживання енергії, то технічні засоби мають відповідати таким вимогам:

1. Інтервал часу отримання та зберігання інформації необхідно щоб знаходився в межах 10-20 с, що пов'язано з необхідністю прийняття оперативних рішень знаходився в межах 30-хвилинних інтервалів, якими існують при розрахунках з енергопостачальними організаціями.
2. Повинна бути забезпечена передача телесигналів про стан та режими роботи електричного обладнання.
3. Повинна бути забезпечена оперативна передача телевимірювань.
4. Повинна бути забезпечена можливість телеуправління для оперативного на обладнання енергогосподарства.
5. Повинна бути забезпечена можливість обліку неелектричних енергоносіїв, що дозволить створити систему автоматизованого обліку всіх видів енергоносіїв на єдиній технічній та програмній платформі.

1.3. Економічна ефективність енергозберігаючих проектів

Критерії ефективності інвестицій

Цілком очевидно, що енергозбереження, підвищення енергоефективності вимагають вкладення коштів, тобто. є інвестиційною діяльністю, що з прийняттям рішень

Критерії прийняття інвестиційних рішень можна поділити на дві категорії

1) якісні критерії;

- нормативні;
- ресурсні критерії, які, своєю чергою, поділяються: - на науково-технічні;
- технологічні,
- виробничі;
- джерела фінансових ресурсів;

2) кількісні критерії;

До них відносяться:

- вартість проекту;
- чиста поточна вартість;
- прибуток;
- рентабельність;
- внутрішня норма прибутку;
- період окупності;
- чутливість прибутку.

Існують деякі правила, яких необхідно дотримуватись.

1. Інвестувати кошти у виробництво чи цінних паперів має сенс лише тому випадку, якщо можна отримати чистий прибуток вище, ніж від зберігання грошей у банку.

2. Інвестування коштів можливе у разі, коли рентабельність інвестицій перевищує швидкість підвищення інфляції.

3. Інвестування слід можливе тільки у найбільш рентабельні проекти.

Таким чином, рішення про інвестування в проект приймається, якщо він відповідає наступним критеріям:

- дешевизна проекту;
- мінімізація ризику інфляційних втрат;
- стислість терміну окупності; -
- стабільність чи концентрація надходжень;
- висока рентабельність як така та після дисконтування;
- відсутність вигідніших альтернатив.

В дійсності для впровадження вибираються проекти не тільки з максимальною прибутковістю та що мають найменший ризик, а такі що вписуються в напрям розвитку підприємств галузі енергозбереження.

Далі йтиметься про кількісні критерії оцінки ефективності інвестицій, які дозволяють з деякою часткою ймовірності оцінити фінансові перспективи проекту, а головне дають можливість порівняння кількох альтернативних проектів.

Облік чинника часу провадиться шляхом дисконтування, тобто. приведення різночасних грошових надходжень (виплат) до моменту часу. Зазвичай вибирається «нульовий» момент часу, що відповідає початку відліку.

Формула дисконтування:

$$L_0 = L_{0i} \frac{(1+I)^i}{(1+R)^i}$$

або

$$L_0 = L_{0i} \frac{(1+I)^i}{(1+R_r)^i}$$

де $R_r = \frac{R-I}{1+I}$ - реальна процентна ставка (ставка дисконту); I - коефіцієнт інфляції, частки від одиниці, у обчисленні періоду j (тобто у річному чи місячному); R - вартість капіталу, частки одиниці, у обчисленні періоду j , а також у відповідній валюті (тобто, при використанні рублевих надходжень і виплат і, відповідно, гривневої інфляції, вартість капіталу також використовується в гривневому обчисленні (зазвичай на рівні ставки Центрального банку РФ))); L_{0i} величина майбутніх надходжень (виплат) у цінах цього, «нульового» моменту часу.

РОЗДІЛ 2. СПОСОБИ ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДПРИЄМСТВІ

Енергозбереження на підприємстві є однією з найактуальніших проблем, з якою стикається промисловість. Це пов'язано із постійним зростанням вартості на електроенергію та інші енергоносії.

Виробництва витрачають свої фінанси на сировину та матеріали, паливо, на експлуатаційні роботи, але найдорожчою є оплата за енергетичну складову.

Енергозберігаючі заходи, які ви проведете на вашому підприємстві, дозволять вам значно скоротити витрати на енергоносії і тим самим позитивно впливати на технічно-економічні показники роботи підприємства чи виробництва. Це відразу спостерігається у збільшенні рентабельності та поліпшенні конкурентоспроможності продукції, що випускається за рахунок зниження собівартості продукції або послуг, що випускається.

Економія електроенергії для підприємства з допомогою власної генерації.

У середньому в Україні, собівартість електроенергії від власної електростанції, що працює на газі, на 50% нижча за вартість покупної електроенергії.

Вартість електроенергії від власної генерації значно нижча від ринкової ціни, оскільки повністю відпадають послуги з передачі електроенергії та вартість потужності електроенергії.

Само собою зрозуміло, кожен проект із встановлення власної генерації необхідно вважати індивідуально, і, залежно від регіону та ціни на газ, вартість власної електроенергії буде на 40%, 50% або 70% нижче за ринок.

Як показує практика, будівництво власної невеликої електроенергії для великого промислового підприємства може окупитися менш як за 5 років.

Частотно-регульовані електроприводи.

В Україні понад 50% усієї споживаної електроенергії на виробничих підприємствах використовують для живлення електродвигунів. Як правило, розмір електродвигуна розрахований на максимальну потужність обладнання, тобто з великим запасом.

Години пікового завантаження становить, як правило, менше 50% від загального часу роботи виробництва.

В результаті, частина часу електродвигун споживає значно більше електроенергії, ніж це необхідно для виконання корисної роботи. Для скорочення часу роботи в порожню застосовуються частотно-регульовані електроприводи. Суть роботи частотно-регульованого електроприводу полягає у гнучкій зміні частоти обертання двигуна, залежно від реального навантаження.

Це дозволяє знизити споживання електроенергії електродвигуном на 30-50%.

Економія електроенергії на підприємстві за рахунок скорочення втрат у мережах.

Втрати електричної енергії у мережі прямо пропорційні активному опору проводів. Для того, щоб знизити опір проводів, як правило, буде потрібно реконструкція. Реконструкція вимагає значних інвестицій, тому коли у вас виникне необхідність її проводити, не забудьте про наступні заходи щодо скорочення втрат з мереж:

Переведення зовнішніх та внутрішніх мереж на більш високу напругу.

Зниження втрат досягається за рахунок зниження опору в мережі. За цим принципом працюють усі високовольтні мережі. Якщо є можливість проводити трансформацію електроенергії на низьку напругу безпосередньо в місці споживання.

Заміна алюмінієвих дротів на мідні.

Опір у мідних проводах на 30%-40% нижчий ніж у алюмінієвих. Якщо лінія знаходиться під постійним високим навантаженням, можна отримати значне скорочення втрат. Збільшення перерізу дротів – чим товщі провід, тим менше в ньому опір та втрати.

Скорочення довжини мережі.

Якщо скоротити довжину кабелю з 200 метрів до 100 метрів, то й втрати у ньому скоротяться вдвічі.

Компенсація реактивної потужності

Активна потужність – це потужність, яка виконує корисну роботу, наприклад, обертає вал чи освітлює приміщення. Реактивна потужність – це потужність, що виникає у мережі з допомогою створення магнітних полів. Реактивна потужність не виконує корисної роботи, але збільшує навантаження на мережу і веде до додаткових втрат. Для того, щоб визначити, чи існує на вашому підприємстві проблема з реактивною потужністю, необхідно провести вимірювання якості електроенергії.

Якщо з'ясуватися, що коефіцієнт потужності на вашому підприємстві нижчий за 80% – варто задуматися про компенсацію реактивної потужності.

Реактивну потужність можна усунути за допомогою конденсаторних батарей.

Економія електроенергії на підприємстві у системі освітлення

Коли мова заходить про зниження витрат на освітлення, все думаю насамперед про заміну ламп. Так, заміна ламп розжарювання та люмінесцентних ламп на світлодіоди, може дати економію від 10% до 50%. Але, окрім заміни ламп, економія електроенергії в системах освітлення досягається за рахунок наступних заходів:

-Заміна електромагнітних пускорегулюючих апаратів на електронні. Це дає зниження споживання електроенергії на 20-30%.

- Впровадження комбінованих систем освітлення, коли загальне освітлення забезпечує 25%-30% від норми освітленості, а решта освітленості забезпечується, при необхідності, місцевими світильниками.

-Встановлення систем керування яскравістю. Система управління яскравістю дозволяє знижувати яскравість штучного освітлення залежно від часу доби та наявності денного світла.

Розділ 3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.

3.1. Розрахунок електричних навантажень, побудова картограм та визначення центру електричних навантажень.

Розрахункове навантаження (активне та реактивне) визначається із співвідношень:

$$P_P = K_C \cdot P_H, \quad (3.1)$$

$$Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.2)$$

де: P_H - сумарна встановлена потужність всіх приймачів цеху;

K_C - коефіцієнт попиту приймається за довідковими даними;

$\operatorname{tg} \varphi$ – приймається за відповідним коефіцієнтом потужності.

Повне розрахункове навантаження (з урахуванням освітлення) визначається:

$$S_P = \sqrt{(P_P + P_{P.O.})^2 + Q_P^2}, \quad (3.3)$$

Результати розрахунків зведемо до таблиць 3.1 і 3.2.

Характеристики споживачів електроенергії електромеханічний завод.

Таблиця 3.1

№ за Г.пл.ано.м	Найменування споживачів	Силове навантаження				
		P_H , кВт	K_C	$\operatorname{Cos} \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	P_P , кВт	Q_P , кВАр
1	2	3	4	5	6	7
1	Механічна ділянка	2860	0,85	0,84 / 0,65	2681,25	1608,75
2	Заводууправління	1421	0,7	0,97 / 0,25	1161,67	799,31
3	Їдальня	524	0,9	0,93 / 0,39	332,74	103,55
4	Ділянка обробки валів роторів	990	0,85	0,88 / 0,53	696,96	297,00
5	Цех складальний	1234	0,4	0,9 / 0,48	473,86	179,30
6	Обмоткова ділянка	690	0,75	0,87 / 0,57	615,83	179,30

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7
7	Цех фреонових двигунів	275	0,85	0,85 / 0,62	239,53	110,78
8	Ремонтна ділянка	1080	0,85	0,63 / 1,22	919,62	865,35
9	Цех штампування	1590	0,9	0,8 / 0,73	801,36	477,00
10	Інструментальний цех	1796	0,85	0,8 / 0,73	738,16	404,10
11	Цех електродвигунів	6156	0,85	0,86 / 0,59	5771,25	3462,75
12	Електричний цех	276	0,65	0,66 / 1,11	225,63	170,78
13	Заготівельна ділянка	1496	0,7	0,89 / 0,51	949,96	295,63
14	Ділянка спец обладнання	1012	0,85	0,95 / 0,32	712,45	303,60
15	Цех двигунів спеціального призначення	509	0,4	0,9 / 0,48	195,46	73,96
16	Склади	412	0,3	0,78 / 0,8	367,71	231,75
17	Виробничий корпус	2276	0,65	0,89 / 0,51	1982,40	916,85
	РАЗОМ по заводу	25833,25	—	—	18865,81	10479,74

Визначення розрахункових освітлювальних навантажень за цехами заводу.

Таблиця 3.2.

№ за Г.п лан у	Найменування споживачів	Силowe та освітлювальне навантаження						Q _p , кВАр	S _p , кВА
		F, м ²	P _{уд.оз} , Вт/м ²	P _{но} , кВт	K _{co}	P _{po}	P _p +P _{po} , кВт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Механічна ділянка	510	18	9,18	0,85	7,80	2689,05	1608,75	3133,54
2	Заводоуправління	650	27	17,55	0,85	14,92	1176,59	799,31	1422,41
3	Їдальня	460	25	11,50	0,85	9,78	342,52	103,55	357,83
4	Ділянка обробки валів роторів	2000	20	40,00	0,85	34,00	730,96	297,00	788,99

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Цех складальний	2600	17	44,20	0,85	37,57	511,43	179,30	541,94
6	Обмоткова ділянка	3100	17	52,70	0,85	44,80	660,62	179,30	684,52
7	Цех фреонових двигунів	659	17	11,20	0,85	9,52	249,05	110,78	272,57
8	Ремонтна ділянка	1800	19	34,20	0,85	29,07	948,69	865,35	1284,07
9	Цех штампування	4500	17	76,50	0,85	65,03	866,39	477,00	989,02
10	Інструментальний цех	3600	17	61,20	0,85	52,02	790,18	404,10	887,51
11	Цех електродвигунів	1900	19	36,10	0,85	30,69	5801,94	3462,75	754,07
12	Електричний цех	1400	17	23,80	0,85	20,23	245,86	170,78	282,39
13	Заготівельна ділянка	1190	20	23,80	0,85	20,23	970,19	295,63	1277,55
14	Ділянка спецобладнання	1020	19	19,38	0,85	16,47	728,92	303,60	946,77
15	Цех двигунів спеціального призначення	600	18	10,80	0,85	9,18	204,64	73,96	849,59
16	Склади	1900	19	36,10	0,95	30,69	398,40	231,75	5815,99
17	Виробничий корпус	900	17	15,30	0,85	15,3	1995,40	916,85	293,45
	Територія заводу	415672	0,22	83,13	1	70,66	70,66		
	Разом по заводу	444461	—	606,65	—	515,65	19381,4	10479,74	22096,76

Наближені втрати потужності в трансформаторах цехових підстанцій та високовольтній мережі можна визначити з виразів:

$$\Delta P_T = 0,02 S_P^H, \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 S_P^H, \quad (3.5)$$

$$\Delta P_M = 0,03 S_P^H, \quad (3.6)$$

де: S_P^H – Розрахункова потужність підприємства на шинах напругою 0,4 кВ

За максимально завантаженою зміну $S_P^H = 22540,68$ кВА.

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot 22540,688 = 450,814 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot 22540,688 = 2254,068 \text{ (кВар)}$$

$$\Delta P_M = 0,03 \cdot 22540,688 = 676,22 \text{ (кВт)}$$

Сумарні розрахункові (активна та реактивна) потужності, віднесені до шин 10 кВ ГПП, визначаються з виразів:

$$P_{P\Sigma} = \sum P_P \cdot K_{PM} + P_{P.O.} + \Delta P_T + \Delta P_L, \quad (3.7)$$

$$Q_{P\Sigma} = \sum Q_P^H \cdot K_{PM} + \Delta Q_T, \quad (3.8)$$

де: $K_{PM} = 0,95$ – коефіцієнт максимумів навантаження окремих груп електроприймачів.

$$P_{P\Sigma} = 18645,96 \cdot 0,95 + 618,125 + 450,814 + 676,22 = 19458,821 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P\Sigma} = 11968,522 \cdot 0,95 + 2254,068 = 13624,164 \text{ (кВар)}$$

Втрати потужності у трансформаторах ГПП визначаються з виразів:

$$\Delta P_{T \text{ ГПП}} = 0,02 S_{P\Sigma}, \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_{T \text{ ГПП}} = 0,1 S_{P\Sigma}, \quad (3.10)$$

$$\text{де: } S_{P\Sigma} = \sqrt{(P_{P\Sigma})^2 + (Q_{P\Sigma})^2} = \sqrt{1945882^2 + 1362416^2} = 23754,23 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{T \text{ ГПП}} = 0,02 \cdot 23754,23 = 475,085 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{T \text{ ГПП}} = 0,1 \cdot 23754,23 = 2375,423 \text{ (кВар)}$$

Повна розрахункова потужність підприємства з боку ВН трансформаторів ГПП визначається:

$$S_{P \text{ ГПП}} = \sqrt{(P_{P\Sigma} + \Delta P_{T \text{ ГПП}})^2 + (Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T \text{ ГПП}} - Q_{KV})^2}, \quad (3.11)$$

де: $Q_{KV} = Q_{P\Sigma} - Q_C$, (3.12) – потужність компенсуючих пристроїв,

де: Q_C – найбільше значення реактивної потужності, що передається з мережі енергосистеми до мережі підприємства у режимах найбільших активних навантажень енергосистеми:

$$Q_C = \alpha \cdot P_{P\Sigma} , \quad (3.12)$$

де: для підприємств розташованих в Україні та напруги живильної лінії 35 кВ $\alpha = 0,24$, звідки:

$$Q_C = 0,24 \cdot 19458,821 = 4670,117 , \text{ (кВАр)}$$

$$Q_{KY} = 13624,164 - 4670,117 = 8954,047 , \text{ (кВАр)}$$

$$S_{PГПП} = \sqrt{(19458,821 + 475,081)^2 + (13624,164 + 2375,423 - 8924,047)^2} = 2114238 , \text{ (кВА)}$$

4. КАРТОГРАМА ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЦЕНТРУ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.

Картограма навантажень є розміщені на генплані підприємства площі, обмежені колами. Площі, обмежені цими колами, у вибраному масштабі дорівнюють розрахунковим навантаженням

$$P_{Pi} = \pi r_i^2 m, \quad (4.1)$$

де: r_i – радіус кола, що відповідає i – му цеху, мм;

m – масштаб визначення площі кола, він береться постійним всім цехів підприємства, кВт/мм². $m = 1$ кВт/мм².

