Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський
«___» _____ 2020 р.

# Магістерська робота

**на тему:**

**“** Проектування системи електропостачання та визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів**”**

**Спеціальність 8.141 ”**Електроенергетика, електротехніка та електромеханика”

Виконав студент гр. ЕТмдн-91п _____ Чистяков О. М.

Керівник, доцент, к.т.н. _____Лебединський І. Л.

Консультанти:

по економічній частині доцент, к.е.н. _____ Маценко О.М.

по питанням охорони праці _____Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач _____ Єфімов Г.П.

.

Суми – 2020

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

**Спеціальність 141 ”**Електроенергетика, електротехніка та електромеханика”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«___» _____ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-91п

Чистякова Олександра Михайловича

1. Тема магістерської роботи: **“** Проектування системи електропостачання та визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів**”**

затверджено наказом по університету №_____ від _____

2. Дата здачі роботи: _____2020 р.

3. Вихідні дані роботи:
   – встановлені потужності цехів підприємства;
   – генеральний план заводу металовиробів;
   – відомості про електричні навантаження дільниць, що проектуються;
4. Зміст пояснювальної записки:
   – технична частина роботи;
   – визначення втрат електричної енергії ;
   – економична частина;
   – охорона праці;
   – висновки;
   – список використаної літератури.
5. Перелік графічного матеріалу:
   – Генеральний план підприємства;
   – Картограма електричних навантажень;
   – Однолінійна схема електропостачання;

– План електроосвітлення;
– План силових електромереж

6. Консультанти:

| Розділ | Керівник | Завдання видав | Завдання прийняв |
|---|---|---|---|
| 1 | Лебединський І. Л. | | |
| 2 | Маценко О.М. | | |
| 3 | Лебединський І. Л. | | |

7. Дата видачі завдання:

_____

Керівник роботи _____ Лебединський І. Л.

Завдання отримав студент _____ Чистяков О. М.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № п/п | Найменування етапів магістерської роботи | Термін виконання |
|---|---|---|
| 1 | Підготовка данних для проектування системи електропостачання | 1.11–10.11.20 |
| 2 | Розрахунок і вибір обладнання | 11.11–20.11.20 |
| 3 | Економічна частина | 20.11–24.11.20 |
| 4 | Охорона праці | 25.11–30.11.20 |
| 5 | Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи | 01.12–24.12.20 |

Студент-дипломник _____ Чистяков О. М.
(підпис)

Керівник роботи _____ Лебединський І. Л.
(підпис)

# РЕФЕРАТ

с. 117, рис. 13, табл. 35, кресл. 5

Бібліографічний опис: **“Проектування системи електропостачання та визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів”** [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / О. М. Чистяков; науковий керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 117 с.

**Ключові слова**: електричні навантаження підприємства, картограми електричних навантажень, зовнішня мережі підприємства, комутаційне обладнання, силова та освітлювальна цехова мережа, підстанція, трансформатор, лінія, трансформатор струму, трансформатор напруги, заземлення, коротке замикання, грозозахист.

электрические нагрузки предприятия, картограммы электрических нагрузок, внешняя сети предприятия, коммутационное оборудование, силовая и осветительная цеховая сеть, подстанция, трансформатор, линия, трансформатор тока, трансформатор напряжения, заземления, короткое замыкание, молниезащита.

electrical loads of the enterprise, cartograms of electrical loads, external networks of the enterprise, switching equipment, power and lighting shop network, substation, transformer, line, current transformer, voltage transformer, grounding, short circuit, lightning protection.

**Короткий огляд –** приведена загальна характеристика підстанції, виконані розрахунки: середні та розрахункові навантаження цехів та заводу методами коефіцієнта використання та попиту, а також були вирішені задачі по визначенню оптимальної потужності трансформаторів КТП; оптимального перерізу зовнішньої живлячої лінії 10 кВ та кабельних ліній внутрішньозаводської мережі 0,38 кВ; оптимальної потужності компенсуючих пристроїв 0,38 кВ по мінімуму приведених затрат в СЕП. Вибрані кабелі і комутаційні апарати стійкі до дії струмів КЗ. Для трансформаторів КТП передбачений захист від ненормальних режимів роботи. При розрахунку цехових мереж була вибрана оптимальна система електропостачання, яка забезпечує допустимі втрати напруги в лініях. В економічній частині дипломної роботи були розраховані основні техніко-економічної показники системи електропостачання підприємства, які дозволяють зробити висновок про економічну доцільність системи.

## Перелік прийнятих скорочень

КЗ – коротке замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ШР – шафа розподільний

ГЩР – головний шафа розподільний

ПС – підстанція

СЕП – система електропередачі

РП – розподільний пристрій

ЦЕН – центр електричних навантажень

ЕП – електроприймач

ПТЕ – правила технічної експлуатації

ТС – трансформатор струму

ЛЕП – лінія електропередачі

ТМ – трансформатор масляний

ТВП – трансформатор власних потреб

ТП – трансформаторна підстанція

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

ГРП – головна розподільна підстанція

ГПП – головна понижуюча підстанція

ЩО – щиток освітлення

Зміст


Вступ…… 8

1 Проектування системи електропостачання заводу металовиробів…….. 9

1.1 Характеристика технологічного процесу ……..…….. 9

1.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства……..…….. 14

1.3 Оптимізація і моделювання при виборі числа і потужності трансформаторів……...…….....……. 20

1.4 Оптимізація і моделювання при виборі системи зовнішнього, внутрізаводського і внутріцехового електропостачання……... 27

1.4.1 Проектування зовнішньої мережі підприємства……. 27

1.4.2 Розрахунок струмів КЗ в мережі 10 кВ…… 30

1.4.3 Проектування розподільної мережі підприємства…… 35

1.4.4 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В..... 39

1.4.5 Вибір комутаційного обладнання……..……..…….. 43

1.4.6 Вибір комутаційно-захисної апаратури і провідників цехової мережі…….…….. 45