Відповідно радіус кола для кожного цеху визначається з виразу:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (4.2)$$

Кут сектора (α) пропорційний частці розрахункового освітлювального навантаження P_{PO} у сумарному розрахунковому навантаженні цеху i визначається із співвідношення повних розрахункових та освітлювальних навантажень цехів:

$$\alpha_i = \frac{360 \cdot P_{POi}}{P_{Pi}}, \quad (4.3)$$

Картограми навантажень будуються на кресленні генерального плану заводу за даними таблиці 4.1.

На генеральний план заводу довільно нанесемо осі координат та визначимо значення центрів кіл (X_i и Y_i). Координаты центра электрических нагрузок завода X_o та Y_o визначимо за формулами:

$$X_o = \frac{\sum P_{Pi} \cdot X_i}{\sum P_{Pi}}, \quad (4.4)$$

$$Y_o = \frac{\sum P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum P_{Pi}}, \quad (4.5)$$

Розрахункові дані побудови картограм навантажень. Таблиця 4.1

№ за Г.план.	P_{Pi} , кВт	P_{POi} , кВт	г, мм	α , град	X_i , м	Y_i , м	$P_{Pi} \cdot X_i$, кВт · м	$P_{Pi} \cdot Y_i$, кВт · м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2681,25	7,80	49,5	1	124	263	310690,1	654543,8
2	1161,67	14,92	32,7	5	193	263	194040	264600
3	332,74	9,78	17,7	10	249	255	120055,3	123775,3
4	696,96	34,00	25,8	17	239	204	203864,4	177998,7
5	473,86	37,57	21,6	26	220	259	88495,7	104663,2
6	615,83	44,80	24,5	24	186	205	89993,9	99197,8
7	239,53	9,52	15,1	14	181	131	40522,5	29327,6
8	919,62	29,07	29,4	11	173	241	161926,9	226697,6
9	801,36	65,03	28,1	27	117	205	168110,3	295466,5
10	738,16	52,02	26,8	24	32	236	22271,9	174031,5
11	5771,25	30,69	72,7	2	17	74	617622,4	393032,4
12	225,63	20,23	15,0	30	109	140	19875,6	25724,4
13	949,96	20,23	29,7	8	241	142	421296,1	246372
14	712,45	16,47	25,8	8	181	62	158267	53576,8
15	195,46	9,18	13,6	16	241	16	49460	2892,4
16	367,71	30,69	19,0	28	168	88	21211,5	10962,3
17	1982,40	15,3	42,6	3	307	9	470324,3	12915,1
Разом	19144,7	—	—	—	—	—	3158027,9	2895774,4

$$X_O = \frac{\sum P_{Pi} \cdot X_i}{\sum P_{Pi}} = \frac{3158027,9}{191447} = 164,9, \text{ (м)}$$

$$Y_O = \frac{\sum P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum P_{Pi}} = \frac{2895774,4}{191447} = 151,5, \text{ (м)}$$

Розташування ГПП, ЦЕН та картограм показано на кресленні – аркуш 1.

Розділ 5. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СИСТЕМИ НАПРУГИ.

5.1. Вибір оптимальної системи напруги.

Завод живиться від підстанції, яка планується на відстані 1000 м від ГПП. Живлення можливе двома напругами: 35кВ та 110кВ. Тому розглянемо можливість застосування обох варіантів шляхом Згідно техніко-економічного розрахунку

$$U = 35 \text{ кВ.}$$

Маємо дволанцюгову ЛЕП.

Струм в одній лінії:

$$I_M = \frac{S_P}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.1)$$

де: I_M – розрахунковий струм однієї лінії у нормальному режимі роботи

$U_{ном}$ – номінальна напруга.

$$I_M = \frac{S_P}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{22096,76}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 182, \text{ (А)}$$

Відповідно економічної щільності струму, що регламентується ПУЕ, вибираємо перетини проводів ЛЕП:

$$S_{ЭК} = \frac{I_M}{J_{ЭК}}, \quad (5.2)$$

де: $J_{ЭК} = 1,4 \text{ (А/мм}^2\text{)}$ Таблиця 2.1[2].

$$S_{ЭК} = \frac{I_M}{J_{ЭК}} = \frac{182}{1,4} = 130, \text{ (мм}^2\text{)}$$

Після округлення перерізу до стандартного здійснюємо перевірку.

Приймаємо стандартний дріт АС – 150 с $I_{дон}=420 \text{ А}$.

За короною переріз (150мм^2) перевищує мінімальний для 35 кВ, який дорівнює 70 мм^2 , тому перевірка не потрібна.

Перевіряємо за після аварійним стгшнрумом при вимкненні однієї лінії. При цьому необхідно враховувати перевантаження:

$$K_{пер} \cdot I_{дон} > I_{м.ав}, \quad (5.3)$$

$$\text{маємо} - 1,3 \cdot 420 > 2 \cdot 182 = 546 > 364 \text{ (А)}$$

Розрахуємо втрати на кілометр при використанні дволанцюгової лінії при $\tau=2400$ ч/год, $C_{\text{э}} = 4,32$ коп/кВт·ч, $K_{\text{уд}} = 4,98$ тис. грн. / км, $\Delta P_{\text{уд}} = 140$ кВт / км.

Втрати електроенергії:

$$C_{35} = 2 \cdot \Delta P_{\text{уд}} \cdot K_3^2 \cdot \tau \cdot C_{\text{э}} = 2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{174}{380}\right)^2 \cdot 2400 \cdot 0,043 = 1,9 \text{ , (тис. грн./рік)}$$

Загальні витрати з визначенням вартості апаратури підстанції без врахування вартості трансформаторів

$$Z = n \cdot E_{\Sigma O} \cdot (K_{\text{ПС}} + K_{\text{АП}}) + (C_{35} + E_{\Sigma Л} \cdot K_{\text{уд}}) \cdot L, \quad (5.4)$$

На підстанції живлення в ВРП 35 кВ на кожну лінію встановлено по вимикачу, вартість кожного порядку $K_{\text{АП}} = 3,36$ тис. грн. На приймальній підстанції маємо комутаційну апаратуру вартістю $K_{\text{ПС}} = 1,23$ тис. грн. Загальні зтрати для лінії $E_{\Sigma Л} = 0,064$ тис. грн. и $E_{\Sigma O} = 0,081$ тис. грн. для обладнання.

$$Z_{35} = 2 \cdot 0,081 \cdot (1,23 + 3,36) + (1,9 + 0,064 \cdot 4,98) \cdot 0,961 = 2,13 \text{ (тис. грн.)}$$

$$U = 110 \text{ кВ.}$$

Маємо дволанцюгову ЛЕП.

Струм в одній лінії:

$$I_M = \frac{S_P}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{22096,76}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 58, \text{ (А)}$$

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_M}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{58}{1,4} = 41,42, \text{ (мм}^2\text{)}$$

Приймаємо стандартний провід АС – 70 с $I_{\text{дон}} = 265$ А.

Перевіряємо за після аварійним струмом при вимкненні однієї лінії. При цьому необхідно враховувати перевантаження:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{дон}} > I_{\text{м.ав}}, \text{ що відповідає} - 1,3 \cdot 265 > 2 \cdot 41,42 = 344 > 82,85 \text{ (А)}$$

Розрахуємо втрати на кілометр при використанні дволанцюгової лінії

$$K_{yд} = 4,98 \text{ (тис. грн. / км)},$$

$$\Delta P_{yд} = 140 \text{ (кВт / км)};$$

$$C_{110} = 2 \cdot \Delta P_{yд} \cdot K_3^2 \cdot \tau \cdot C_{\text{Э}} = 2 \cdot 125 \cdot \left(\frac{55}{265}\right)^2 \cdot 2400 \cdot 0,042 = 0,362 \text{ , (тис. грн.)}$$

Загальні витрати з визначенням вартості апаратури підстанції без врахування вартості трансформаторів.

Вартість одного комплексу апаратури на приймальній підстанції $K_{ПС} = 1,99$ тис. грн.; на підстанції живлення $K_{АП} = 6,72$ (тис.грн).

$$Z_{110} = 2 \cdot 0,081 \cdot (1,99 + 6,72) + (0,362 + 0,152 \cdot 13,5) \cdot 0,961 = 3,73 \text{ (тис. грн.)}$$

Витрати згідно першого варіанту менше. Тому обираємо перший варіант.
 $U_H = 35$ кВ, АС – 150, $I_{доп} = 420$ А.

Перевірка лінії втрати напруги.

При $L_{\Delta U 1\%} = 7,4$ км для АС – 150 та згідно допустимих втрат напруги (5 % у номінальному режимі)

$$L_{доп} = L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп} \cdot K_3 \geq L,$$

(5.5)де: $L_{\Delta U 1\%}$ – довжина лінії при повному завантаженні на 1% втрати напруги (км);

$\Delta U_{доп}$ – допустима втрата напруги $\Delta U_{доп} = 5\%$, $\Delta U_{доп ав} = 10\%$;

$$K_3 = \frac{I_{доп}}{I_P} \text{ – Коефіцієнт завантаження лінії; } U_{ном.}$$

$L_{доп}$ – припустима довжина лінії;

L – розрахована довжина лінії:

а) Нормальний режим $K_3 = \frac{380}{182} = 2,08,$

$$L_{доп} = 7,4 \cdot 5 \cdot 2,08 = 76,96 \gg 0,961, \text{ (км)}$$

б) Аварійний режим $K_3 = \frac{1,3 \cdot 380}{2 \cdot 182} = 1,36;$

$$L_{доп} = 7,4 \cdot 10 \cdot 1,36 = 100,6 \gg 0,961, \text{ (км)}$$

Отже, обраний переріз дроту відповідає умові допустимої втрати напруги у нормальному та післяаварійному режимах.

Перевірка по механічній міцності.

Відповідно до ПУЕ для ЛЕП з $U_H = 35$ кВ перетин дроту за механічною міцністю не повинен бути менше 75 мм^2 , у нас 150 мм^2 . Таким чином виконується умова механічної міцності. ВЛ з $U_H = 35$ кВ за коронуванням не перевіряються.

5.2. Вибір схеми зовнішнього електропостачання.

Зовнішнє електропостачання здійснюється від дволанцюгової ЛЕП – 35 кВ із встановленням на ГПП двох силових трансформаторів типу:

ТДН - 16000 / 35 з параметрами:

S_H	16000 кВА
U_{BH}	36,75 кВ
U_{HH}	10,5 кВ
ΔP_{XX}	21 кВт
ΔP_{K3}	90 кВт
i_{XX}	0,75 %
U_K	8 %

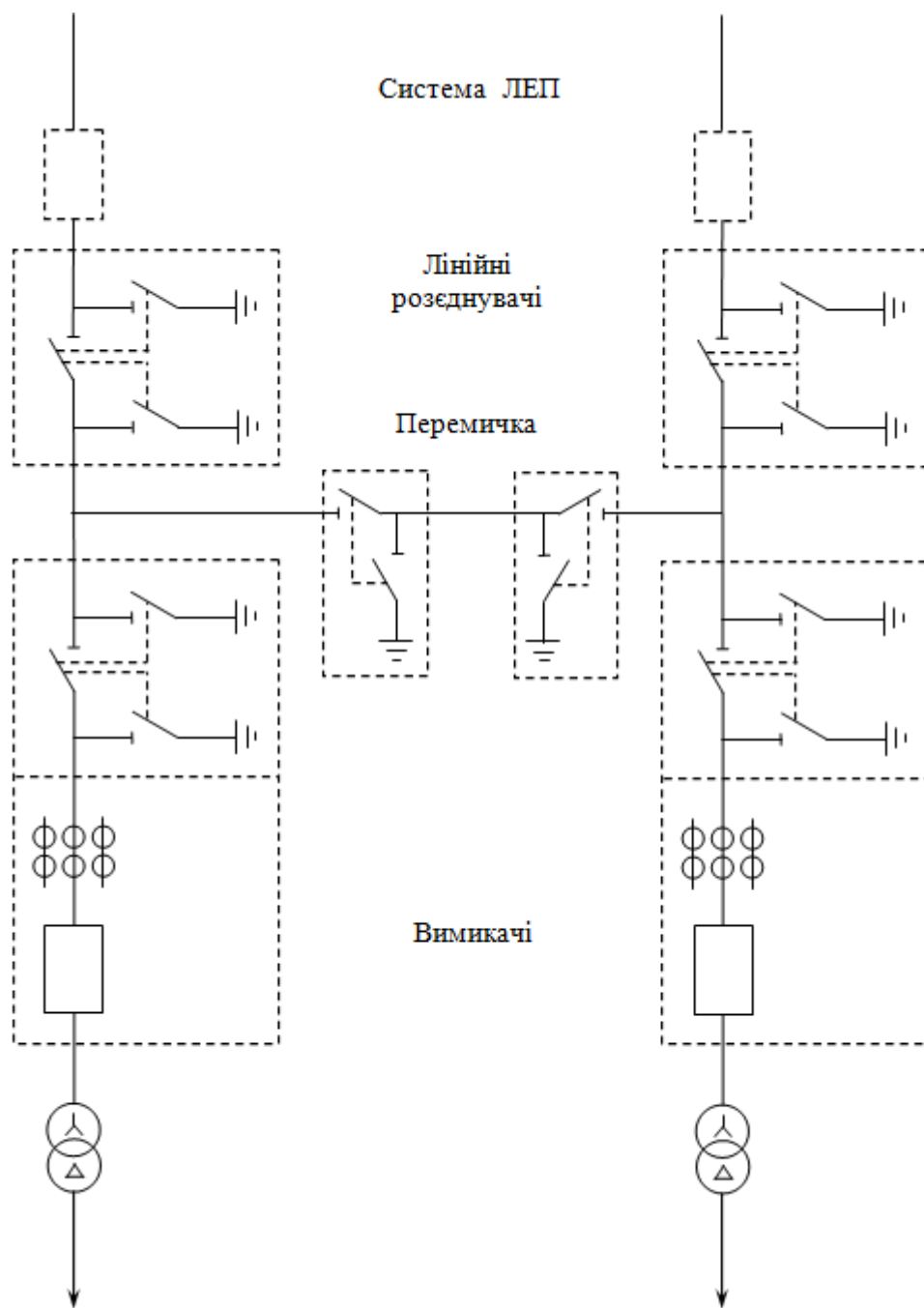


Рис. 5.1. Схема ОРУ ГПП.

РОЗДІЛ 6. ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

6.1. Вибір числа та потужності цехових трансформаторів.

Питому щільність навантаження отримуємо за формулою:

$$\sigma = \frac{S_P^H}{F_{цехов}}, \quad (6.1)$$

где: $F_{цехов}$ – загальна площа цехів підприємства 444461м² (таблиця 2.2);

S_P^H – Сумарне навантаження підприємства дорівнює 22540,69. кВА..

$$\sigma = \frac{S_P^H}{F_{цехов}} = \frac{2254069}{3527304} = 0,64, \text{ (кВА/м}^2\text{)}$$

Маючи таку щільність навантаження бажано використовувати трансформатори $S_{HTP} = 2500$ кВА. Таке використання трансформаторів призведе до підвищення втрат потужності, тому використовуємо трансформатори ТМ – 1000/10.

Визначимо мінімально можливу кількість трансформаторів:

$$N_C = \frac{\sum P_P^H}{\beta_T \cdot S_{HTP}}, \quad (6.2)$$

де: $\beta_T = 0,7$ – коефіцієнт завантаження трансформаторів у режимі, $\sum P_P^H$ – сумарна активна потужність заводу 0,4 кВ.

Вибираємо економічно оптимальну кількість цехових трансформаторів, з компенсацією реактивної потужності.

1. Розрахуємо найкращу потужність трансформаторів та конденсаторних батарей на 10кВ та 0,4кВ. Приймаємо вартість вступного пристрою $Z_{B1} = 281$ тис. грн. Ціна конденсаторних батарей 10кВ $Z_{11} = 670$ грн/МВАр, а конденсаторних батарей 0,4 кВ $Z_{10} = 1260$ грн/МВАр.

а) $S_{HTP} = 2500$ кВА

$$N_{min} = \frac{18645,96}{0,7 \cdot 2500} = 11 \text{ трансформаторів.}$$

6.2. Баланс реактивної потужності.

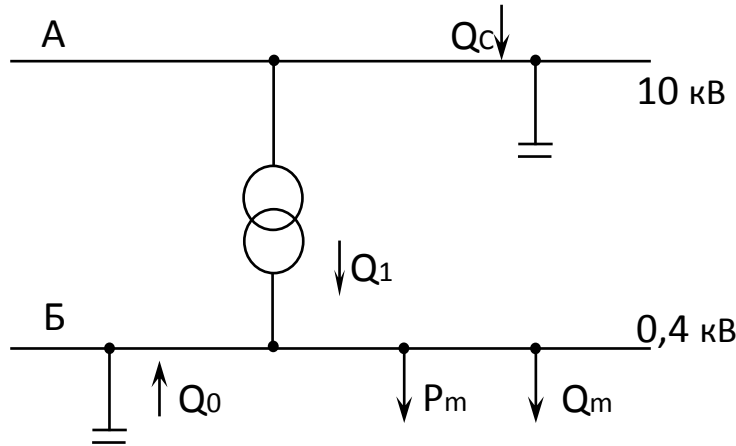


Рис. 6.1. Розподіл реактивної потужності.

Максимальна потужність, що передається в мережу 0,4кВ, отримуємо з

виразу:
$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta_T \cdot S_{НТР})^2 - P_P^2}, \quad (6.3)$$

$$Q_1 = \sqrt{(11 \cdot 0,7 \cdot 2500)^2 - 18645,96^2} = 4784, \text{ (кВАр)}$$

Потужність конденсаторної установки, яка використовується в мережі 0,4кВ з метою 100% компенсації реактивної потужності розраховується як:

$$Q_O = Q_P - Q_1 = 11968,522 - 4784 = 7184,522 \text{ (кВАр)}$$

Відповідно розрахункові витрати становитимуть:

$$З_I = З_{B1} + З_{11} \cdot Q_1 + З_{10} \cdot Q_O = 281 + 670 \cdot 4,784 + 1260 \cdot 7,184 = 13565 \text{ (грн)}$$

б) $S_{НТР} = 1000 \text{ кВА}$

$$N_{min} = \frac{18645,96}{0,7 \cdot 1000} = 27 \text{ трансформаторів.}$$

$$Q_1 = \sqrt{(27 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 18645,96^2} = 3088, \text{ (кВАр)}$$

$$Q_O = 11968,522 - 3088 = 8880,522, \text{ (кВАр)}$$

Витрати для другого варіанта становитимуть:

$$З_{II} = 281 + 670 \cdot 3,088 + 1260 \cdot 8,880 = 12538, \text{ (грн)}$$

Техніко-економічне порівняння показує необхідність встановлення на підстанціях в цехах трансформаторів номінальної потужності 1000 кВА ($S_{HTP} = 1000$ кВА).

2. Вибір оптимальної кількості трансформаторів.

Реактивну потужність, що передається системою, визначено раніше (див. розділ 2) $Q_C = 4670,117$ кВАр. Раніше зазначено, що на підстанціях доцільно використовувати трансформатори 10/0,4 потужністю $S_H = 1000$ кВА. Вартість встановлення батареї конденсаторів на 0,4 кВ – $K_y = 5$ грн/кВАр, вартість монтажу підстанції на 1000 кВА становить $K_T = 7000$ грн., питома вартість втрат електроенергії – $C_0 = 30$ грн/кВт.

Розрахуємо питомі витрати встановлення батареї конденсаторів (БК) у мережі 0,4 кВ.

$$Z_{10} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\dot{U}}{\dot{U}_{БК}} \right) + C_0 \cdot P_{БК}, \quad (6.4)$$

де: $E = 0,223$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; K_y - питома вартість установки БК (для напруги до 1 кВ $K_y = 500$ грн/МВАр); $\dot{U}, \dot{U}_{БК}$ – відповідно, відносна напруга мережі та батареї конденсаторів; $P_{БК}$ – питомі втрати активної потужності батареї конденсаторів (для $U \leq 1$ кВ $P_{БК} = 4,5$ кВт/МВАр)

$$Z_{10} = 0,223 \cdot 5000 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 30 \cdot 4,5 = 1250, \text{ (грн)}$$

Витрати встановлення однієї ТП потужністю $S_H T P = 1000$ кВА

$$Z_{TP} = E \cdot K_T = 0,233 \cdot 7000 = 1560, \text{ (грн)}$$

Мінімальна кількість встановлюваних трансформаторів $N_{\min} = 27$ шт; $Q_1 = 3,088$, (МВАр). Складемо баланс Q у вузлі А (рис. 6.1).

$Q_C = Q_1$, $4,67 > 3,088$ (МВАр) – таким чином, встановлення високовольтних батарей конденсаторів у вузлі А не потрібне, оскільки реактивної потужності у системі більше.

Визначимо потужність батарей конденсаторів на стороні 0,4 кВ, виходячи з балансу реактивної потужності у вузлі Б:

$$Q_O = Q_B - Q_1 = 11968,522 - 3088 = 8881, \text{ (кВАр)}$$

Витрати за мінімальної кількості трансформаторів $N_{\min} = 27$ шт.

$$Z_I = Z_{10} \cdot Q_O = 1250 \cdot 8,881 = 27629, \text{ (тис. грн)}$$

Збільшимо кількість трансформаторів на один ($N_{\min} + 1$), тоді

$$Q_1 = \sqrt{(28 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 18645,96^2} = 6040, \text{ (кВАр)} \quad 6,04 < Q_B \text{ (МВАр)}.$$

Складемо баланс реактивної потужності у вузлі А

$Q_C = Q_1$, $4,67 < 6,04$ (МВАр), тобто, необхідна установка батарей конденсаторів на стороні 10 кВ.

$$Q_{BH BK} = Q_1 - Q_C = 6,04 - 4,67 = 1,37, \text{ (МВАр)}$$

Визначимо потужність батарей конденсаторів на боці 0,4 кВ

$Q_O + Q_1 = Q_B$ звідси випливає: $Q_O = Q_B - Q_1 = 11,969 - 6,04 = 5,584$, (МВАр)

Витрати при другому варіанті ($N_{\min}+1$)

$$Z_{II} = Z_{10} \cdot Q_O + Z_{32} \cdot Q_{BH BK} + Z_{TP} \quad (6.5)$$

де: Z_{32} – питомі витрати на встановлення батарей конденсаторів у точці А (на стороні 10 кВ) $Z_{32} = 690$ грн/МВАр.

$$Z_{II} = 1250 \cdot 5,584 + 690 \cdot 1,37 + 1560 = 9,48, \text{ (тис. грн)}.$$

Збільшимо кількість трансформаторів на два ($N_{\min} + 2$), тоді

$$Q_1 = \sqrt{(29 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 18645,96^2} = 8026, \text{ (МВАр)}$$

$$Q_{BH BK} = Q_1 - Q_C = 8,02 - 4,67 = 3,35, \text{ (МВАр)}$$

$$Q_O = Q_B - Q_1 = 11,969 - 8,02 = 3,95, \text{ (МВАр)}$$

$$Z_{III} = 1250 \cdot 3,95 + 690 \cdot 3,35 + 3320 = 10,569, \text{ (тис. грн)}.$$

При порівнянні трьох розрахованих варіантів видно типу КК – 10 – 450 П(Л)УЗ.

Повна потужність батарей конденсаторів 0,4 кВ розподілена по цехових трансформаторних підстанціях пропорційно споживаної реактивної потужності згідно з таблицею 6.1.

Розподіл батарей конденсаторів ТП (0,4 кВ). Таблиця 6.1.

№ ТП	Q_{pi} , кВАр	$Q_{\text{бк } i}$, кВАр	Тип ККУ	Число, потужність
ТП – 1	624,5	298,0	УКРМ 0.4-300/7-25	1 x 300
ТП – 2	217,57	106,0	УКРМ 0.4 160/6-20	1 x 108
КТП – 3	1047,12	498,2	УКРМ 0.4-300/7-25	2 x 300
КТП – 4	1253,6	589,3	УКРМ 0.4-300/7-25	2 x 300
ТП – 5	415,63	193,8	УКРМ 0.4 160/6-20	2 x 160
ТП – 6	529,25	251,9	УКРМ 0.4 160/6-20	2 x 160
ТП – 7	529,25	245,7	УКРМ 0.4 160/6-20	2 x 160
ТП – 8	526,36	243,6	УКРМ 0.4 160/6-20	2 x 160
КТП – 9	518,83	239,2	УКРМ 0.4 160/6-20	2 x 160
КТП – 10	273,85	123,5	УКРМ 0.4 160/6-20	1 x 160
ТП – 11	135,91	63,4	УКРМ 0.4-70/5-10	1 x 70
КТП – 12	273,87	125,5	УКРМ 0.4 160/6-20	2 x 160
ТП – 13	135,91	63,4	УКРМ 0.4-70/5-10	1 x 70
КТП – 14	273,85	123,5	УКРМ 0.4 160/6-20	2 x 160
КТП – 15	175,16	364,7	УКРМ 0.4 160/6-20	3 x 160
ТП – 16	245,57	110,7	УКРМ 0.4 160/6-20	1 x 160
ТП – 17	279,53	134,3	УКРМ 0.4 160/6-20	1 x 160
КТП – 18	898,52	415,5	УКРМ 0.4 160/6-20	3 x 160

З врахуванням розрахунків, використовуємо трансформатори ТМ – 1000/10, які мають наступні технічні дані:

U_{BH}	U_{HH}	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$	$U_{кз}$	I_{xx}
10 кВ	0,4 кВ	2,45 кВт	12,2 кВт	5,5 %	2,8 %

6.3. Визначення кількості силових трансформаторів для цехових ТП.

Активне навантаження одного силового трансформатора:

$$P_1 = \frac{\sum (P_P + P_{PO})}{N} \quad (6.6)$$

де: $\sum(P_P+P_{PO})$ – сума силового та освітлювального навантаження заводу, яке дорівнює 19681,62 кВт (таблиця 2); N – кількість трансформаторів.

$$P_1 = \frac{1938146}{28} = 6922,2, \text{ (кВт)}$$

Число трансформаторів, яке слід встановлювати в тому чи іншому цеху:

$$N_i = \frac{P_{Pi} + P_{POi}}{P_1} \quad (6.7)$$

Результати розрахунків зведемо до таблиці 6.2.

Кількість цехових трансформаторів

Таблиця 6.2.

№ за Генпланом	Найменування	$P_P + P_{PO}$, кВт	N , шт
1	2	3	4
1	Механічна ділянка	2689,05	3,9
2	Заводоуправління	1176,59	1,7
3	Їдальня	342,52	0,5
4	Ділянка обробки валів роторів	730,96	1,3
5	Цех складальний	511,43	0,7
6	Обмоткова ділянка	660,62	0,9
7	Цех фреонових двигунів	249,05	0,4
8	Ремонтна ділянка	948,69	1,5
9	Цех штампування	866,39	2,3
10	Інструментальний цех	790,18	1,2
11	Цех електродвигунів	5801,94	8,4
12	Електричний цех	245,86	0,4
13	Заготівельна ділянка	970,19	1,4
14	Ділянка спец обладнання	728,92	1,1
15	Цех двигунів спеціального призначення	204,64	0,3
16	Склади	398,40	0,6
17	Виробничий корпус	1995,40	2,9

РОЗДІЛ 7. ВИБІР СХЕМИ НАПРУГИ ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОЇ МЕРЕЖІ

7.1. Вибір схеми та напруги внутрішньозаводської мережі.

Раніше було обрано трансформатор ГПП типу ТДН – 16000/35 з $U_{\text{HH}} = 10,5$ кВ. В зв'язку з цим в внутрішньозаводській мережі використовується напруга $U_{\text{H}} = 10$ кВ.

Мережа 10 кВ прокладається на території заводу кабелями в траншеях.

Параметри кабельних ліній вибираються за економічною густиною струму. Економічно доцільний переріз $F_{\text{ЕК}}$, мм^2 визначається з виразу:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_P}{J_{\text{ЭК}}}, \quad (7.1)$$

де: $J_{\text{ЭК}}$ – нормована згідно довідникових даних економічна щільність струму, А/мм^2 , $J_{\text{ЭК}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$;

I_P – розрахунковий струм лінії у нормальному та аварійному режимах:

$$I_P = \frac{S_{Pi}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (7.2)$$

$$I_{PAB} = \frac{S_{Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (7.3)$$

де: S_{Pi} – навантаження ТП.

Для трансформаторних підстанцій розраховуємо навантаження.

Результати розрахунків зведемо до таблиці 7.1.

Перетин кабельних ліній розподільчої мережі 10 кВ.

Таблиця 7,1

Номер лінії	Найменування лінії	Кількість ліній	Розрахункова потужність S_{Pi} , кВА	Розрахунковен авантаження на одну лінію		Довжина лінії L , км	Спосіб прокладання	Поправочний коефіцієнт прокладання кабелю	Марка та переріз кабелю, обраного за умовою допустимого нагрівання	Допустиме навантаження на один кабель	
				В нормальном режимі I_p , А	В аварійном у режимі $I_{p,ав}$, А					В нормальном режимі $I_{Доп}$, А	В аварійном режимі $1,3 I_{Доп}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Л-1	ГПП – РП	2	22096,76	637,8	1275	0,112	Траншея	0,85	2 АСБ (3x240)	920	1196
Л-1	РП – КТП-15	2	1756,54	50,69	101,4	0,156	Траншея	1	АСБ (3x70)	210	273
Л-2	РП – ТП-1	1	987,45	28,49	56,98	0,036	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-3	РП – ТП-5	1	245,34	6,85	13,7	0,148	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-4	РП – ТП-2	1	956,00	28,87	57,4	0,089	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-5	РП – КТП-4	2	1834,31	56,45	112,9	0,138	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-6	РП – КТП-6	2	1167,58	33,26	66,52	0,117	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-7	РП – КТП-3	2	1845,00	54,45	108,9	0,26	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-8	РП – ТП-8	1	996,00	28,34	56,68	0,23	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273

Продовження таблиці 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Л-9	РП – ТП-7	1	993,00	29,4	58,8	0,20	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-10	РП – КТП-9	2	942,94	29,1	58,2	0,23	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-11	РП – КТП-10	2	1645,40	49,1	98,2	0,16	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-12	РП – ТП-11	1	819,20	24,6	49,2	0,19	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-13	РП – КТП-12	2	1654,40	47,9	95,8	0,22	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-14	РП – ТП-13	1	838,20	24,6	49,2	0,23	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-15	РП – КТП-14	2	1656,40	48,2	96,4	0,26	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-16	РП – ТП-15	1	454,69	12,96	25,38	0,09	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-17	РП – ТП-16	1	945,76	27,84	55,62	0,14	Траншея	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л-18	РП – КТП-17	2	1984,92	57,97	115,9	0,01	Траншея	1	АСБ (3x70)	210	273

Розділ 8. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок струмів короткого замикання в мережі до і вище 1000 В, найвіддаленішою та найближчою ТП від ЦРП.

Складемо розрахункову схему (рис. 8.1)

Умовні позначення на розрахунковій схемі:

С – система (енергопостачальна організація);

WL – 1, WL – 2 – дволанцюгова ЛЕП, що зв'язує підстанцію енергопостачальної організації та ДПП заводу;

Т–1, Т–2 – трансформатори ТДН – 16000/35;

Т–3 – трансформатор заводу, ТП–1;

Т–4, Т–5 – КТП–9 (ТМ – 1000/10)

KL–1, KL–2 – кабельні лінії між ГПП та РП;

KL–3, KL–4, KL–5 – кабельні лінії між РП та ТП;

ЕП – приймачі 0,4 кВ.

Розрахунок здійснюється з використанням названих одиниць.

Складаємо схему заміщення (рис.8.2).

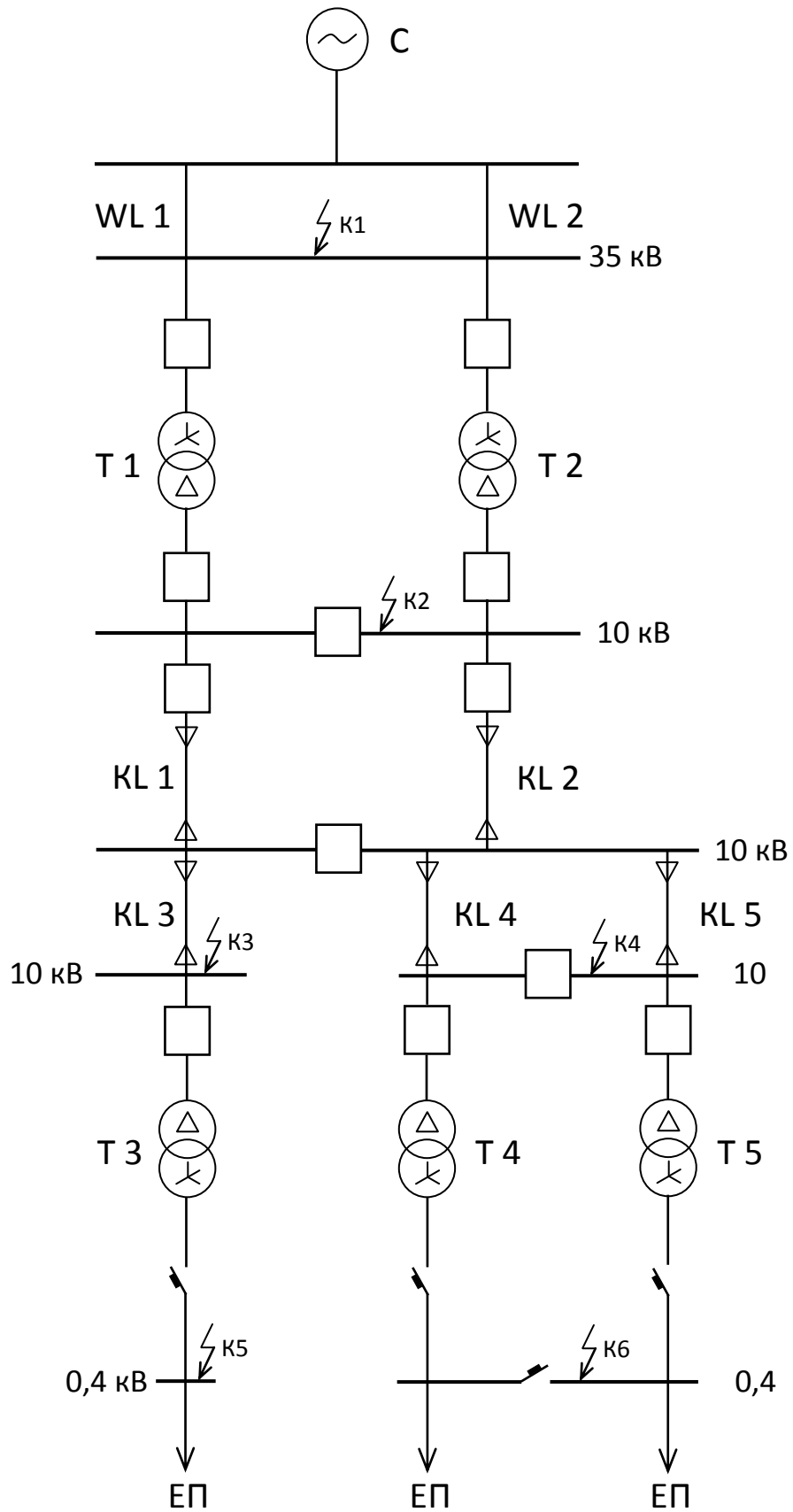


Рис. 8.1. Схема розрахункова однолінійна.