1.5 Розрахунок силової та освітлювальної цехової мережі…….…. 49

1.5.1 Розрахунок силової мережі…….…….. 49

1.5.2 Розрахунок освітлювальної мережі…….…… 52

1.6 Розрахунок рівнів напруг та вибір відпайок трансформаторів ТП в мінімальному та максимальному режимах……...…... 58

1.7 Релейний захист ……..…….. 61

2 Визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів……..…. 65

2.1 Класифікація втрат в системі електропостачання……..…. 65

2.1.1. Навантажувальні втрати електроенергії…….. 66

2.1.2 Втрати холостого ходу…….. 67

2.1.3 Кліматичні втрати……. 67

2.1.4 Витрата на власні потреби підстанцій……..…… 68
2.1.5 Структура комерційних втрат електроенергії…… 69
2.2 Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання……..… 73
2.3 Визначення втрат енергії у системах електропостачання…….……. 75
3 Економічна частина…….….. 79
3.1 Розрахунок капіталовлакдень в СЕП……..…….. 79
3.2 Річні витрати і врати активної електроенергії…….…… 83
3.3 Розрахунок плати з електроенергію…….…… 86
3.4 Розрахунок скадових поточних витрат……..…….. 86
3.4.1 Розрахунок потреби в робочій силі…….....……. 86
3.4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі…….…… 90
3.4.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....…… 92
3.5 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат…… 94
3.6 Розрахунок сумарних витрат……. 95
3.7 Розрахунок собівартості електроенергії…… 96
4 Охорона праці…….…….. 97
4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об’єкта …….…… 98
4.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії…….…….. 98
4.2.1 Мікроклімат…… 100
4.2.2 Виробниче освітлення……..…….. 101
4.2.3 Виробничий шум…….…….. 103
4.2.4 Виробничі вібрації…… 105
4.3 Заземлення і захист від блискавки…… 106
4.3.1 Розрахунок грозозахисту…….…….. 106
4.3.2 Розрахунок заземлення……..……. 107
Висновки…….…….. 110
Література…….……. 111
Додаток……. 113

## Вступ

Система електропостачання промислових підприємств є підсистемою енергосистеми, що забезпечує комплексне електропостачання промислових, транспортних, комунальних і сільськогосподарських споживачів даного району. Енергосистема в свою чергу розглядається як підсистема енергетичної системи. Система енергетичного постачання промислових підприємств є підсистемою технологічної системи виробництва даного підприємства, що висуває певні вимоги до енергопостачання.

Система електропостачання промислових підприємств, що складається з мереж напругою до 1000 В і вище, трансформаторних і перетворюючих підстанцій, служить для забезпечення вимог виробництва шляхом подачі електроенергії від джерела живлення до місця споживання в необхідній кількості і відповідної якості у вигляді змінного струму.

Для створення належної системи електропостачання підприємства потрібна ретельна спільна робота проектувальників технологів, будівельників та електриків, а також забезпечити надійне ощадливе електропостачання, що відповідає умовам даного виробництва.

Основні задачі, що розв’язують при дослідженні, проектуванні споруд і експлуатації систем електропостачання промислових підприємств, полягають в оптимізації параметрів цих систем шляхом правильного вибору числа і потужності трансформаторів, перетворювачів струму та частоти, конструкцій промислових мереж, пристроїв компенсації реактивної потужності і регулювання напруги, засобів симетрії навантажень і погашення вищих гармонік у мережах шляхом правильної побудови схеми електропостачання, що відповідає оптимальному рівню надійності. Усі ці задачі безупинно ускладнюються внаслідок зростання потужностей електроприймачів, появи нових видів використання електроенергії, нових технологічних процесів.

# 1 Проектування системи електропостачання заводу металовиробів

## 1.1 Характеристика технологічного процесу

“Завод металовиробів” (ЗМ) спеціалізується на виробництві автосторпів, грейферів, лещат пломбувальних, ножиць для різання дроту, запірно-пломбувальних пристроїв для вагонів, контейнерів, товарів народного вжитку (культиваторів, візків та ін.).

Основними видами виробництва є:

- обробка на металообробному обладнанні;
- фарбувальні роботи методом пневматичного розпилення;
- деревообробне.

Дільниці, що проектуються, знаходяться в корпусі металообробки з дільницею гальванопокрить.

Гальванічна дільниця спеціалізується на нанесенні захисних, захисно-декоративних і спеціальних неорганічних металевих покриттів на деталі виробів, що випускаються підприємством.

На ковальсько-пресовій та слюсарно-ремонтній дільницях виконуються ковальські, холодні штампувальні, електрозварювальні роботи.

На електрослюсарно-ремонтній дільниці виконуються роботи по ремонту електрообладнання.

Для виконання транспортно-технологічних операцій на слюсарно-ремонтній дільниці передбачений підвісний електричний кран вантажопідйомністю 1 т, на ковальсько-пресовій дільниці – кран підвісний електричний вантажопідйомністю 3,2 т.

Розвантажування напільного транспорту біля корпусу і транспортування вантажів на електрослюсарно-ремонтну дільницю здійснюється підвісною електричною таллю вантажопідйомністю 0,5 т.

Електроприймачі підприємства відносяться до II категорії надійності електропостачання.

Електропостачання об'єкту, що проектується, здійснюється від наступних джерел:

а) основне – підстанція 110/10;

б) резервне – РП-11 через ТП-246.

Відстань від основного джерела живлення до підприємства складає 380 м.

Значення напруг на шинах 10 кВ джерела живлення:

а) $U_{max}$ = 10,5 кВ;

б) $U_{min}$ = 10,2 кВ.

Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ джерела живлення становить 90 МВ·А.