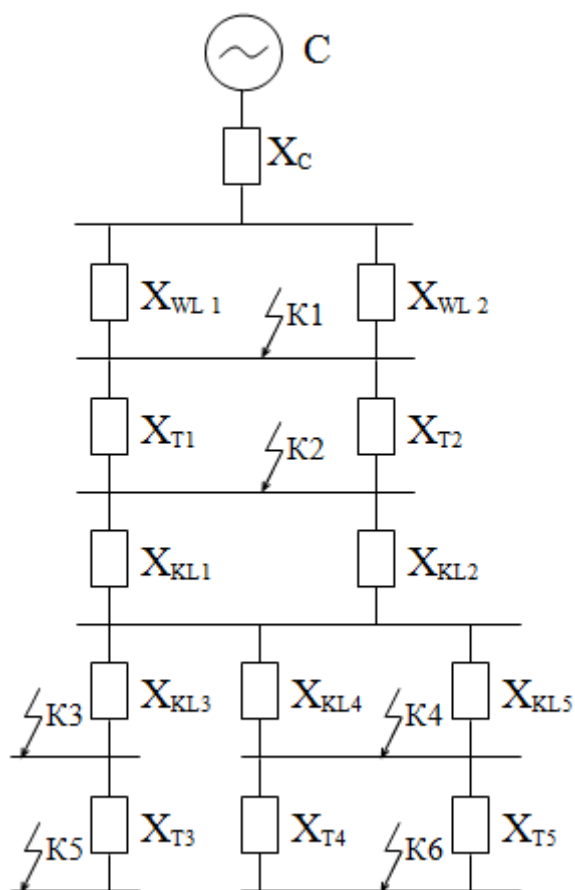


Рис. 8,2. Схема заміщення.

Визначимо опір елементів схем заміщення.

$$X_C = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл}}}, \quad (8.1)$$

де: X_C – реактивний опір системи;

$I_{\text{відкл}}$ – струм відключення короткого замикання, імовірно визначаємо за

вимикачем ВМП У – 35 – 2500 ($I_{\text{відкл}} = 41,3$ кА); $X_C = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 41,3} = 0,489$, (Ом)

Опір повітряних ліній 1 та 2 визначається як

$$X_{WL1} = X_{WL2} = \sqrt{(r_0 \cdot l)^2 + (x_0 \cdot l)^2}, \quad (8.2)$$

Для дроту марки АС – 120 мм²

$r_0 = 0,33$ (Ом), $x_0 = 0,353$ (Ом), $L = 0,961$

$$X_{WL1} = X_{WL2} = \sqrt{(0,33 \cdot 0,961)^2 + (0,353 \cdot 0,961)^2} = 0,464, \text{ (Ом).}$$

Опір трансформаторів Т1 та Т2 визначається як:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{U_H}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{HTP}}, \quad (8.3)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{10}{100} \cdot \frac{10500^2}{16 \cdot 10^6} = 0,689, \text{ (Ом)}$$

Опір трансформаторів Т3 – Т5 визначається аналогічно до попередніх:

$$X_{T3} = X_{T4} = X_{T5} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{400^2}{10 \cdot 10^5} = 0,0088, \text{ (Ом)}$$

Кабельна лінія від ГПП до ЦРП - 2АСБ (3х240)

$$X_{KL1} = X_{KL2} = \frac{x_0 \cdot l}{2} = \frac{0,075 \cdot 0,103}{2} = 0,0039, \text{ (Ом)}$$

$$X_{KL3} = x_0 \cdot l = 0,09 \cdot 0,034 = 0,031, \text{ (Ом)} \quad \text{для кабеля АСБ (3х50)}$$

$$X_{KL4} = X_{KL5} = x_0 \cdot l = 0,09 \cdot 0,27 = 0,0243, \text{ (Ом)}$$

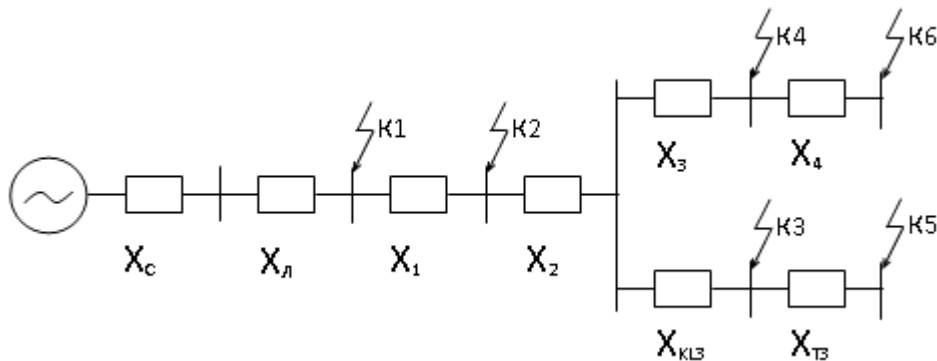


Рис. 8.3.. Перетворена схема заміщення.

$$X_{л} = \frac{X_{WL1} \cdot X_{WL2}}{X_{WL1} + X_{WL2}} = \frac{0,464 \cdot 0,464}{0,464 + 0,464} = 0,232, \text{ (Ом)}$$

$$X_1 = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0,689}{2} = 0,345, \text{ (Ом)}$$

$$X_2 = \frac{X_{KL1}}{2} = \frac{0,0039}{2} = 0,002, \text{ (Ом)}$$

$$X_3 = \frac{X_{KL4}}{2} = \frac{0,0243}{2} = 0,0122, \text{ (Ом)}$$

$$X_4 = \frac{X_{T4}}{2} = \frac{0,0088}{2} = 0,0044, \text{ (Ом)}$$

$$X_{K1} = X_C + X_{Л} = 0,489 + 0,232 = 0,721, \text{ (Ом)}$$

$$I_{K1} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K1}} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 0,721} = 28, \text{ (кА)}$$

$$X_{K2} = (X_C + X_{Л}) \cdot \frac{U_B^2}{U_H^2} + X_1 = 0,721 \cdot \frac{10,5^2}{37,5^2} + 0,345 = 0,402, \text{ (Ом)}$$

$$I_{K2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,402} = 15,08, \text{ (кА)}$$

$$X_{K3} = X_{K2} + X_2 + X_{KL3} = 0,402 + 0,002 + 0,031 = 0,435, \text{ (Ом)}$$

$$I_{K3} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K3}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,435} = 13,27, \text{ (кА)}$$

$$X_{K4} = X_{K2} + X_2 + X_3 = 0,402 + 0,002 + 0,0122 = 0,4162, \text{ (Ом)}$$

$$I_{K4} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K4}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,416} = 13,88, \text{ (кА)}$$

$$X_{K5} = X_{K3} \cdot \frac{U_B^2}{U_H^2} + X_{T3} = 0,435 \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} + 0,0088 = 0,0094, \text{ (Ом)}$$

$$I_{K5} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K5}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0094} = 24,57, \text{ (кА)}$$

$$X_{K6} = X_{K4} \cdot \frac{U_B^2}{U_H^2} + X_4 = 0,415 \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} + 0,0044 = 0,005, \text{ (Ом)}$$

$$I_{K6} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K6}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,005} = 46,18, \text{ (кА)}$$

Отримані в попередньому розділі $J_{БК}$ перерізу кабелів перевіримо на термічну стійкість при коротких замиканнях.

Термічно стійкий переріз провідників визначається з виразу:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (8.4)$$

де: $B_K = I_\infty^2 \cdot (t_{омк} + T_d)$ – тепловий імпульс струмів КЗ, $A^2 \cdot c$;

T_d – постійна згасання аперіодичної складової струму КЗ, с;

$t_{омк} = t_3 + t_6$ – час відключення КЗ, с;

t_3 – час дії основного захисту, с;

t_6 – повний час відключення вимикача, с;

C_T – коефіцієнт, що залежить від допустимої температури при КЗ та матеріалу провідника. Для провідників з алюмінієвими жилами $C_T = 85$,
($A \cdot c^{1/2} / mm^2$).

Для проводів АС – 120 (mm^2)

$$I_\infty = 28 \text{ (кА)}; \quad t_6 = 0,09 \text{ (с)}; \quad t_{омк} = 0,02 + 0,09 = 0,11 \text{ (с)};$$

$$B_K = 28000^2 \cdot (0,11 + 0,05) = 12544000 \text{ (A}^2 \cdot \text{с)}$$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{12544000}}{85} \approx 120, \text{ мм}^2$$

Для кабельних ліній

$$I_\infty = 13,88 \text{ (кА)}; \quad t_6 = 0,08 \text{ (с)}; \quad t_{омк} = 0,08 + 0,02 = 0,1 \text{ (с)};$$

$$B_K = 13880^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 28898160 \text{ (A}^2 \cdot \text{с)}$$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{28898160}}{85} \approx 63, \text{ мм}^2$$

РОЗДІЛ 9. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ В МЕРЕЖІ ВИЩЕ 1000В.

Номінальна напруга апарата повинна відповідати класу його ізоляції з деяким запасом електричної міцності (порядку 10 – 15 %).

9.1. Вибір апаратів ВРП 35 кВ.

Вимикачі навантаження та роз'єднувачі вибирають за напругою та номінальним тривалим струмом.

Визначимо розрахунковий струм на ділянці ВРП 35 кВ з урахуванням навантаження:

$$I_P = \frac{1,4 \cdot S_{HTP}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (9.1)$$

$$I_P = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5, \text{ (A)}$$

Перевірку на дію струмів короткого замикання проводимо для точки К1. Результати перевірки вимикачів та роз'єднувачів заносимо до таблиці 9.1.

Таблиця 9.1

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВМП-У-35-2500	Роз'єднувач РНДЗ-1-35/1000
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{p.y} = 369,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.о} = 28 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 41,3 \text{ кА}$	
$S_{p.о} = 1794,4 \text{ МВА}$	$S_{н.окл} = 2500 \text{ МВА}$	
$i_{y.p} = 57,4 \text{ кА}$	$i_{y.н.} = 135 \text{ кА}$	$i_{дин} = 64 \text{ кА}$
$I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{номгс}}} = 5,7 \text{ кА}$	$I_{тер} = 41,2 \text{ кА}$	$I_{тер} = 25 \text{ кА}$

Розрахункова потужність відключення короткого замикання:

$$S_{P.O} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{H.O} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 28 = 1794,4, \text{ (МВА)}$$

$I_{\infty} = 1,52 \cdot I_{H.O} = 1,52 \cdot 28 = 42,56, \text{ (кА)}$ – розрахунковий струм короткого замикання, що встановився.

$$t_{\Pi} = t_{P.3} + t_{ОТКЛ} = (0,03 + 0,06) = 0,09, \text{ (с)} \quad t_{НОМ.Т.С} = 5, \text{ (с)}$$

$$I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{\Pi}}{t_{НОМ.Т.С}}} = 42,56 \cdot \sqrt{\frac{0,09}{5}} = 5,7, \text{ (кА)}$$

9.2. Вибір апаратів ЗРУ 10 кВ та ЦРП.

Розрахунковий струм на стороні 10 кВ з урахуванням навантаження:

$$I_P = \frac{S_{HP}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{23035}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1329, \text{ (А)}$$

Перевірку на дію струмів короткого замикання проводимо струмами КЗ точки К2.

Вибираємо вступні та секційні вимикачі, а також секційні виключачі відхідних ліній від ЦРП до цехових низьких підстанцій.

Результати перевірки вимикача заносимо до таблиці 9.2.

Таблиця 9.2

Розрахункові дані	Каталожні дані для вимакача ВМП-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{p.y} = 1329 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 600; 1000; 1500 \text{ А}$
$I_{п.о} = 15,08 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 20 \text{ кА}$
$S_{p.o} = 261,193 \text{ МВА}$	$S_{н.окл} = 350 \text{ МВА}$
$i_{y.p} = 38,39 \text{ кА}$	$i_{y.н.} = 52 \text{ кА}$
$I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{НОМТС}}} = 3,22 \text{ кА}$	$I_{тер} = 20 \text{ кА}$

Розрахункова потужність відключення короткого замикання:

$$S_{P.O} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{п.о} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 15,08 = 261,193, \text{ (МВА)}$$

Розрахунковий ударний струм короткого замикання:

$$i_{V.P} = k_V \cdot \sqrt{2} \cdot I_K = 1,8\sqrt{2} \cdot 15,08 = 38,39, \text{ (кА)}$$

Наведений час для періодичної складової струму КЗ, (с)

$$t_{III} = 0,05 + 0,08 = 0,13, \text{ (с)}$$

Наведений час для аперіодичної складової струму КЗ

$$t_{IIA} = 0,05 + 1,4^2 = 0,098, \text{ (с)}$$

$$t_{II} = t_{III} + t_{IIA} = 0,13 + 0,098 = 0,228, \text{ (с)} \quad t_{НОМ.Т.С} = 5, \text{ (с)}$$

$$I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{II}}{t_{НОМ.Т.С}}} = 15,08 \cdot \sqrt{\frac{0,228}{5}} = 3,22, \text{ (кА)}$$

9.3. Вибір та перевірка шинопроводів.

Розрахунковий струм на стороні 10 кВ з урахуванням навантаження:

$$I_P = \frac{S_{HP}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{23035}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1329, \text{ (А)}$$

З каталогу вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу, встановлені па ребро типу АТ - 80 x 10, з допустимим струмом $I_{доп} = 1480$ А.

Максимально допустимий струм для вибраних шин: $I_{доп.макс} = k_3 \cdot I_{доп}$

де: $k_3 = 1,05$ – поправочний коефіцієнт для шин за температури навколишнього середовища $Q_{o,c} = +15$ °С.

$$I_{доп.макс} = k_3 \cdot I_{доп} = 1,05 \cdot 1480 = 1554, \text{ (А)}$$

Умови належної механічної міцності шин під час КЗ напруга шин не може перебільшувати допустиму механічну напругу металу, який викоритовується для шин, та на вигин і визначаються за таблицями $\sigma_{доп} = 650$ кгс/см. Щодо системи та конструкції, зображеної на рисунку7, граничне зусилля на вигин для шин залежно від допустимої механічної напруги $\sigma_{доп}$ визначається з виразу:

$$F_{доп} = \frac{10 \cdot \sigma_{доп} \cdot W}{L}, \quad (9.2)$$

де: W – момент опору, см³;

L - Довжина прольоту між ізоляторами, см;

З таблиці для однополюсних шин, розташованих на ребро момент опору знаходимо з виразу:

$$W = 0,17 \cdot h \cdot b^2 = 0,17 \cdot 8 \cdot 1^2 = 1,36, \text{ (см}^3\text{)}.$$

$$F_{\text{доп}} = \frac{10 \cdot 650 \cdot 1,36}{80} = 110,5, \text{ (кг}\cdot\text{с)}$$

Визначимо розрахункове значення тривалого впливу струму короткого замикання:

$$F_{\text{расч}} = 1,76 \cdot i_{\text{у.расч}}^2 \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-2}, \quad (9.3)$$

З умови $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ випливає

$$1,76 \cdot i_{\text{у.расч}}^2 \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-2} \leq \frac{10 \cdot \sigma_{\text{доп}} \cdot W}{L}; i_{\text{у.расч}} \leq \frac{10}{L} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{доп}} \cdot W \cdot a}{1,76}},$$

$$i_{\text{у.расч}} = 38,39 < \frac{10}{80} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 650 \cdot 1,36 \cdot 50}{1,76}} = 400,9, \text{ (кА)}$$

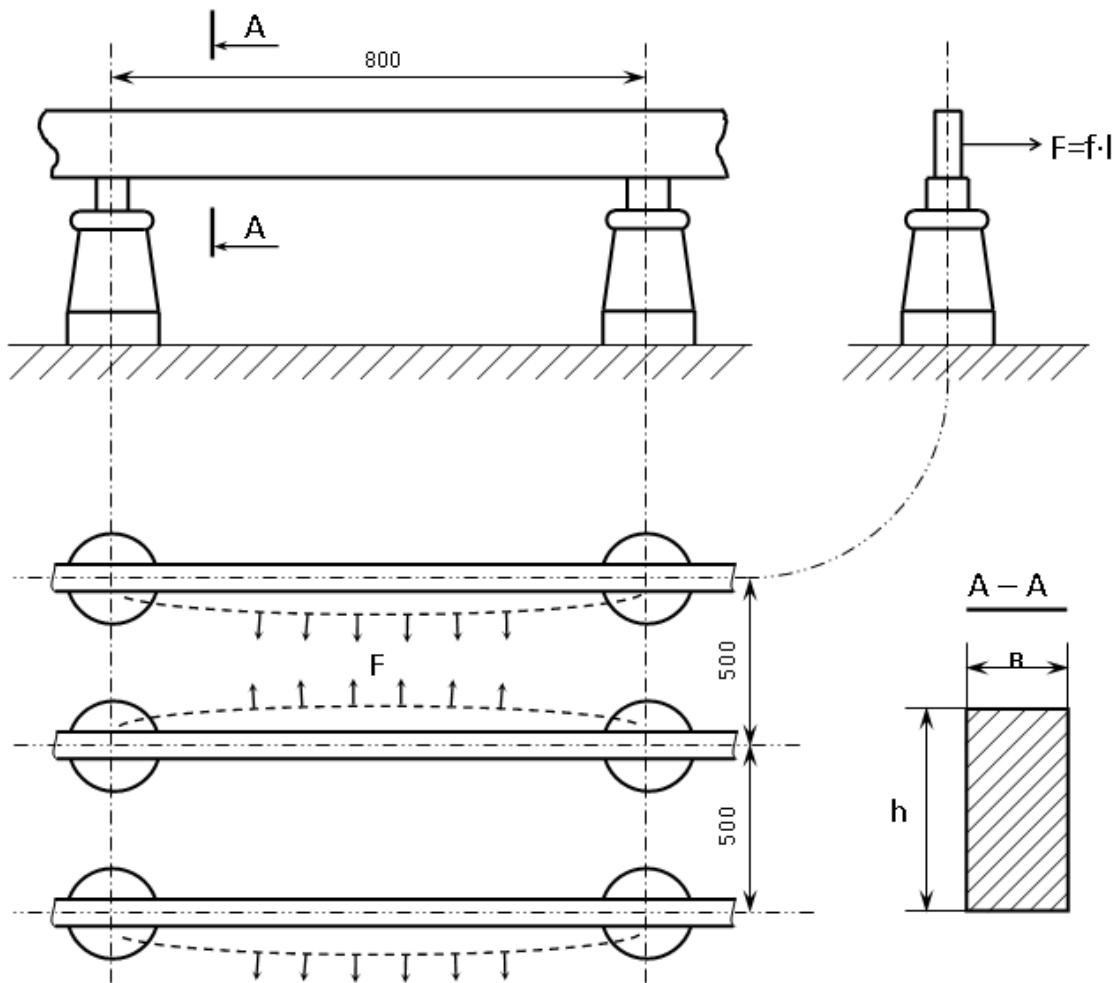


Рис 9.1. Ескіз установки шин визначення зусиль під час проходження у яких струмів КЗ.

Максимальна розрахункова напруга для однополюсних шин визначається:

$$\sigma_{расч} = \frac{F_{расч} \cdot L}{10 \cdot W}, \quad (42)$$

$$F_{расч} = 1,76 \cdot 38,39^2 \cdot \frac{80}{50} \cdot 10^{-2} = 42,37, \quad (\text{кг} \cdot \text{с}) \quad F_{расч} (= 42,37) \leq F_{доп} (= 110,5)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{42,37 \cdot 80}{10 \cdot 1,36} = 249,24 < \sigma_{доп} = 650, \quad (\text{кг} \cdot \text{с} / \text{см})$$

Такеим чином шини, які обрані за конструкцією та перерізом задовільняють умовам механічної міцності під час коротких замикань.

9.4. Вибір та перевірка ізоляторів.

$$F_{расч} = 1,76 \cdot 38,39^2 \cdot \frac{80}{50} \cdot 10^{-2} = 42,37, \text{ (КГ}\cdot\text{С)}$$

Використаємо ізолятори ОФ - 10 - 37 - 5, на $U_{ном} = 10$ кВ.

$$F_{расч} = 1,76 \cdot 38,39^2 \cdot \frac{80}{50} \cdot 10^{-2} = 42,37, \text{ (КГ}\cdot\text{С)} > , \text{ (КГ}\cdot\text{С)}.$$

Здійснено перевірку ізоляторів в ЗРУ – 10 кВ.

$$F_{расч} = 1,76 \cdot 38,7^2 \cdot \frac{80}{50} \cdot 10^{-2} = 42,2, \text{ (КГ}\cdot\text{С)}$$

Визначимо та здійснено перевірку ізоляторів, що використовуються в приєднанні трансформаторів до ЗРУ – 10 кВ.

Вибираємо ізолятори П – 10/5000

Залежності для перевірки:

$$U_{ном} = 10 \text{ (кВ)} = U_{уст} = 10 \text{ (кВ)}; I_{ном} = 5000 \text{ (А)} > I_p = 1349 \text{ (А)};$$

$$F_{доп} = 2560 \text{ (КГ}\cdot\text{С)} > F_p = 41,2 \text{ (КГ}\cdot\text{С)}.$$

9.5. Вибір трансформаторів струму.

Трансформатори струму розташовуємо:

- На приєднанні 35 кВ до ГПП, на вводах високовольтних вимикачів;
- На введеннях ЗРУ - 10 кВ;
- на шинах ЗРУ – 10 кВ;
- на шинах РП, на вводах високовольтних вимикачів.

Трансформатори струму визначаємо:

1. за напругою уставки, $U_{уст} \leq U_{н.т.т.}$;

2. за струмом, $I_{уст} \leq I_{н.т.т.}$;

3. за навантаженням вторинного ланцюга, $S_{2p} \leq S_{2н.т.т.}$.

Аналіз трансформаторів струму:

1. за електродинамічною стійкістю, $i_{уд} \leq i_{дин}$ або $k_{дин} \geq \frac{i_{у.р}}{\sqrt{2} \cdot I_{нт}}$;

$$2. \text{ за термічною стійкістю } K_{т.с} \geq \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{п}}}{I_{нтт} \sqrt{t_{н.т.с}}}.$$

9.5.1. Вибираємо та перевіряємо трансформатори струму на стороні 35 кВ ГПП.

Підключення трансформаторів струму здійснюється за схемою (рис. 8).

Визначення трансформаторів струму за навантаженням у вторинному ланцюзі повинно забезпечити його роботи в певному класі точності, що повинно відповідати умові:

$$S_{2н} \geq S_{розр}$$

де: $S_{2н} = Z_{2н} \cdot I_{2н}^2$ – допустиме навантаження на вторинній обмотці трансформатора струму;

$S_{розр}$ - розрахункове навантаження обмотки трансформатора в робочому режимі.

$I_{2н} = 5$ (А) – номінальний струм на вторинній обмотці;

$Z_{2н}$ - повний допустимий опір зовнішнього приєднання.

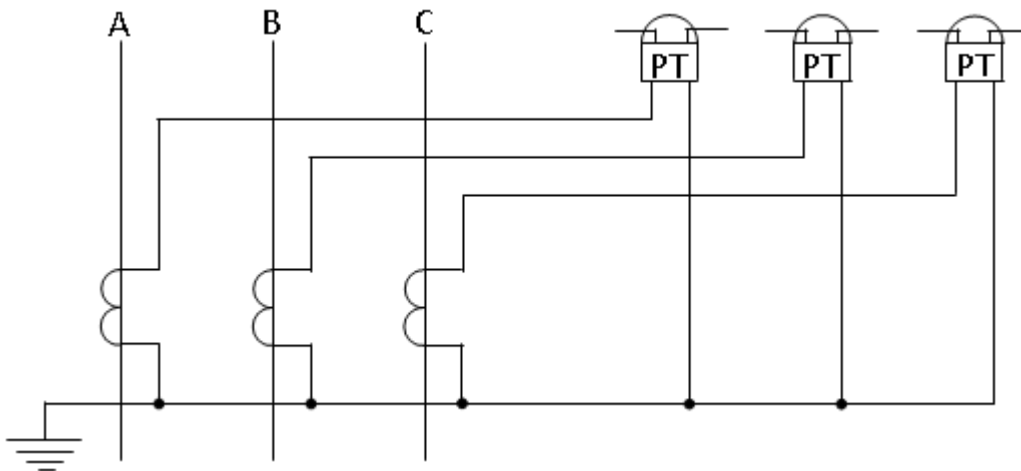


Рис. 9.2. Схема приєднання реле струму .

$$Z_{2н} = \sum r_{приб} + r_{доп} + r_{конт} ,$$

де: $\sum r_{приб}$ - сума опорів послідовно включених обмоток реле. Для реле струму типу РТ-40 $I_{2н} = 5$ А, а $S_{ПР} = 10$ ВА.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 ,$$

По і вибираємо трансформатор струму типу ТФНД - 35 М з параметрами:

$$U_{\text{на}} = 35 \text{ (кВ)}, U_{\text{ну}} = 35 \text{ (кВ)}, I_{\text{на}} = 1500 > I_{\text{ну}} = 1329 \text{ (А)}, Z_{2\text{н}} = 2 \text{ (Ом)}.$$

$$\text{Звідси, } r_{\text{доп}} = Z_{2\text{н}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}$$

$$\text{Опір контактів приладів } r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ (Ом)}$$

$$r_{\text{доп}} = 2 - 0,4 - 0,1 = 1,5 \text{ (Ом)}$$

Вибираємо контрольний кабель із алюмінієвими жилами. Питомий опір алюмінію $\rho = 0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$.

Приймаємо довжину контрольного кабелю, що дорівнює 30 метрам. Виходячи зі схеми з'єднання $L_{\text{расч}} = L = 30 \text{ м}$, звідси:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,0283 \cdot 30}{1,5} = 0,566 , \text{ (ВА)}$$

$$S_{2\text{н}} = 50 > S_{\text{расч}} = 0,566 , \text{ (ВА)}$$

1. Перевірка трансформатора ТФНД – 35М за електродинамічною стійкістю.

$$k_{\text{дин}} \geq \frac{i_{\text{у.р}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}}} = \frac{57400}{\sqrt{2} \cdot 1500} = 24,7 . \text{ Так як гранична кратність за номінальним}$$

навантаженням дорівнює $k_{\text{дин}} = 26$, а розрахункове значення вийшло менше, можна зробити висновок, що трансформатор за електродинамічною стійкістю проходить.

2. Перевірка трансформатора ТФНД – 35М за термостійкістю.

$$K_{\text{т.с}} \geq \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{I_{\text{нт}} \cdot \sqrt{t_{\text{н.т.с}}}} = \frac{42560 \cdot \sqrt{0,09}}{1500 \cdot \sqrt{5}} = 3,8 < 80 , \text{ де } K_{\text{т.с}} = 80 , \text{ відповідно до}$$

термічної стійкості обраний нами трансформатор струму теж проходить.

9.5.2. Вибір трансформаторів струму на вводі 10 кВ і на відводящих лініях.

Визначимо вторинне навантаження ланцюга трансформаторів струму. На малюнку 9 показано схему включення вимірювальних приладів.

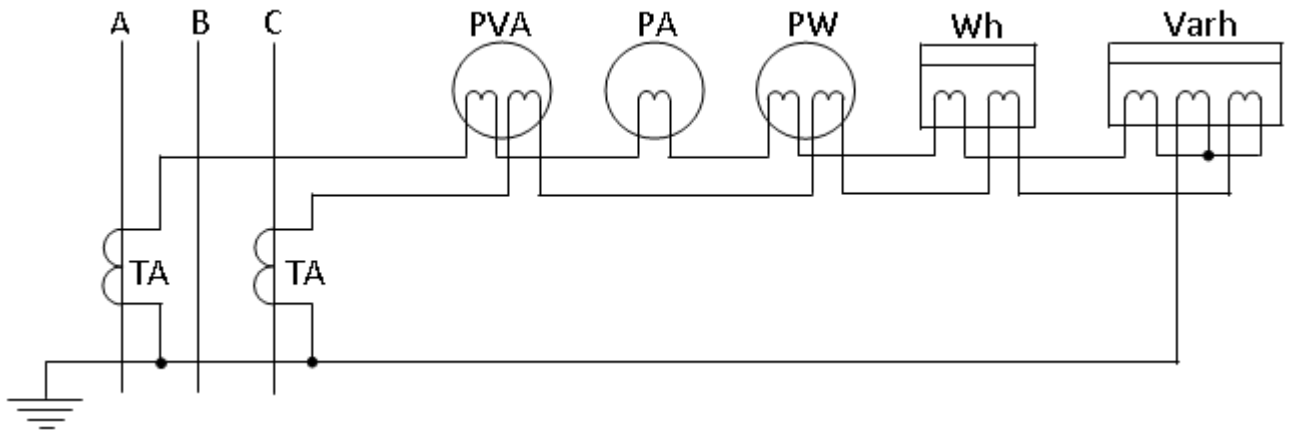


Рис. 9.3. Схема підключення приладів вимірювання.

Дані з приладів занесемо до таблиці 9.3.

Дані вимірювальних приладів

Таблиця 9.3

Найменування приладу	Тип	Нагрузка, ВА		
		A	B	C
Амперметр	ЭЛ – 2	1,73	—	—
Ваттметр	Д585	0,525	—	0,525
Лічильник активної енергії	СА3У – И670	0,175	—	0,175
Лічильник реактивної енергії	СР4У – И673	0,275	—	0,275
Варметр	Д 335	0,5	—	0,5
$\Sigma S_{\text{приб}}$		3,205	0	1,475

Опір приладів розраховіється як:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{3,205}{25} = 0,128, \text{ (Ом)}$$

де: $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ (А)}$ – номінальний струм вторинної обмотки.

Індуктивне опір вторинних ланцюгів дуже малий, тому він не визначається.

$$r_{2\text{ном}} \approx r_{\text{приб}} + r_{\text{доп}} + r_{\text{конт}}$$

де: $r_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ (Ом)}$ – повний опір у вторинному колі;

$r_{\text{кон}} = 1,2 \text{ (Ом)}$ - опір контактів;

$r_{\text{доп}}$ - допустимий опір проводів з'єднання .

$$r_{\text{доп}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,128 - 0,1 = 0,972 \text{ , (Ом)}$$

Вибираємо контрольний кабель із алюмінієвими жилами. Питомий опір алюмінію = 0,0283 Ом·мм²/м.

Довжина вимірювального кабелю складає 40 метрів ($L=40$ м), та в залежності від схеми з'єднання буде: $L_{\text{розр}} = 1,5 \cdot L = 1,5 \cdot 40 = 60$ (м).

Тоді мінімальний переріз кабелю знаходимо з виразу:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,0283 \cdot 45}{0,972} = 1,31 \text{ , (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо контрольний кабель із перетином жил 2,5 мм², тоді

$$r_{\text{пр}} = \frac{1000}{\gamma \cdot F} \cdot L_{\text{расч}} = \frac{1000}{32 \cdot 2,5} \cdot 0,045 = 0,526 \text{ , (Ом)}$$

Визначимо опір вторинного ланцюга:

$$r_{\Sigma 2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} = 0,128 + 0,562 + 0,1 = 0,79 \text{ (Ом)}$$

Навантаження вторинного ланцюга:

$$S_p = r_{\Sigma 2\text{н}} \cdot I_{2\text{н}}^2 = 0,79 \cdot 25 = 19,75 \text{ (ВА)}$$

Результати розрахунків зведемо до таблиці 9.4.

$$k_{\text{дин}} \geq \frac{i_{\text{у.р}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}}} \text{ , } K_{\text{т.с}} \geq \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{I_{\text{нтт}} \cdot \sqrt{t_{\text{н.т.с}}}}.$$

9.6. Вибір та перевірка трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги вибирають:

1. за первинною номінальною напругою $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
2. за типом і схемою з'єднання обмоток;
3. за похибкою $N \leq N_{\text{доп}}$;
4. за вторинним навантаженням.

Схема приєднання обмоток представлена рисунку 9.4.