Встановлені потужності цехів підприємства подані в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження ЗМ

| Номер на плані | Найменування цехів | $P_{НОМ}$, кВт |
|---|---|---|
| 1 | Прохідна | 2 |
| 2 | Адміністративний корпус | 20 |
| 3 | Теплопункт | 4 |
| 4 | Ділянка №1 | 192,8 |
| | - шліфувальне відділення | 95,1 |
| | - відділення ремонту тракторних завантажувачів | 19,9 |
| | - відділення ремонту навісного обладнання | 77,8 |
| 5 | Насосна | 80,92 |
| 6 | Ділянка №2 | 248,81 |
| | - верстатне відділення | 181,49 |
| | - відділення верстатів з ЧПУ | 67,32 |
| 7 | Приміщення електроерозійної обробки | 75,3 |
| 8 | Покрасочний цех | 90,4 |
| | - приміщення для покраски продукції | 3,4 |
| | - приміщення компресорної | 32 |

Продолження таблиці 1.1

| | | |
|---|---|---|
| | - приміщення слюсарів-електриків | 55 |
| 9 | Побутове приміщення | 3 |
| 10 | Мостовий кран | 12 |
| 11 | Мостовий кран | 14 |
| 12 | Корпус металообробки | 667 |
| 13 | Термічне відділення | 617,8 |
| 14 | Примішення для столярних робіт | 48,5 |
| 15 | Побутове приміщення | 3 |
| 16 | Склад матеріалів | 7,5 |

Генплан ЗМ зображений на рисунку 1.1.

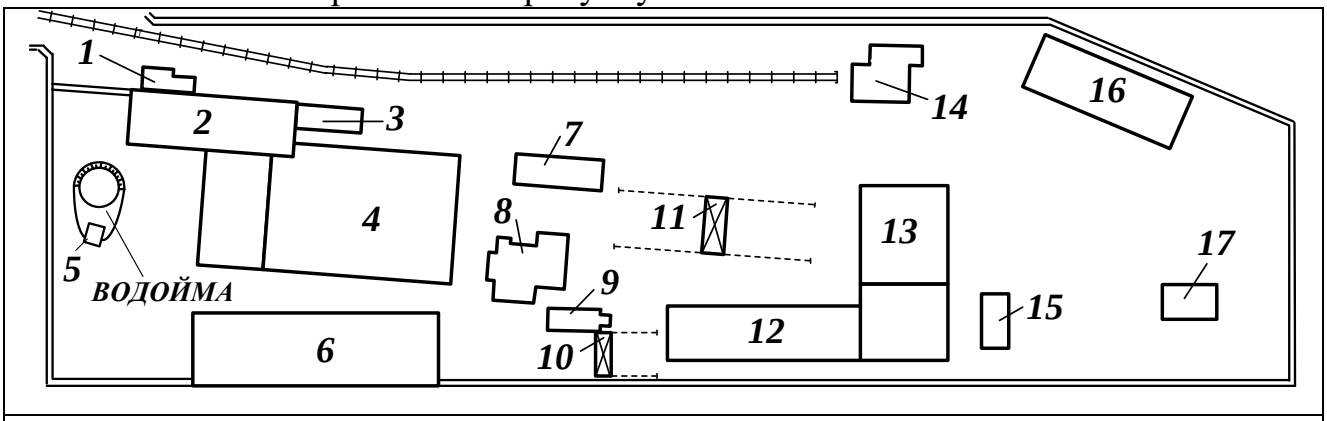



Рисунок 1.1 – Генплан ЗМ

В таблиці 1.2 подані номінальні потужності електроприймачів ковальсько-пресової, слюсарно-ремонтної, електрослюсарно-ремонтної дільниць та блоку технологічних резервуарів ОС.

Таблиця 1.2 – Відомості про електричні навантаження дільниць, що проектуються

| Номер на плані | Найменування електроприймачів | Кількість | $P_{НОМ}$, кВт |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1, 2, 3, 4, 12, 13, 14 | Робочий стіл електрослюсаря | 7 | 3 |
| 5 | Електроталь | 1 | 0,76 |
| 6 | Шафа сушильна електрична | 1 | 8 |
| 7, 8, 15 | Зварювальний трансформатор | 3 | 17,3 |

Продовження таблиці 1.2

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| 9 | Кран електричний | 1 | 2,3 |
| 10 | Вертикально-свердлувальний верстат | 1 | 7,5 |
| 11 | Обдирочно-шліфувальни верстат | 1 | 3 |
| 16, 17, 18, 19 | Насос | 4 | 30 |
| 21 | Прес однокривошипний | 1 | 36 |
| 23 | Прес однокривошипний | 1 | 0,55 |
| 26 | Прес однокривошипний | 1 | 2,5 |
| 28 | Прес однокривошипний | 1 | 6,3 |
| 20 | Кран електричний | 1 | 4,62 |
| 24 | Прес гідравлічний | 1 | 18,5 |
| 27 | Молот кувальний пневматичний | 1 | 22 |
| 25 | Молот кувальний пневматичний | 1 | 7,5 |
| 30 | Прес однокривошипний | 1 | 16 |
| 31 | Піч електрична камерна | 1 | 25 |
| 32 | Піч нагрівальна на рідкому паливі | 1 | 0,6 |
| 22, 29 | Вентилятор | 2 | 1,5 |

План розташування обладнання дільниць, що проектуються, поданий на рисунку 1.2

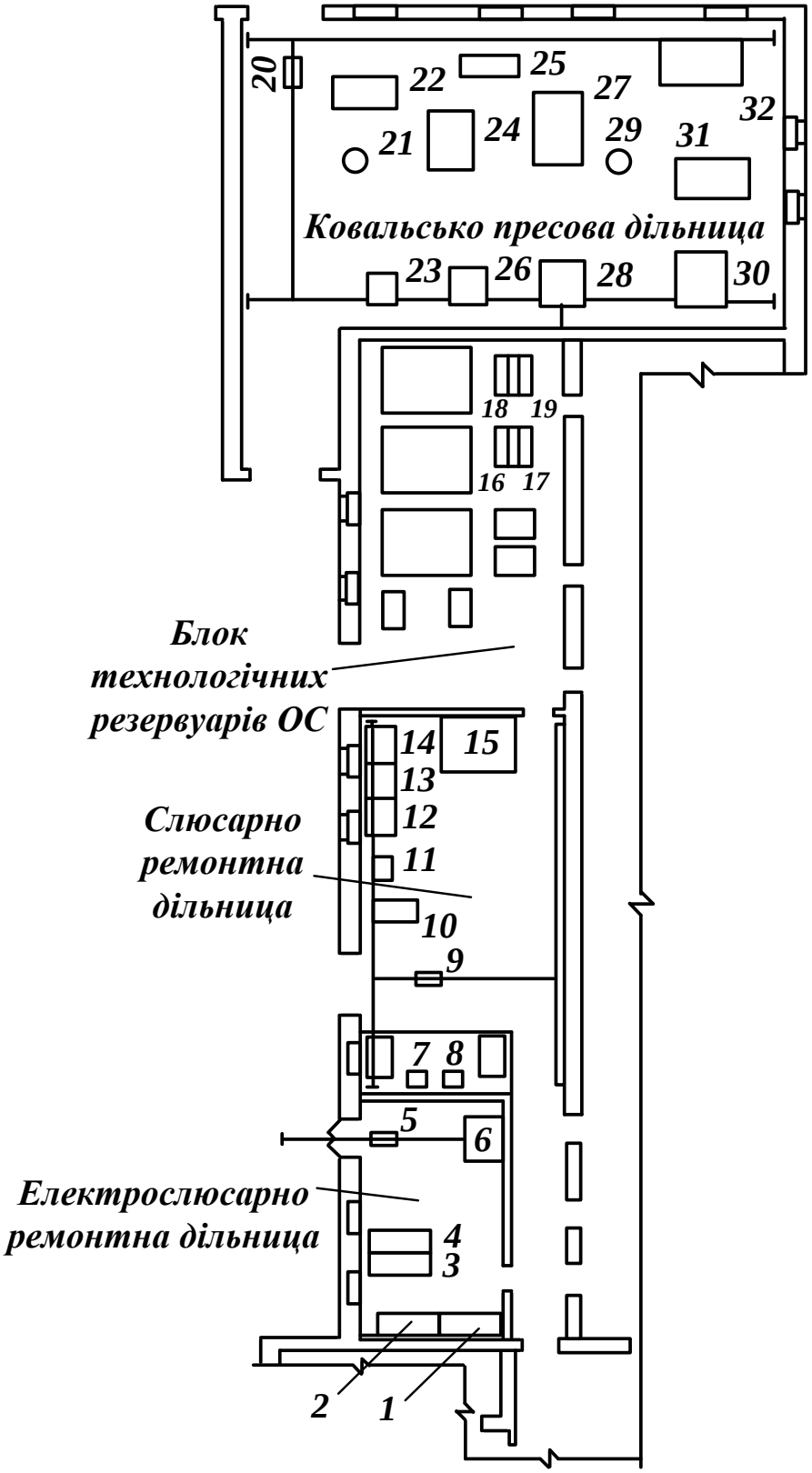



Рисунок 1.2 – План розміщення обладнання дільниць, що проектуються

## 1.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства

Електричні навантаження є вихідними даними для розв'язання складного комплексу технічних і економічних питань, що виникають при проектуванні електропостачання промислового підприємства. Визначення електричних навантажень складає перший етап проектування будь-якої системи електропостачання і проводиться з метою вибору і перевірки струмоведучих елементів і трансформаторів по нагріву і економічним міркуванням, розрахунку відхилень і коливань напруги, вибору компенсуючих установок, захисних пристроїв і т.д [1]. Від правильної оцінки очікуваних електричних навантажень залежить раціональність вибору схеми і всіх елементів системи електропостачання і її техніко-економічні показники (капітальні вкладення, річні експлуатаційні витрати, приведені затрати, витрати кольорового металу і втрати електроенергії).

Для визначення електричних навантажень використовується метод впорядкованих діаграм показників графіків навантажень.

Електричне навантаження – величина, що характеризує споживання потужності окремими приймачами або споживачами електроенергії.

Приймач – індивідуальний пристрій (електродвигун, електрична піч, електрична лампа і т.п.), що споживає електричну енергію.

Споживач – сукупність приймачів цеха (корпуса) або підприємства, об'єднані в групи за наступними основними ознаками:

- напрузі, роду струму, частоті струму;
- необхідній степені безперебійності живлення і степені резервування;
- по технологічним зв'язкам і режимам роботи;
- по територіальному розміщенню і стабільності положення електрообладнання;
- схемі електропостачання.

Номінальна (або встановлена) потужність приймачів електроенергії є достатньо достовірною вихідною величиною для розрахунку електричних навантажень. Тривало допустима по нагріву сумарна номінальна потужність всіх прий-

мачів груп дає першу найбільш грубу оцінку можливої верхньої межі значень розрахункового групового навантаження.

Середнє навантаження груп приймачів електороенергії дає можливість наближено оцінити нижню межу можливих значень розрахункового навантаження.

Середня активна $\mathbf{P_{СМ}}$ або реактивна $\mathbf{Q_{СМ}}$ потужність за найбільш завантажену зміну є основною величиною при розрахунку навантажень груп приймачів. Найбільш завантаженою зміною є зміна з найбільшим споживанням електроенергії даною групою приймачів, цехом або підприємством в цілому для характерної доби. Характерною вважається та доба, протягом якої споживання електроенергії приблизно дорівнює величині середньозваженого споживання електроенергії за кожний робочий день в період часу, що розглядається (тиждень, місяць, рік).

Середні навантаження мають важливе значення при розрахунках і дослідженні навантажень та витрат і втрат електроенергії.