Таблиця 9.4

Місце встановлення	Тип	Розрахункові дані	Каталожні дані
На лініях ГПП що відходять		$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{уст} = 732,34 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
	ТПОЛ – 10	$k_{дин} = 32,74$	$k_{дин} = 160$
		$k_{тс} = 4,52$	$k_{тс} = 10$
		$S_{2р} = 21,5 \text{ ВА}$	$S_{2р} = 20 \text{ ВА}$
На лініях ЦРП що відходять		$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{уст} = 124,14 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$
	ТПЛ – 10	$k_{дин} = 160$	$k_{дин} = 250$
		$k_{тс} = 17,12$	$k_{тс} = 25$
		$S_{2р} = 19,2 \text{ ВА}$	$S_{2р} = 20 \text{ ВА}$

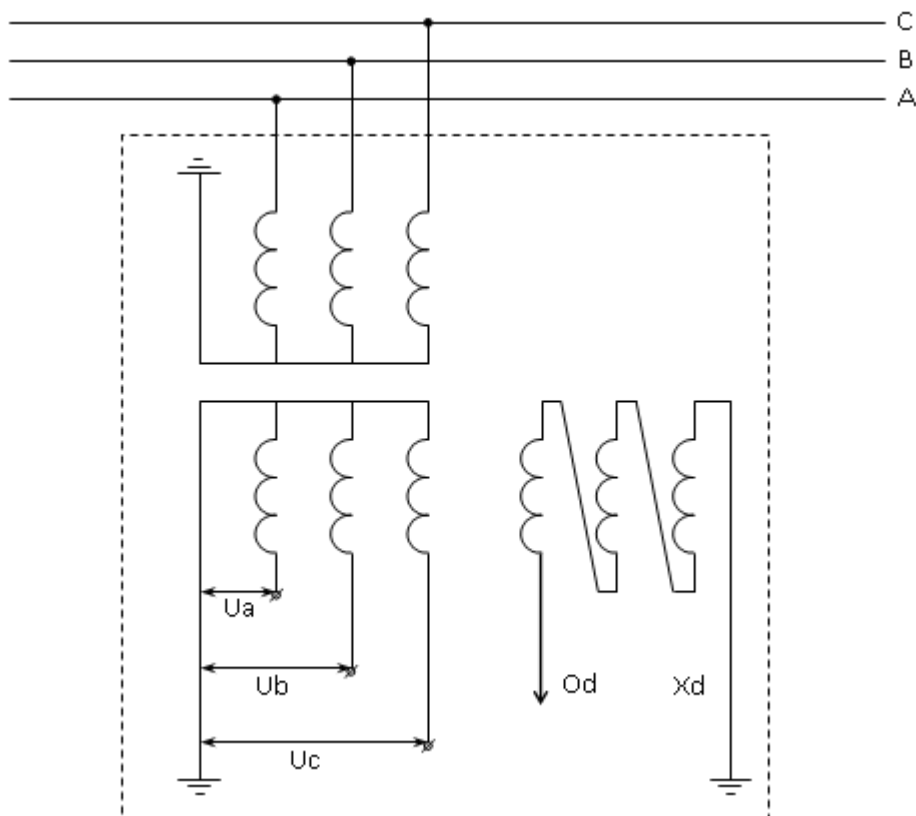


Рис. 9.4. Схема приєднання обмоток трансформатора НТМІ – 10 – 66.

Дані приладів, що підключаються до вторинної обмотки трансформатора напруги показано в таблиці 9.5.

Визначимо навантаження на вторинній вторинній обмотці трансформатора напруги :

$$S_{2p} = \sqrt{I^2 + Q^2} = \sqrt{846,36 + 3091,36} = 62,89 \text{ , (ВА)}$$

Зробимо перевірку класом точності 0,5.

$$U_{уст} = 10кВ = U_{НОМТ.Н.} = 10кВ$$

$$S_{2p} = 62,9ВА < S_{НОМТ.Н.} = 120ВА .$$

Дані вимірювальних приладів

Таблиця 9.5

Найменування приладу	Тип	Навантаження, ВА	Число катушок	Cos φ	Число приладів	Потужність споживання	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э 337	2,6	1	1	1	2,6	0
Ваттметр	Д 585	0,5	2	1	1	1	0
Варметр	Д 335	1,5	2	1	1	3	0
Лічильник активної енергії	СА3У – И670	1,5	2	0,38	10	11,4	27,8
Лічильник реактивної енергії	СР4У – И673	1,5	2	0,38	10	11,4	27,8
Разом		7,6				29,4	55,6

9.7. Вибір та перевірка вимикачів навантаження.

Встановлюємо вимикач навантаження ВВП – 17 із запобіжником ПК – 10/100.

$$U_{НОМ} = 10 \text{ (кВ)} = U_{уст} = 10 \text{ (кВ)};$$

$$I_{НОМ} = 100 \text{ (А)} > I_{уст} = 79 \text{ (А)};$$

$$I_{дін.} = 12 \text{ (кА)} > I_{уд} = 11,2 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 10.1

№ за ген план.	Найменування електроприймача	Тип	Навантаження, Р _н , кВт	Кіл. Один.	Позначення на плані
1	2	3	4	5	6
1	Плоскошліфувальний верстат	ОШ 83	4,2	25	15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 42, 43, 51, 52, 53, 95, 96, 166
2	Токарно - гвинторізний верстат	16К20П	9,2	32	93, 100, 101, 102, 103, 105, 106, 107, 108, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 123, 128, 136, 137, 138, 139, 164, 165, 193, 199, 224, 231, 234, 235, 236, 237
3	Універсально – фрезерний верстат	67К25ПР	5,5	13	79, 80, 81, 82, 87, 91, 92, 99, 124, 125, 195, 196, 197
4	Вертикально – фрезерний верстат	6Н13П	13,2	11	60, 83, 84, 85, 86, 87, 97, 173, 174, 181, 182
5	Вертикально - фрезерний верстат з ЧПУ	FKrSPS-500	17,3	1	232
6	Горизонтально – фрезерний верстат	6Н62	9,7	6	54, 57, 61, 62, 70, 229
7	Оптико - профіleshліфувальний верстат	ПС-165	8,1	3	130, 131, 132
8	Профіleshліфувальний верстат з пантографом	ПСМ-180	17,2	1	133

Продовження таблиці 10.1

1	2	3	4	5	6
9	Круглошліфувальний верстат	105 1ЕВ-61	5,2	2	45, 134
10	Координатно-шліфувальний верстат	S50314	6,2	1	129
11	Обдирно-шліфувальний верстат	3М634	1,5	2	6, 37
12	Внутрішньошліфувальний верстат	НДУ	8,2	2	39, 40
13	Спеціальний заточношліфувальний верстат	НО	1,3	1	38
14	Координатно-розточувальний верстат	2А45	2,2	5	34, 119, 120, 121, 127
15	Радіально-свердлильний верстат	2М55	5,9	1	48
16	Вертикально-свердлильний верстат	2А125	2,5	7	33, 50, 55, 59, 243, 244, 245
17	Токарні верстати з ЧПУ	OF 2/3	5,7	4	88, 89, 90, 98
18	Універсально-заточувальний верстат	3А64М	1,7	6	8, 9, 11, 12, 13, 14
19	Довжинний верстат	7А420	3,9	1	104
20	Копіювально-фрезерний верстат	6А463	2,5	1	58
21	Заточувальний верстат	3Б667	5,7	4	1, 2, 3, 10
22	Заточувально-полірувальний верстат	36011	2,9	2	4, 5
23	Напівавтомат для заточування дискових сегментів	3Б667М	25	1	7
24	Широкоуніверсальний фрезерний верстат	СВМ1ФН	5,2	1	202
25	Кран підвісний електричний	ГОСТ-7890	5,9	4	177, 178, 179, 223
26	Таль електрична	ТЭ-0,5	2,6	3	163, 205, 225
27	Кран-балка	ГОСТ-7890	30,8	1	56
28	Електроерозійний порошковий верстат із цифровою індикацією.	4732Ф3	10,4	4	135, 144, 145, 146

Продовження таблиці 10.1

1	2	3	4	5	6
29	Електроіскровий верстат із порошковим електродом	4531	2,5	2	142, 143
30	Прошивний верстат	4E723	30,4	2	139, 140
31	Плавильна піч	ВЧГ-1	1,9	11	46, 47, 49, 168, 169, 170, 171, 181, 182, 183, 184
32	Електропіч опору	СМЗ-85.14	33	11	149, 150, 151, 152, 153, 209, 210, 218, 219, 220, 221
33	Електропіч шахтний	СД1-16.1 2/2	39	8	175, 176, 184, 185, 191, 192, 193
34	Вентилятор витяжний	ВАО-14	7,8	3	13
35	Вентилятор витяжний	ВАО-10	5,8	14	майданчик вентиляції

10.1. Визначення розрахункового електричного навантаження цеху.

Розрахунок ведеться з використанням метода упорядкованих діаграм.

Отримані дані зведемо в таблицю 10.2.

Перетин кабельних ліній розподільчої мережі 10 кВ.

Таблиця 10.2

№ П/П	Найменування вузлів живлення та груп електроприймачів	Кількість електроприймачів, n	Встановлена потужність, наведена до ПВ=100%		$m = P_{\text{нmax}} / P_{\text{нmin}}$	Коефіцієнт використання, $K_{\text{н}}$	$\frac{\cos \varphi}{\text{tg} \varphi}$	Середнє навантаження за максимально завантаженою зміну		Ефективне число ЕП, n_3	Коефіцієнт максимуму, $K_{\text{м}}$	Максимальне навантаження			Розрахункові струми $I_{\text{р}} / I_{\text{н}}, \text{А}$
			Одного ЕП (найменшого / найбільшого) $P_{\text{н}}, \text{кВт}$	Загальна $P_{\text{н}}, \text{кВт}$				$P_{\text{см}} = K_{\text{н}} \cdot P_{\text{м}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg} \varphi, \text{кВар}$			$P_{\text{м}} = K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{м}} = Q_{\text{см}}$ при $n_3 > 10$ $Q_{\text{м}} = 1,1 Q_{\text{см}}, n_3 \leq 10$	$S_{\text{м}}, \text{кВт}$	
	ЕП групи А:														
1	Металообробні верстати	124	2/25	452,72	12,5	0,27	$\frac{0,6}{1,07}$	122,23	130,38						
2	Кран-балки, крани, талі електричні	7	2,5/29	65,8	11,6	0,15	$\frac{0,55}{1,27}$	9,87	12,52						
3	Електроерозійні, електроіскрові прошивні верстати	7	2,7/30	102,4	11,11	0,39	$\frac{0,65}{0,89}$	39,94	35,48						
4	Електричні печі	28	1,7/35	656,8	20,6	0,55	$\frac{0,9}{0,21}$	361,24	76,26						
	Разом по групі А	180	2/35	1342,51	15,5	0,35	—	472,58	254,64	102	1,08	575,94	254,64	629,72	$\frac{956,77}{1243,80}$
	ЕП групи Б:														
5	Вентиляція	15	1,2/7,5	84,1	6,25	0,65	$\frac{0,8}{0,45}$	53,365	61,57	17	1	53,365	61,57	81,48	$\frac{117,6}{182,85}$
6	Разом по цеху без освітлення	197	2/35	1435,21	—	0,37	—	525,95	434,13	—	—	573,203	434,13	719,05	—
7	Освітлювальне навантаження	—	—	43,80	—	—	0,85	—	—	—	—	37,234	—	—	—
	Разом по цеху	197	—	1482,52	—	—	—	—	—	—	—	610,437	434,137	749,072	$\frac{1081,2}{1330,44}$

Середнє активне та реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну для кожної групи електроприймачів визначимо за формулою:

$$P_{см} = K_{и} \cdot P_{ном}, \text{ (кВт)} \quad (10.1)$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \text{tg} \varphi, \text{ (кВар)} \quad (10.2)$$

$K_{и}$ та $\cos \varphi$ для кожного електроприймача або групи електроприймачів визначаємо за довідковою літературою. Середньозважений коефіцієнт використання визначається з виразу:

$$K_{иср} = \frac{\sum P_{см}}{\sum P_{ном}}, \quad (10.3)$$

де: $\sum P_{см}$ – сумарне середнє активне навантаження за найбільш завантажену зміну групи електроприймачів цеху (кВт);

$\sum P_{ном}$ – сумарна встановлена потужність групи електроприймачів цеху (кВт).

Коефіцієнт максимуму визначається в залежності від коефіцієнта використання $K_{иср}$ і n_e , для цієї групи.

Ефективне наведене число електроприймачів визначається з наступних умов:

1. При $n \geq 4$, у групі приймають $n_e = n$, якщо $m \leq 3$;
2. При $m > 3$ і $K_{и гр} \geq 0,2$ n_e може бути визначено за формулою:

$$n_e = \frac{2 \sum P_{ном мин}}{P_{ном макс}}, \text{ де } P_{ном макс}, P_{ном мин} \text{ – номінальні активні потужності}$$

найбільшого та найменшого електроприймачів у групі, і якщо $n_e > n$ то приймаємо $n_e = n$;

3. При $m > 3$ і $K_{и гр} < 0,2$ не визначається за допомогою кривих або таблиці.

Розрахункова активна (P_m) та реактивна (Q_m) потужності групи електроприймачів зі змінним графіком навантаження визначаються за формулами:

$$P_M = K_M \cdot P_{CM}, \text{ (кВт)} \quad (10.4)$$

де: K_M - коефіцієнт максимуму, що визначається за довідковою літературою. Для електроприймачів з практично постійним графіком навантаження $P_M = P_{CM}$, оскільки $K_M = 1$.

Розрахункова навантаження освітлювальних приладів цеху визначається за встановленою потужністю та коефіцієнтом попиту:

$$P_{p.o.} = K_{CO} \cdot P_{H.O.}, \text{ (кВт)} \quad (10.5)$$

де: $K_{CO} = 0,85$ (приймається за довідковими даними)

Величина встановленої потужності визначається як:

$$P_{H.O.} = F \cdot P_{уд.o.}, \text{ (кВт)} \quad (10.6)$$

де: $P_{уд.}$ про – питома щільність освітлювального навантаження для інструментальних цехів приймається рівною 12 Вт/м^2 , а площа цеху F – визначається з генерального плану підприємства становить $3650,4 \text{ м}^2$.

$$P_{H.O.} = 3650,4 \cdot 12 = 43804,8, \text{ (Вт)}$$

$$P_{p.o.} = 0,85 \cdot 43804,8 = 37234,1, \text{ (кВт)}$$

Повне розрахункове навантаження цеху (з урахуванням освітлення) визначається:

$$S = \sqrt{(P_p + P_{p.o.})^2 + Q_p^2} = \sqrt{610,437^2 + 434,137^2} = 749,072, \text{ (кВА)}$$

Визначимо розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (10.7)$$

де: S_p - розрахункова навантаження за групами споживачів.

Піковий струм визначається: $I_{п.} = i_{пм} + (I_p - K_i \cdot i_{НОМ.М})$, де: $i_{п.м}$, $i_{НОМ.М}$, K_i - відповідно найбільший з пускових струмів двигунів у групі, його номінальний струм і коефіцієнт використання.

а) Споживачі групи А:

$$I_{\rho} = \frac{639,558}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 923,1 \text{ , (A)}$$

$$i_{НОМ} = \frac{P_{н макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9 \cdot 0,89} = 54 \text{ , (A)}$$

$$i_{пм} = 5 \cdot i_{НОМ} = 5 \cdot 54 = 270 \text{ , (A)}$$

$$I_{п.} = 270 + (923,1 - 0,1 \cdot 54) = 1187,7 \text{ , (A)}$$

б) Споживачі групи Б:

$$I_{\rho} = \frac{81,482}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 117,6 \text{ , (A)} \quad i_{НОМ} = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 15 \text{ , (A)}$$

$$i_{пм} = 5 \cdot 15 = 75 \text{ , (A)}$$

$$I_{п.} = 75 + (117,6 - 0,65 \cdot 15) = 182,85 \text{ , (A)}$$

Разом з цеху з урахуванням освітлення:

$$I_{\rho} = \frac{749,072}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1081,5 \text{ (A)}, \quad i_{НОМ} = 54 \text{ (A)}, \quad i_{пм} = 270 \text{ (A)}$$

$$I_{п.} = 270 + (1081,5 - 0,39 \cdot 54) = 1330,44 \text{ (A)}.$$

10.2. Розподіл електроприймачів цеху за пунктами живлення.

Електропостачання цеху здійснюється КТП 9.

$$I_{НОМ расц.} = 1600 \text{ (A)} > I_{\rho} = 1330,44 \text{ (A)}$$

$$I_{пер.} = 1600 \text{ (A)}; \quad I_{кз.} = 4000 \text{ (A)} > 1,5 \cdot I_{\rho} = 1995,66 \text{ (A)}$$

Як розподільна шафа використовуємо шафу типу ШР – 11 – 73.

Розподіл електроприймачів РП представлено в таблиці 10.3

№ РП	№ електроприймача за планом	№ РП	№ електроприймача за планом
РП – 1	28, 31, 32, 38, 50, 104	РП – 19	94, 108, 177
РП – 2	15, 20, 21, 88, 89	РП – 20	29, 30, 34, 164, 165, 166
РП – 3	33, 56, 119	РП – 21	37, 39, 40, 58, 128, 243
РП – 4	6, 34, 42, 135	РП – 22	86, 87, 173, 174, 224
РП – 5	13, 14, 79, 80, 229	РП – 23	95, 96, 107, 111, 245
РП – 6	35, 52, 53, 120, 121, 133	РП – 24	112, 113, 118, 193, 199
РП – 7	54, 55, 62, 70, 99	РП – 25	57, 59, 124, 225
РП – 8	81, 82, 125, 195, 196, 205	РП – 26	4, 5, 145, 146, 223
РП – 9	142, 143, 144	РП – 27	139, 140, 202, 178
РП – 10	9, 8, 11, 12, 134, 232	РП – 28	60, 97, 153, 179, 209
РП – 11	81, 82, 83, 09	РП – 29	1, 2, 3, 10, 163
РП – 12	84, 85, 98, 129	РП – 30	46, 47, 49, 168, 169, 175, 176, 210
РП – 13	7, 101, 102, 231	РП – 31	170, 171, 181, 182, 183, 218, 221
РП – 14	103, 106, 130, 132, 136	РП – 32	145, 150, 151, 152, 185, 219
РП – 15	45, 131, 137, 138, 139	РП – 33	153, 191, 192, 193, 209, 210, 220
РП – 16	16, 17, 18, 19, 234, 235	РП – 34	Вентиляція
РП – 17	25, 26, 27, 236, 237	РП – 35	105, 123, 197, 223, 224
I	91, 92, 93, 114, 115, 116, 117		

Для вибору захисної апаратури та кабелів від ШМА до РП методом упорядкованих діаграм розрахуємо навантажен⁴.

Зведена таблиця навантажень цеху. Таблиця 10.4

№ П/ П	Найменування вузлів живлення та груп електроприймачів	Кількість електроприймачів, п	Встановлена потужність, приведена к ПВ=100%		$m = P_{\text{нmax}} / P_{\text{нmin}}$	Коефіцієнт використання, $K_{\text{н}}$	$\frac{\cos \varphi}{\text{tg} \varphi}$	Середнє навантаження за максимально завантажену зміну		Ефективна кількість ЕП, n_3	Коефіцієнт максимуму, $K_{\text{м}}$	Максимальне навантаження			Розрахункові струми $I_{\text{р}} / I_{\text{н}}, \text{А}$
			Одного ЕП (наймен- шого / найбіль- шого) $P_{\text{н}}, \text{кВт}$	Загаль- на $P_{\text{н}},$ кВт				$P_{\text{см}} = K_{\text{н}} \cdot P_{\text{м}},$ кВт	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg} \varphi,$ кВар			$P_{\text{м}} = K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{м}} = Q_{\text{см}}$ при $n_3 > 10$ $Q_{\text{м}} = 1,1 Q_{\text{см}}, n_3 \leq 10$	$S_{\text{м}}, \text{кВт}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 1															
	Група А- металообробні верстати	6	1,2 / 2,5	12,2	>3	0,14	$\frac{0,6}{1,07}$	1,71	1,82	7	2,64	4,51	1,82	4,86	$\frac{7,39}{41,04}$
РП 2															
	Група А- металообробні верстати	5	3,4 / 5,8	23,5	>3	0,14	$\frac{0,6}{1,07}$	3,29	3,51	7	2,64	8,69	3,51	9,37	$\frac{14,23}{79,05}$
	РАЗОМ по рубильнику 1	11	1,2 / 5,8	35,7	—	0,2	—	5,00	5,33	—	—	13,19	5,33	14,23	$\frac{21,6}{120,08}$
РП 3															
	Група А- металообробні верстати	2	3,1 / 7,6	10,8	—	0,14	$\frac{0,6}{1,07}$	1,51	1,61	—	—	—	—	—	—
	Кран-болка ПВ=100%	1	31	31	—	0,05	$\frac{0,6}{1,33}$	1,55	1,65	—	—	—	—	—	—

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	РАЗОМ по РП 3	3	3,1/31	41,8	>3	0,08	—	3,06	3,27	3	3,64	11,15	4,75	12,72	<u>13,3</u> 68,18
РП 4															
	Група А-металообробні верстати	3	1,9/2,1	5,9	—	0,14	<u>0,55</u> 1,27	0,83	1,05	—	—	—	—	—	—
	Електроерозійний прошивний верстат	1	12	12	—	0,22	<u>0,75</u> 0,58	2,64	1,54	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 4	4	1,7/10	15,3	>3	0,18	—	3,47	2,59	4	2,84	9,15	2,59	9,56	<u>14,52</u> 82,79
РП 5															
	Група А-металообробні верстати	5	1,95/10,2	16,9	>3	0,14	<u>0,5</u> 1,50	2,42	3,63	—	2,85	6,90	3,63	7,80	<u>11,85</u> 65,5
РП 7															
	Група А-металообробні верстати	5	1,95/10,2	16,9	>3	0,14	<u>0,5</u> 1,50	2,42	3,63	—	2,85	6,90	3,63	7,80	<u>11,85</u> 65,5
РП 8															
	Група А-металообробні верстати	5	1,95/10,2	16,9	>3	0,14	<u>0,5</u> 1,50	2,42	3,63	—	—	—	—	—	—
	Таль електрична	1	3,5	3,5	—	0,06	<u>0,6</u> 1,07	0,18	0,19	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 8	6	3 /4,8	21,8	<3	0,14	—	2,949	5,102	6	2,64	7,785	5,612	9,597	<u>13,9</u> 137,7

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	РАЗОМ по РП 7 и РП 8	11	1,95/ 10,2	34,6	>3	0,20	—	5,02	7,45	9	2,1	14,431	11,811	18,648	<u>26,9</u> 150,7
	РП 6														
	Група А-металообробні верстати	6	2,9/17	32,9	—	0,14	<u>0,5</u> 1,5	4,80	7,20	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 6 и РП 7 РП 8	17	1,9 /17,2	83,4	>3	0,14	—	11,63	19,84	5	2,87	33,45	19,89	38,98	<u>57,8</u> 297,3
	РАЗОМ по РП – 1	29	1,95 /31	162,3	>3	0,13	—	20,12	32,35	22	1,55	31,56	29,54	44,62	<u>66,1</u> 467,2
	РП 9														
	Група А-Електроіскровий прошивний верстат	3	2,7 /10,8	15,8	>3	0,22	<u>0,75</u> 0,58	2,21	1,29	3	2,85	6,30	1,29	6,43	<u>9,78</u> 55,24
	РП 10														
	Група А-металообробні верстати	6	1,85/17,6	26,45	>3	0,14	<u>0,5</u> 1,5	3,70	5,55	3	3,54	13,11	5,55	14,24	<u>21,63</u> 121,20
	РАЗОМ по рубильнику 3	9	1,75 /17	40,37	>3	0,16	—	5,92	6,84	4	3,11	18,34	6,84	19,57	<u>29,74</u> 164,72
	РП 11														
	Група А-металообробні верстати	4	5,1 /5,8	21,8	<3	0,14	<u>0,5</u> 1,5	3,05	4,58	4	3,11	9,46	4,58	10,51	—

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 12															
	Група А-металообробні верстати	4	4,9 /6,0	21,2	<3	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	3,12	4,68	4	3,11	11,05	4,68	12,00	$\frac{18,24}{102,19}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	РАЗОМ по рубильнику 4	8	4,9 /6,0	41,1	<3	0,14	—	6,17	9,26	8	2,31	19,14	9,26	21,26	$\frac{32,30}{179,52}$
РП 34															
	Група Б- вентиляція	17	1,5 /7,7	81,8	>3	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	54,72	40,31	15	1,05	54,42	40,31	66,47	$\frac{96,7}{192,5}$
	РАЗОМ по рубильнику Д	34	1,75/7,7	164,09	>3	0,4	—	67,23	59,45	34	1,17	78,32	59,45	97,14	$\frac{139,76}{238,1}$
РП 13															
	Група А-металообробні верстати	5	3,4 /5,8	23,5	>3	0,14	$\frac{0,6}{1,07}$	3,29	3,51	7	2,64	8,69	3,51	9,37	$\frac{14,23}{79,05}$
РП 14															
	Група А-металообробні верстати	6	1,8/17,2	26,4	>3	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	3,7	5,5	3	3,54	13,1	5,5	14,2	$\frac{21,63}{121,20}$
РП 15															
	Група А-металообробні верстати	5	3,5 /5,9	23,5	>3	0,14	$\frac{0,6}{1,07}$	3,29	3,51	7	2,64	8,6	3,5	9,3	$\frac{14,23}{79,05}$

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 16															
	Група А-металообробні верстати	6	3,7/4,8	23,9	<3	0,14	$\frac{0,5}{1,73}$	3,304	5,71	6	2,64	8,72	6,28	10,75	—
РП 17															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Група А-металообробні верстати	6	1,8/17,9	26,4	>3	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	3,7	5,5	3	3,54	13,1	5,5	14,2	$\frac{21,6}{122,20}$
РП 18															
	Група А-металообробні верстати	7	4,8 /15,5	74,9	>3	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	10,38	17,97	5	2,87	29,81	19,76	35,771	$\frac{52,6}{24,7}$
РП 19															
	Кран підвісний	1	5,9	5,9	—	0,06	$\frac{0,6}{1,32}$	0,44	0,44	—	—	—	—	—	—
	Група А-металообробні верстати	2	4,9	9,5	—	0,14	$\frac{0,5}{15}$	1,29	2,24	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 19	3	4,8 /5,9	14,7	<3	0,12	—	1,64	2,65	3	3,65	5,97	2,97	6,64	$\frac{9,8}{95,4}$
	РАЗОМ по ПР 2	36	3,9 /29,6	241,1	>3	0,14	—	34,34	56,87	26	1,55	53,96\	56,56	75,9	$\frac{111,1}{217,6}$

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	РП 20														
	Група А-металообробні верстати	6	1,9 /4,8	18,8	<3	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	2,632	4,553	6	2,64	6,949	5,008	8,566	$\frac{12,4}{66,5}$
	РП 21														
	Група А-металообробні верстати	6	2,9 /8,25	32,54	<3	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	4,54	7,85	6	2,64	12,07	8,64	15,388	$\frac{22,25}{120,9}$
	РП 22														
	Група А-металообробні верстати	5	3,1 /4,6	1,56	<3	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	2,31	3,99	5	2,87	6,635	4,39	7,95	$\frac{11,9}{64,9}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	РП 23														
	Група А-металообробні верстати	5	4,7 /95	42,7	<3	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	6,11	10,58	5	2,87	17,55	11,64	21,067	$\frac{31,4}{177,4}$
	РП 24														
	Група А-металообробні верстати	5	9,9	49,5	—	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	6,865	11,86	5	2,87	19,68	13,05	23,623	$\frac{34,9}{180,1}$
	РАЗОМ по ШМА-1	126	1,7 /30,5	715,82	>3	0,2	—	141,68	185,512	47	1,25	177,1	185,512	256,474	$\frac{370,2}{759,8}$

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 25															
	Група А-металообробні верстати	3	1,9 / 11,9	16,7	—	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	2,33	4,04	—	—	—	—	—	—
	Таль електрична	1	2,6	2,6	—	0,07	$\frac{0,6}{1,33}$	0,15	0,27	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 25	4	1,9 / 11,9	19,3	>3	0,13	—	2,49	4,31	3	3,43	8,56	4,74	9,81	$\frac{14,9}{196,3}$
РП 26															
	Група А-металообробні верстати	2	2,8	5,6	—	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	0,81	1,40	—	—	—	—	—	—
	Електроерозійний прошивний верстат	2	9	18	—	0,2	$\frac{0,7}{1,02}$	4,1	4,18	—	—	—	—	—	—
	Підвісний кран	1	5,8	5,8	—	0,06	$\frac{0,6}{1,33}$	0,34	0,45	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 26	5	2,8 / 9	29,4	>3	0,15	—	4,81	5,48	—	—	—	—	—	—
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	РАЗОМ по РП 25 РП 26	9	1,9 / 11,5	51,83	>3	0,14	—	7,30	9,80	6	2,64	19,29	10,78	22,102	$\frac{32,9}{222,9}$
РП 27															
	Група А-металообробні верстати	1	5,8	5,8	—	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	0,79	1,38	—	—	—	—	—	—

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Прошивний верстат	2	31	62	—	0,2	$\frac{0,6}{1,33}$	11	15,83	—	—	—	—	—	—
	Підвісний кран	1	5,8	5,8	—	0,06	$\frac{0,6}{1,33}$	0,348	0,459	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 27	4	5,8/31	71,9	>3	0,18	—	13,19	17,79	3	2,84	38,05	19,57	42,79	$\frac{62,8}{456,7}$
	РАЗОМ по рублинику 5	13	1,9 /31	123,23	>3	0,19	—	22,94	27,59	7	2,1	48,18	27,59	55,52	$\frac{80,9}{465,6}$
РП 28															
	Група А-металообробні верстати	2	13,7	27,4	—	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	3,89	6,73	—	—	—	—	—	—
	Електропечі опору	2	34,2	68,4	—	0,5	$\frac{0,85}{0,33}$	34	20,4	—	—	—	—	—	—
	Підвісний кран	1	5,8	5,8	—	0,06	$\frac{0,6}{1,33}$	0,34	0,45	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 28	5	5,8 /34,2	100,5	>3	0,35	—	38,23	27,58	5	1,66	63,46	30,34	70,35	$\frac{102,5}{242,3}$
РП 29															
	Група А-металообробні верстати	4	5,4	21,8	—	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	2,96	5,13	—	—	—	—	—	—
	Таль електрична	1	2,6	2,6	—	0,06	$\frac{0,6}{1,33}$	0,15	0,27	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 29	5	2,6 /5,4	24,8	<3	0,13	—	3,12	5,34	5	2,87	8,97	5,88	10,77	$\frac{15,5}{93,5}$

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 35															
	Група А-металлообробляючі станки	3	5,2 /12,1	25,9	—	0,14	$\frac{0,5}{1,5}$	3,76	6,51	—	—	—	—	—	—
	Підвісний кран	1	5,8	5,8	—	0,07	$\frac{0,6}{1,33}$	0,34	0,45	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 35	4	5,2 /11,8	32,6	<3	0,13	—	4,10	6,95	4	3,11	12,77	7,66	14,90	$\frac{21,5}{212,7}$
	РАЗОМ по РП 29 РП 35	9	2,6 /12,2	56,43	>3	0,13	—	7,23	12,31	8	2,31	16,71	8,43	18,71	$\frac{27}{218,2}$
	РАЗОМ по рубильнику 6	14	2,6 /34	156,93	>3	0,29	—	45,46	39,93	9	1,65	75,02	39,90	84,97	$\frac{123,7}{266,8}$
РП 30															
	Група А-плавильні печі	5	1,8	8,7	—	0,5	$\frac{0,8}{0,75}$	4,26	3,18	—	—	—	—	—	—
	Електричні печі опору	3	33 /36	107	—	0,7	$\frac{0,95}{0,33}$	75,67	24,94	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 30	8	1,8/36	116,9	>3	0,65	—	79,71	28,13	4	1,29	103,45	28,97	106,87	$\frac{150,2}{323,2}$
РП 31															
	Група А-плавильні печі	5	1,8	8,9	—	0,5	$\frac{0,8}{0,75}$	4,21	3,18	—	—	—	—	—	—
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Електропечі опору	2	33	66	—	0,7	$\frac{0,95}{0,33}$	47,68	15,70	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 31	7	1,8 /33	75,5	>3	0,62	—	51,85	18,89	5	1,26	65,31	20,78	68,55	$\frac{99,7}{296,9}$

Продовження таблиці 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП 32															
	Група А-плавильні печі	1	1,8	1,8	—	0,5	$\frac{0,8}{0,75}$	0,87	0,63	—	—	—	—	—	—
	Електропечі опору	6	33 /38	207	—	0,7	$\frac{0,95}{0,33}$	144,9	47,81	—	—	—	—	—	—
	РАЗОМ по РП 32	7	1,8 /38	208,7	>3	0,69	—	145,87	48,45	4	1,29	188,01	53,3	195,42	$\frac{272,1}{845,3}$
РП 33															
	Група А-Електропечі опору	7	33 /38	241	<3	0,7	$\frac{0,95}{0,33}$	172,99	57,05	7	1,21	209,29	62,76	—	$\frac{316,3}{945,8}$
	РАЗОМ по ШМА-2	56	1,8 /38	757,66	>3	0,42	—	—	—	41	1,15	367,956	211,499	424,41	$\frac{612,6}{987,7}$
	РАЗОМ по ЦЕХУ	182	1,8 /38	1470,48	>3	0,31	—	461,64	397,01	80	1,11	512,42	397,01	648,22	$\frac{935,6}{1317,9}$

Відповідно до розрахунків здійснюємо вибір РП та провідників від ШМА і ПР до РП.

Умова вибору:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_m}{k_{\text{пр}}}, \quad (10.8)$$

де: I_m – розрахунковий струм РП;

$k_{\text{пр}}$ – коефіцієнт прокладання.

Умова вибору запобіжників рубильників:

$$I_{\text{н.вст}} \geq \frac{I_{\text{пик}}}{2,5}, \quad (10.9)$$

де: $I_{\text{пик}} = i_{\text{п max}} + (I_p - K_{\text{и}} \cdot i_{\text{н max}})$ - піковий струм; $i_{\text{п max}}$ та $i_{\text{н max}}$ – максимальний пусковий і номінальний струми електроспоживача в групі:

$$I_{\text{н.max}} = \frac{P_{\text{н max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} \quad i_{\text{п max}} = 7 \cdot i_{\text{н max}};$$

для печей опору $i_{\text{п max}} = 7 \cdot i_{\text{н max}}$. Розрахункові і пікові струми зводяться до таблиці 15, колонка 16.