Середня активна потужність за найбільш завантажену зміну $\mathbf{P_{СМ}}$ будь-якої групи силових приймачів з однаковим режимом роботи визначається шляхом множення сумарної номінальної потужності групи робочих приймачів $\mathbf{P_{ном}}$, приведеної для приймачів повторно-короткочасного режиму роботи до ПВ = 100 % , на їх груповий коефіцієнт використання $\mathbf{K_{В}}$.

Середня реактивна потужність за найбільш завантажену зміну $\mathbf{Q_{СМ}}$ для будь-якої групи силових приймачів (з відстаючим струмом) однакового режиму роботи визначається шляхом множення середньої активної потужності $\mathbf{P_{СМ}}$ цієї групи на **tgφ,** що відповідає груповому коефіцієнту потужності **cosφ.**

Розрахункове навантаження по допустимому нагріву – таке тривале незмінне навантаження елемента системи електропостачання (трансформатора, лінії і т.п.), яке еквівалентне очікуваному навантаженню, що змінюється, по найбільш тяжкій тепловій дії: максимальній температурі нагріву провідника або тепловому зносу його ізоляції.

Розрахункове навантаження по допустимому нагріву скорочено називають розрахунковим навантаженням. Розрахункове навантаження умовно приймається

рівним імовірному максимальному значенню навантаження за інтервал часу 30 хв., близький до трьох постійних часу нагріву провідників, що часто застосовуються, малих і середніх перерізів – так званий тридцятихвилинний або півгодинний максимум

Розрахункове навантаження підприємства визначається сумуванням розрахункових навантажень окремих цехів з урахуванням коефіцієнта різночасності максимумів навантаження.

Складемо електронну таблицю для визначення середньої і розрахункової потужності цехів і заводу в цілому. Вихідними даними до цієї таблиці є номінальна потужність і-того цеху (**$P_{номі}$**), кВт; коефіцієнт потужності і-го цеху ($\cos\varphi_i$); коефіцієнт попиту і-го цеху (**$K_{пі}$**); коефіцієнт використання і-го цеху (**$K_{ві}$**).

Початкові дані вводимо в таблицю 2.1 (рисунок 2.1) і на основі наведених нижче розрахункових формул визначимо середні і розрахункові навантаження цехів та підприємства в цілому.

Потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$P_{роі} = K_{п.оі} \cdot F_i \cdot p_{питі}, \qquad (1.1)$$

де $K_{п.оі}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження і-того цеху;

$F_i$ – площа і-того цеху, м$^2$;

$\rho_{питі}$ – питома густина освітлювального навантаження і-того цеху, кВт/м$^2$.

Середнє активне навантаження і-того цеху:

$$P_{смі} = K_{ві} \cdot P_{номі} + P_{роі}, \qquad (1.2)$$

де $P_{номі}$ – номінальна потужність і-того цеху, кВт;

$K_{ві}$ – коефіцієнт використання і-того цеху (відношення середньої активної потужності окремого приймача до номінальної активної потужності).

Середнє реактивне навантаження і-того цеху:

$$Q_{смі} = K_{ві} \cdot P_{номі} \cdot tg\varphi_i, \qquad (1.3)$$

де $tg\varphi_i$ – коефіцієнт реактивної потужності і-того цеху.

Повне середнє навантаження і-того цеху:

$$S_{смі} = \sqrt{P_{смі}^2 + Q_{смі}^2}\ . \qquad (1.4)$$

Середній струм і-того цеху:

$$I_{смі} = \frac{S_{смі}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}\ . \qquad (1.5)$$

Активне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$P_{рі} = K_{пі} \cdot P_{номі} + P_{роі}\ , \qquad (1.6)$$

де $К_{пі}$ – коефіцієнт попиту і-того цеху (відношення розрахункової активної потужності до номінальної активної потужності приймача);

Реактивне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$Q_{рі} = K_{пі} \cdot P_{номі} \cdot tg\,\varphi_i\ . \qquad (1.7)$$

Повне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$S_{рі} = \sqrt{P_{рі}^2 + Q_{рі}^2}\ . \qquad (1.8)$$

Розрахунковий струм і-того цеху:

$$I_{рі} = \frac{S_{рі}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}\ . \qquad (1.9)$$

Навантаження всіх цехів:

$$P_{смΣ} = \sum_{i=1}^{N} P_{смі},\ \ Q_{смΣ} = \sum_{i=1}^{N} Q_{смі},\ \ P_{рΣ} = K_н \cdot \sum_{i=1}^{N} P_{рі},\ \ Q_{рΣ} = K_н \cdot \sum_{i=1}^{N} Q_{рі}.,\ \ (1.10)$$

де N – кількість цехів;

$К_н$ – коефіцієнт неспівпадання максимумів навантаження.

Повне сумарне навантаження:

$$S_{смΣ} = \sqrt{P_{смΣ}^2 + Q_{смΣ}^2},\ \ S_{рΣ} = \sqrt{P_{рΣ}^2 + Q_{рΣ}^2}\ . \qquad (1.11)$$

Сумарний струм:

$$I_{смΣ} = \frac{S_{смΣ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},\ \ I_{рΣ} = \frac{S_{рΣ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \qquad (1.12)$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 1.3

Таблиця 1.3 – Розрахунок навантаження підприємства

| № | Назва | Силове навантаження | | | | | Освітлювальне навантаження | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $P_н$, кВт | cosφ | tgφ | $K_П$ | $K_В$ | F, м$^2$ | $K_{ПО}$ | $P_{ПНТ}$, кВт | $P_{РО}$, кВт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Прохідна | 2 | 0,75 | 0,82 | 0,3 | 0,1 | 67 | 0,9 | 0,02 | 0,965 |
| 2 | Адміністративний корпус | 20 | 0,85 | 0,620 | 0,6 | 0,3 | 481,3 | 0,9 | 0,02 | 6,930 |
| 3 | Теплопункт | 4 | 0,87 | 0,567 | 0,8 | 0,6 | 79,75 | 0,9 | 0,02 | 1,017 |
| 4 | Ділянка №1 | 193 | - | - | - | - | - | - | - | 10,93 |
| | -шліфувальне відділення | 95,1 | 0,65 | 1,169 | 0,3 | 0,2 | 79,63 | 0,9 | 0,01 | 0,744 |
| | -відділення ремонту трактор-них завантажувачів | 19,9 | 0,5 | 1,732 | 0,3 | 0,2 | 789,9 | 0,9 | 0,01 | 7,385 |
| | -відділення ремонту навісного обладнання | 77,8 | 0,5 | 1,732 | 0,3 | 0,2 | 300 | 0,9 | 0,01 | 2,805 |
| 5 | Насосна | 80,9 | 0,8 | 0,750 | 0,8 | 0,7 | 14,88 | 0,9 | 0,02 | 0,190 |
| 6 | Ділянка №2 | 249 | - | - | - | - | - | - | - | 10,52 |
| | -верстатне відділення | 80,9 | 0,8 | 0,750 | 0,8 | 0,7 | 802 | 0,9 | 0,01 | 8,862 |
| | -відділення верстатів з ЧПУ | 67,3 | 0,68 | 1,078 | 0,5 | 0,3 | 150 | 0,9 | 0,01 | 1,658 |
| 7 | Приміщення електроерозійної обробки | 75,3 | 0,68 | 1,078 | 0,2 | 0,1 | 135 | 0,9 | 0,01 | 1,492 |
| 8 | Покрасочний цех | 90,4 | - | - | - | - | - | - | - | 2,435 |
| | -приміщення для покраски продукції | 3,4 | 1 | 0,000 | 0,9 | 0,7 | 92,38 | 0,9 | 0,01 | 0,864 |
| | -приміщення компресорної | 32 | 0,8 | 0,750 | 0,8 | 0,6 | 33,25 | 0,9 | 0,01 | 0,311 |
| | -приміщення слюсарів-електриків | 55 | 0,68 | 1,078 | 0,2 | 0,1 | 78,5 | 0,9 | 0,02 | 1,260 |
| 9 | Побутове приміщення | 3 | 0,75 | 0,882 | 0,3 | 0,1 | 69,25 | 0,8 | 0,02 | 0,886 |
| 10 | Мостовий кран | 12 | 0,5 | 1,732 | 0,3 | 0,2 | - | - | - | - |
| 11 | Мостовий кран | 14 | 0,5 | 1,732 | 0,3 | 0,2 | - | - | - | - |
| 12 | Корпус металообробки | 667 | 0,67 | 1,11 | 0,6 | 0,5 | 1287 | 0,9 | 0,01 | 12,03 |
| 13 | Термічне відділення | 618 | 0,68 | 1,078 | 0,5 | 0,3 | 469,2 | 0,9 | 0,01 | 5,185 |
| 14 | Приміщення для столярних | 48,5 | 0,7 | 1,020 | 0,6 | 0,3 | 157,8 | 0,8 | 0,02 | 2,019 |
| 15 | Побутове приміщення | 3 | 0,75 | 0,882 | 0,3 | 0,1 | 75 | 0,8 | 0,02 | 0,960 |
| 16 | Склад матеріалів | 7,5 | 0,85 | 0,620 | 0,6 | 0,3 | 465,4 | 0,8 | 0,01 | 4,095 |
| | Всього по підприємству | 2087 | | | | | | | | 83,55 |

Продовження таблиці 1.3

| № | Назва | Середні навантаження | | | | | Розрахункові наванта-ження | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $P_{СН}$, кВт | $Q_{СН}$, кВАр | $S_{СН}$, кВА | $I_{СН}$, А | $P_Р$, кВт | $Q_Р$, кВАр | $S_Р$, кВА | $I_Р$, А |
| 1 | 2 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| 1 | Прохідна | 1,205 | 0,212 | 1,223 | 1,859 | 1,465 | 0,441 | 1,530 | 2,32 |
| 2 | Адміністративний корпус | 12,930 | 3,718 | 13,454 | 20,44 | 18,930 | 7,437 | 20,338 | 30,90 |
| 3 | Теплопункт | 3,417 | 1,360 | 3,678 | 5,588 | 4,017 | 1,700 | 4,362 | 6,627 |
| 4 | Ділянка №1 | 49,495 | 56,081 | 74,799 | 113,6 | 61,897 | 75,710 | 97,792 | 148,6 |
| | -шліфувальне відділення | 19,764 | 22,237 | 29,751 | 45,20 | 29,374 | 33,355 | 44,380 | 67,43 |
| | -відділення ремонту трактор-них завантажувачів | 11,365 | 6,894 | 13,293 | 20,20 | 13,355 | 10,340 | 16,890 | 25,66 |
| | -відділення ремонту навісного обладнання | 18,365 | 26,951 | 32,613 | 49,55 | 26,145 | 40,426 | 48,144 | 73,15 |
| 5 | Насосна | 56,834 | 42,483 | 70,957 | 107,8 | 60,880 | 45,518 | 76,014 | 115,5 |
| 6 | Ділянка №2 | 67,014 | 78,352 | 103,10 | 156,6 | 88,764 | 109,04 | 140,60 | 213,6 |
| | -верстатне відділення | 45,160 | 56,575 | 72,389 | 110,0 | 63,309 | 84,863 | 105,88 | 160,9 |
| | -відділення верстатів з ЧПУ | 21,854 | 21,776 | 30,851 | 46,87 | 35,318 | 36,294 | 50,642 | 76,94 |
| 7 | Приміщення електроерозійної обробки | 9,022 | 8,119 | 12,137 | 18,44 | 16,552 | 16,238 | 23,187 | 35,23 |
| 8 | Покрасочний цех | 29,515 | 20,330 | 35,839 | 54,45 | 36,292 | 26,875 | 45,159 | 68,61 |
| | -приміщення для покраски продукції | 3,244 | 0,000 | 3,244 | 4,928 | 3,754 | 0,000 | 3,754 | 5,703 |
| | -приміщення компресорної | 19,511 | 14,400 | 24,249 | 36,84 | 24,311 | 18,000 | 30,249 | 45,96 |
| | -приміщення слюсарів-електриків | 6,760 | 5,930 | 8,993 | 13,66 | 12,260 | 11,861 | 17,058 | 25,92 |
| 9 | Побутове приміщення | 1,246 | 0,317 | 1,286 | 1,954 | 1,636 | 0,661 | 1,765 | 2,682 |
| 10 | Мостовий кран | 1,800 | 3,118 | 3,600 | 5,470 | 3,600 | 6,235 | 7,200 | 10,94 |
| 11 | Мостовий кран | 2,100 | 3,637 | 4,200 | 6,381 | 4,200 | 7,275 | 8,400 | 12,76 |
| 12 | Корпус металообробки | 345,53 | 369,52 | 505,90 | 768,6 | 412,23 | 443,42 | 605,44 | 919,9 |
| 13 | Термічне відділення | 190,52 | 199,84 | 276,11 | 419,5 | 314,08 | 333,07 | 457,81 | 695,6 |
| 14 | Приміщення для столярних | 16,569 | 14,844 | 22,246 | 33,8 | 31,119 | 29,688 | 43,009 | 65,35 |
| 15 | Побутове приміщення | 1,320 | 0,317 | 1,358 | 2,063 | 1,710 | 0,661 | 1,833 | 2,786 |
| 16 | Склад матеріалів | 6,345 | 0,272 | 6,356 | 9,657 | 8,595 | 2,789 | 9,036 | 13,7 |
| | Всього по підприємству | 794,87 | 780,39 | 1113,9 | 1692 | 978,07 | 987,23 | 1389,7 | 21,11 |