Вибрані кабелі, запобіжники та рубильники зведемо в таблицю 10.5.

Таблиця 10.5

Найменування ділянки мережі живленн	S_m , кВА	I_m , А	Дов жи- на лінії, L, м	$I_{\text{п}}$, А	Марка кабелю за умовою допустимого нагрівання	$I_{\text{доп}}$, А	Тип запобіжни ка (автомат)	$I_{\text{н}}$ плав- коївст авки, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РП-1– ШМА-І	4,35	6,31	16	37,49	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1558D	10
РП-2– ШМА-І	13,21	19,18	16	94,63	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1560D	20
РП-3– ПР-1	12,72	18,45	18	141,8	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1560D	20
РП-4– ПР-1	8,60	12,47	8	49,19	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1558D	10
РП-5– ПР-1	8,14	11,85	5	108,5	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1558D	10
РП-7, РП-8 – РП-6	18,64	26,93	4	151,7	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1560D	20
РП-6 – ПР-1	38,42	55,57	15	282,9	АВВГ3х10+1х6	72	170М1565D	63

Продовження таблиці 10.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПР-1 – ШМА-I	43,96	64,59	10	456,1	АВВГ3х10+1х6	72	170М1566D	80
РП-9 – рубильник 1	19,22	30,32	3	93,49	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1563D	40
РП-10 – рубильник 2	14,25	20,64	4	247,5	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1561D	25
рубильник 1 – рубильник Д	22,75	38,27	20	258,9	АВВГ3х6+1х4	54	170М1561D	25
РП-12 – РП-11	10,82	15,63	5,5	112,7	АВВГ 3х4+1х2,5	37	—	—
РП-11 – рубильник Д	17,22	24,92	13	121,8	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1561D	25
РП-34 – рубильник Д	65,48	94,58	7	185,6	АВВГ3х25+1х16	120	170М1567D	100
рубильник Д – ШМА-I	96,13	138,9	3	335,1	АВВГ3х35+1х25	145	170М1569D	160
РП-13 – ПР-2	21,82	31,63	27	507,1	АВВГ3х6+1х4	54	170М1562D	32
РП-14 – ПР-2	14,79	21,32	21	151,3	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1561D	25
РП-15 – ПР-2	13,13	18,94	11	146,9	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1560D	20
РП-16 – ПР-2	10,75	15,59	8	69,8	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1560D	20
РП-17 – ПР-2	11,29	16,32	4	70,6	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1560D	20
РП-18 – ПР-2	35,77	51,64	7	248,1	АВВГ3х10+1х6	72	170М1565D	63
РП-19 – ПР-2	6,64	9,62	12	95,4	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1558D	10
ПР-2 – ШМА-I	74,95	108,2	15	208,6	НРГ(3х25+1х16)	140	170М1568D	125
РП-20 – ШМА-I	8,56	12,45	4	67,5	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1560D	20
РП-21 – ШМА-I	15,38	22,22	7	121,5	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1561D	25
РП-22 – ШМА-I	7,95	11,58	4	65,8	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1560D	20
РП-23 – ШМА-I	21,06	30,43	3	177,4	АВВГ 3х4+1х2,5	37	170М1562D	32
РП-24 – ШМА-I	23,62	34,17	3	181,1	АВВГ 3х6+1х4	54	170М1563D	40
ШМА-I	256,47	370,3	61	758,8	ШМА 3 40х4	625	170М3819D	400
РП-25 – РП-26	9,81	14,18	7	196,3	АВВГ 3х4+1х2,5	37	—	—
РП-26 – рубильник 5	22,10	31,95	3	2133, 9	АВВГ 3х6+1х4	54	—	—

Продовження таблиці 10.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
РП-27– рубильник 5	42,79	61,83	5	447,7	АВВГ3х10+1х6	72	—	—
Рубильник 5 – ШМА-II	55,25	80,26	8	465,6	АВВГ 3х16+1х10	94	ПН-2-250	200
РП-28 – рубильник 6	70,35	101,6	6	243,3	АВВГ 3х25+1х16	120	—	—
РП-29 – РП-35	10,72	15,57	7	93,5	АВВГ 3х4+1х2,5	37	—	—
РП-35 – рубильник 6	18,71	27,78	11	29,2	АВВГ 3х4+1х2,5	37	—	—
Рубильник 6 – ШМА-II	84,97	122,9	7	267,8	АВВГ 3х25+1х16	120	ПН-2-250	100
РП-30 – ШМА-II	72,34	104,8	3	314,2	АВВГ 3х25+1х16	120	ПН-2-250	120
РП-31 – ШМА-II	68,55	99,78	4	298,9	АВВГ3х25+1х16	120	ПН-2-250	120
РП-32 – ШМА-II	195,42	282,5	5	847,3	АВВГ3х120+1х70	288	ПН-2-400	350
РП-33 – ШМА-II	218,41	315,7	8	946,8	АВВГ3х150+1х70	327	ПН-2-400	350
ШМА-II	424,47	612,9	45	991,7	ШМА 3 (40х4)	625	Э10МБ	1200
ЩО-1 – КТП	14,61	21,17	14	—	АВВГ3х2,5+1х1,5	33	А3710Б	40
ЩО-2 – КТП	14,61	21,17	15	—	АВВГ3х2,5+1х1,5	33	А3710Б	40
ЩО-3 – КТП	14,61	21,17	32	—	АВВГ3х2,5+1х1,5	33	А3710Б	40
ЩО-4 – КТП	14,61	21,17	40	—	АВВГ3х2,5+1х1,5	33	А3710Б	40

10.3. Вибір силової розподільної мережі та апаратів керування та захисту.

Вибір апаратів захисту та управління окремих електроприймачів докладно розглянемо з прикладу одного ШР – ШР-6. Результати вибору зведемо у вигляді таблиці 10.6. Для інших ШР зробимо вибір силової розподільної мережі та результати відобразимо у вигляді таблиці 10.7.

Вибір провідників від ШР до електроприймачів виконуємо за умовою:

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_M}{k_{\text{пр}}}, \text{ де: } k_{\text{пр}} - \text{поправочний коефіцієнт, що враховує кількість}$$

проводів, прокладених в одній трубі.

Перетин провідників цехової мережі вибирається по розрахунковому струму навантаження таким чином, щоб при струмах навантаження, що відповідають роботі в тривалому режимі та умовам нормованої для них температури середовища, не перегрівалися б понад допустимі межі.

Так як всі електроприймачі цеху захищені плавкими запобіжниками (час спрацьовування яких $t_{cp} = 0,005c$), тому дроти не потребують перевірки на термічну стійкість струмів короткого замикання.

Силова розподільна мережа та апарати захисту та управління РП– 6. Таблиця 10.6

№ Лінії що відходить від ШР-6	Запобіжник		Проведення до пускача			Пускач та відгалуження до електродвигуна				Електроприймач		
	Тип	Тип, А I _{н.вст} , А	Марка перетин, мм ²	Спосіб прокладання	L, м	Тип пускача	I _н , А	Марка и перетин провода	Спосіб прокладання	№ за планом цеху	Найменування виробничого механізму	P _н , кВт
1	170M1559D	$\frac{16}{16}$	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	В полу, в трубці Ø ¾ дюйма	6	DILM15-01(230V50Hz)	18	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	в металорукаві станиною	35	Плоскошліфувальний верстат	2,9
2	170M1559D	$\frac{16}{16}$	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	В полу, в трубці Ø ¾ дюйма	4	DILM15-01(230V50Hz)	18	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	в металорукаві станиною	52	Плоскошліфувальний верстат	2,9
3	170M1559D	$\frac{16}{16}$	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	В полу, в трубці Ø ¾ дюйма	3	DILM15-01(230V50Hz)	18	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	в металорукаві станиною	53	Плоскошліфувальний верстат	2,9
4	170M1559D	$\frac{16}{16}$	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	В полу, в трубці Ø ¾ дюйма	3	DILM15-01(230V50Hz)	25	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	в металорукаві станиною	120	Координатно-розточувальний верстат	7,2
5	170M1567D	$\frac{100}{100}$	<u>АПВ</u> 3(1x16)	В полу, в трубці Ø ¾ дюйма	2	DILM115(RAC240)	115	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	в металорукаві станиною	121	Координатно-розточувальний верстат	7,2
6	170M1567D	$\frac{100}{100}$	<u>АПВ</u> 3(1x16)	В полу, в трубці Ø ¾ дюйма	1	DILM115(RAC240)	115	<u>АПВ</u> 3(1x2,5)	—	133	Профільшліфувальний верстат з пантографом	17

Вибір силової та розподільної мережі цеху та захисної апаратури.

Таблиця 10.7

№ і тип РП	№ ЕП за планом цеху	I_n , А	I_n , А	Тип запобіжника	$I_{н.п.л.вст.}$ А	Ø труби (дюйм)	Тип та перетин провідника
1	2	3	4	5	6	7	8
РП 1 ШРС-1-21	28, 31	3,9	22,9	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	50, 32	5,9	32,9	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	104	8,7	54,9	170M1558D	10	3/4	АПВ 3(1x4)
РП 2 ШРС-1-21	12, 21	3,9	22,7	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	20, 89	7,8	54,9	170M1558D	10	3/4	АПВ 3(1x4)
	88	12,7	84,2	170M1559D	16	3/4	АПВ 3(1x4)
РП 3 ШРС-1-21	33	5,9	32,9	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	56	5,8	39,8	170M1565D	63	1	АПВ 3(1x10)
	119	14,7	101,8	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 4 ШРС-1-21	34	5,9	37,8	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	42	3,8	32,9	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	119	20,8	62,9	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
РП 5 ШРС-1-21	13, 14	4,9	20,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	79, 80	5,5	36,7	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	229	20,8	138,7	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
РП 6 ШРС-1-21	35, 52, 53	5,9	38,7	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	120, 121	5,9	38,7	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	133	3,4	23,2	170M1565D	63	1	АПВ 3(1x10)
РП 7 ШРС-1-21	54, 99	5,9	38,7	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	62, 70	20,5	119	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
	55	9,5	77,4	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 8 ШРС-1-21	81, 82, 125	7,8	53,9	170M1558D	10	3/4	АПВ 3(1x4)
	205, 126, 196	6,2	33,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 9 ШРС-1-21	142	5,3	15,6	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	144, 143	14,9	69,9	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
РП 10 ШРС-1-21	232	3,2	23,2	170M1562D	32	3/4	АПВ 3(1x10)
	134	3,7	24,8	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	8, 9, 11, 12	4,25	29,6		10	1/2	АПВ 3(1x2,5)

Продовження таблиці 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8
РП 11 ШРС-1- 21	181, 182	10,3	70,7	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	91, 183	9,1	59,15	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 13 ШРС-1- 21	101,102	10,2	70,7	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	7, 231	59	358	170M1565D	63	1	АПВ 3(1x16)
РП 12 ШРС-1- 21	129	12,4	93, 5	170M1559D	16	3/4	АПВ 3(1x4)
	84, 85	10,2	70,9	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	98	12,2	75,3	170M1559D	16	3/4	АПВ 3(1x4)
РП 14 ШРС-1- 21	103, 106, 136	10,2	70,9	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	130, 132	18,9	132,6	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
РП 15 ШРС-1- 21	131, 138, 139	9,1	55,6	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	132	17,1	128,2	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
	45	11,3	56,5	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 16 ШРС-1- 21	234, 235	9,1	54,6	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	16, 17, 18, 19	7,7	53,9	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 17 ШРС-1- 21	236, 237	9,1	54,6	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	26, 27, 51	8	56	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	25	7,7	53,9	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 18 ШРС-1- 21	91, 92, 93	9,1	54,6	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	114,115,116,117	28,5	199,5	170M1562D	32	3/4	АПВ 3(1x6)
РП 19 ШРС-1- 21	94, 108	9,1	54,6	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	177	13	78	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 20 ШРС-1- 21	29, 166	6,8	34	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	30, 34	4,2	24,4	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	164, 165	10,1	70,7	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 21 ШРС-1- 21	37	11	77	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	39	11,3	56,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	40	17,1	128,2	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
	58	6,6	46,2	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	128	10,1	70,7	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	243	11,3	56,5	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 22 ШРС-1- 21	86, 87, 173, 174	6,1	42,7	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	224	9,4	96,4	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)

Продовження таблиці 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8
РП 23 ШРС-1- 21	95, 96, 107, 111	19,5	117	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
	245	9,4	96,4	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 24 ШРС-1- 21	112, 113, 118, 193, 199	19,5	117	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
РП 25 ШРС-1- 21	57	5,8	37,7	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	59	6,6	33	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	124	24	184,4	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x6)
	225	6,14	37	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 26 ШРС-1- 21	4, 5,	11	77	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	145, 146	20,6	61,9	170M1561D	25	3/4	АПВ 3(1x4)
	223	5,2	15,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 27 ШРС-1- 21	139	10,1	70,7	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	202	11	77	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	178	12,1	78,6	170M1559D	16	3/4	АПВ 3(1x4)
	140	61,9	185,6	170M1565D	63	1	АПВ 3(1x25)
РП 28 ШРС-1- 21	60, 97	27,4	191,8	170M1562D	32	3/4	АПВ 3(1x4)
	179	12,1	78,6	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	153, 209	70,1	210,3		100	1	АПВ 3(1x25)
РП 29 ШРС-1- 21	1, 2, 3, 10	11	77	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	163	6,1	36,6	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 30 ШРС-1- 21	46, 47, 49, 168, 169	3,5	10,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	175, 176	76,3	228,9	170M1566D	80	1	АПВ 3(1x25)
	210	70,1	210,3	170M1566D	80	1	АПВ 3(1x25)
РП 31 ШРС-1- 21	170, 171, 181, 182, 183	2,4	10,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	281,221	70,1	210,3	170M1566D	80	1	АПВ 3(1x25)
РП 32 РПС-1-21	184	3,5	10,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	149, 150, 151, 152, 219	70,1	210,3	170M1566D	80	1	АПВ 3(1x25)
	185	76,3	228,9	170M1566D	80	1	АПВ 3(1x25)

Продовження таблиці 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8
РП 33 РПС-1-21	153,209,210,220	70,1	210,3	170M1566D	80	1	АПВ 3(1x25)
	191, 192, 193	76,3	228,9	170M1566D	80	1	АПВ 3(1x25)
РП 34 РПС-1-21	Вентиляторы 6 шт	14,5	101,5	170M1559D	16	3/4	АПВ 3(1x4)
	Вентиляторы 4 шт	11	77	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	Вентиляторы 2 шт	8,3	58,1	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	Вентиляторы 2 шт	2,68	18,7	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	Вентиляторы 3 шт	3,5	24,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
РП 35 РПС-1-21	105	19,83	148,7	170M1560D	20	3/4	АПВ 3(1x4)
	224	13,6	74,8	170M1559D	16	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	123	17,1	128,2	170M1560D	20	3/4	АПВ 3(1x4)
	197	4,2	24,4	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)
	223	5,2	15,5	170M1558D	10	1/2	АПВ 3(1x2,5)

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі спроектовано енергоефективну систему електропостачання електромеханічного заводу з аналізом шляхів підвищення енергоефективності систем електропостачання .

З використанням даних про електроспоживачі типового електромеханічного заводу задіяно необхідні методи та методики з навчальної літератури з розрахунку навантажень на високій та низькій напрузі, здійснено вибір обладнання до схеми електропостачання з метою надійного та ефективного енергозабезпечення в нормальному та аварійному режимах.

Виконано аналіз засобів з енергозбереження з констатацією важливості енергетичного обстеження підприємства, доцільності використання автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії та важливості визначення економічної ефективності енергозберігаючих процесів як на стадії проектування так і в процесі експлуатації системи електропостачання.

За результатами, отриманими при виконанні магістерської роботи здійснено розрахунок параметрів системи електропостачання електромеханічного заводу.

Можна зробити висновок, що розроблена система електропостачання може забезпечити якісне та безперебійне забезпечення електроенергією споживачів електромеханічного заводу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
2. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підруч. /В.Є. Шестеренко. – Вінниця: Нова Книга, 2011.– 656 с.
3. Сірий О.М. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. Посібник /О.М.Сірий, В.Є.Шестеренко.–К.: ІСДО, 1993.–592 с.
4. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. університет харч. технол.–К.: НУХТ, 2011.–319 с.
5. Перехідні процеси в системах електропостачання: / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
6. Закладний О. М. Енергозбереження засобами промислового електропривода / О. М. Закладний, А. В. Праховник, О. І. Соловей. К.: Кондор, 2005. 408 с.
7. Енергозбереження в промисловості. Частина 1 / А. В. Праховник, О. М. Суходоля, С. П. Денисюк, В. В. Прокопенко. К.: НТУУ «КПІ», 2011. 517 с.
8. Методичні рекомендації до виконання випускної кваліфікаційної роботи [Електронний ресурс] на здобуття освінього ступеня «Магістр» за спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» денної та заочної форм навчання/Викладачі С.М. Балюта, Ю.А. Чорний.- К.: НУХТ.- 2022.- 22 с.