## 1.3 Оптимізація і моделювання при виборі числа і потужності трансформаторів

Вибір потужності трансформаторів проводиться на основі техніко-економічних розрахунків [2]. Оптимальна потужність трансформатора відповідає мінімальним приведеним затратам.

При виборі трансформаторів слід враховувати їх перевантажувальну здатність.

Потужність КТП вибирається, виходячи із середнього навантаження за найбільш завантажену зміну.

Керованою змінною в даній задачі є потужність. Сформуємо обмеження на керовану змінну.

1) $S_{ном.т} \geq 0$,

де $S_{ном.т}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А

2) обмеження, що гарантує допустимість нагрівання в нормальному режимі:

$S_{ном.т} \cdot n_т \geq S_{смΣ}$,

де $n_т$ – кількість трансформаторів;

$S_{смΣ}$ – сумарна середня потужність підприємства, кВ·А

3) обмеження на післяаварійний режим:

при $n_т > 1$ $k_п \cdot S_{ном.т} \geq k_{н.па} \cdot S_{смΣ}$,

де $k_п$ – коефіцієнт перевантаження трансформатора, $k_п = 1{,}4$;

$k_{н.па}$ – коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі, $k_{н.па} = 0{,}8$.

Запишемо математичну модель:

$$\begin{cases} З(S_{ном.т}) = К_{тп}(S_{ном.т}; n_т) \cdot Е + \left[ \Delta P_Х(S_{ном.т}) + \Delta P_К(S_{ном.т}) \cdot \left( \dfrac{S_{см}}{S_{ном.т} \cdot n_т} \right)^2 \right] \cdot n_т \cdot В_0 \\ S_{ном.т} \cdot n_т \geq S_{см} \\ n_т > 1 \Rightarrow k_п \cdot S_{ном.т} \geq k_{н.па} \cdot S_{см} \end{cases}, \quad (1.13)$$

де $К_{тп}$ – вартість трансформаторної підстанції, тис.грн;

Е – коефіцієнт амортизації, Е = 3,6 %;

$\Delta P_X$ – втрати холостого ходу в трансформаторі, кВт;

$\Delta P_K$ – втрати короткого замикання в трансформаторі, кВт;

$B_0$ – питома вартість 1 кВт електроенергії, грн/кВт;

Вартість річних втрат 1 кВт потужності при тарифові на електроенергію: β = 0,2469 грн/кВт·год

$$B_0 = \beta \cdot \tau_м = 0{,}2468 \cdot 3872{,}025 = 956{,}003 \quad грн/кВт \qquad (1.14)$$

Для вибору оптимальної потужності трансформаторів КТП створимо таблицю 1.4.

Таблиця 1.4 – Вибір оптимальної потужності трансформаторів КТП

| № | $S_{ном.т}$, кВА | $P_{XX}$, кВт | $P_{кз}$, кВт | $K_{ТП}$ | | ΔР | | З | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 250 | 0,74 | 3,7 | 24,35 | 49,68 | 74,196 | 19,844 | Не доп. | Не доп. |
| 2 | 400 | 0,95 | 5,5 | 27,22 | 58,54 | 43,60 | 12,563 | Не доп. | Не доп. |
| 3 | 630 | 1,31 | 8 | 70,956 | 137,54 | 26,32 | 8,873 | Не доп. | Не доп. |
| 4 | 1000 | 2,45 | 11 | 89,10 | 165,51 | 16,1 | 8,312 | Не доп. | 21851,41 |
| 5 | 1600 | 3,3 | 16,5 | 167,78 | 354,24 | 11,3 | 8,599 | Не доп. | 29194,67 |

Проектне рішення: виходячи з отриманих результатів встановлюєм двотрансформаторну КТП з потужністю одного трансформатора 1000 кВ·А, приведені затрати при цьому становлять 21851,41 грн.

## Розрахунок картограми електричних навантажень та визначення центру електричних навантажень

Підстанція є однією з основних ланок системи електропостачання будь-якого промислового підприємства. Тому оптимальне розміщення підстанцій на території промислового підприємства – важливе питання при побудові раціональних систем електропостачання. При проектуванні систем електропостачання розробляється генеральний план об’єкта, що проектується, на який наносяться всі виробничі цехи. Розміщення цехів визначається технологічним процесом виробництва [1].

На генеральному плані вказуються встановлені або розрахункові потужності всього підприємства. Однією з основних задач проектування є оптимальне розміщення ГПП, ГРП і ТП на території промислового підприємства. Це означає, що розміщення всіх підстанцій повинно відповідати раціональному поєднанню капітальних витрат на спорудження системи електропостачання і експлуатаційних витрат.

Для визначення місця розміщення ГПП, ГРП і ТП при проектуванні системи електропостачання на генеральний план промислового підприємства наноситься картограма навантажень.

Картограма навантажень підприємства являє собою розміщені на генеральному плані кола, причому площі, обмежені цими колами, у вибраному масштабі рівні розрахунковим навантаженням цехів. Для кожного цеху наноситься своє коло, центр якого співпадає з центром навантажень цеху. Центр навантажень цеху або підприємства є символічним центром споживання електричної енергії цеху (підприємства). Головну понижуючу, розподільчу і цехові підстанції слід розміщувати як можна ближче до центра навантажень, так як це дозволяє наблизити високу напругу до центра споживання електричної енергії і значно скоротити довжину як розподільчих мереж високої напруги підприємства, так і цехових електричних мереж низької напруги, зменшити витрати провідникового матеріалу і знизити втрати електричної енергії.

Картограма електричних навантажень дозволяє проектувальнику достатньо наглядно подати розподіл навантажень по території промислового підприємства. Як вже відмічалось, картограма навантажень підприємства складається із кіл, і площа, обмежена кожним з цих кіл $\pi \cdot r_i^2$, у вибраному масштабі m, дорівнює розрахунковому навантаженню відповідного цеху $P_i$:

$$P_{pi} = \pi \cdot r_i^2 \cdot m . \qquad (1.15)$$

Із цього виразу радіус кола:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \qquad (1.16)$$

де m – масштаб для визначення площі кола.

Кожне коло може бути розділене на сектори, що відповідають освітлювальному, силовому, низьковольтному, високовольтному навантаженню. В цьому випадку картограма дає уявлення не тільки про величину навантажень, але і їх структуру.

Метод, що використовує деякі положення теоретичної механіки, дозволяє визначити ЦЕН цеху (підприємства).

Так, якщо вважати навантаження цеху рівномірно розподіленим по площі цеху, то центр навантажень можна прийняти співпадаючим з центром тяжіння фігури, що зображує цех на плані.

Якщо враховувати дійсний розподіл навантажень в цеху, то центр навантажень вже не буде співпадати з центром тяжіння фігури цеху на плані, і знаходження центра навантажень зведеться до визначення центра тяжіння даної системи мас.

Наявність багатоповерхових будівель цехів обумовлює врахування в розрахунках третьої координати (z).

Провівши аналогію між масами і електричними навантаженнями цехів $P_i$, координати їх центра можна визначити у відповідності із наступними формулами:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}} \qquad (1.17)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}} \qquad (1.18)$$

Як показала практика проектування систем електропостачання промислових підприємств, врахування третьої координати z, як правило, не потребується.

Вибираємо масштаб побудови картограми навантажень. Приймаємо радіус круга навантажень ділянки №1 $r_4 \approx 100$ м. Тоді

$$m = \frac{P_{p4}}{\pi \cdot r_4^2} = \frac{61{,}897}{3{,}14 \cdot 100^2} = 0{,}00197 \ \frac{кВт}{м^2}. \qquad (1.19)$$

Вибираємо $m = 0{,}002$ кВт/м$^2$.

Визначаємо радіуси кругів при даному масштабі (наприклад, для прохідної):

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p1}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{1{,}465}{3{,}14 \cdot 0{,}002}} = 15{,}27 \text{ м}.$$

Аналогічно розраховуємо радіуси інших об'єктів і заносимо їх значення в таблицю 3.1.

Розрахуємо освітлювальний сектор (наприклад, для прохідної):

$$\alpha = 360 \cdot \frac{P_{p.o1}}{P_{p1}} = 360 \cdot \frac{0{,}965}{1{,}465} = 237{,}11° \qquad (1.20)$$

Аналогічно розраховуємо освітлювальні сектори і для інших об'єктів і заносимо їх значення в таблицю 1.5.

Таблиця 1.5 – Розрахунок картограми навантажень

| № | Вузли живлення | Координати | | $P_р$, кВт | $P_{р.о}$, кВт | $r_i$, м | $\alpha^{\circ}_к$ град |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $x_i$, м | $y_i$, м | | | | |
| 1. | Прохідна | 27,4 | 69,3 | 1,465 | 0,965 | 15,3 | 237,1 |
| 2. | Адміністративний корпус | 37,3 | 59,7 | 18,93 | 6,93 | 54,9 | 131,8 |
| 3. | Теплопункт | 63,9 | 60,7 | 4,02 | 1,02 | 25,3 | 91,1 |
| 4. | Ділянка №1 | 71,4 | 39,3 | 61,9 | 10,9 | 99,3 | 63,6 |
| 5. | Насосна | 10,72 | 35,2 | 60,9 | 0,19 | 98,4 | 1,12 |
| 6. | Ділянка №2 | 60,87 | 8,05 | 88,76 | 10,52 | 118,9 | 42,7 |
| 7. | Приміщення електроерозійної обробки | 116,4 | 48,4 | 16,5 | 1,5 | 51,33 | 32,45 |
| 8. | Покрасочний цех | 109,23 | 26,4 | 36,3 | 2,435 | 76 | 24,15 |
| 9. | Побутове приміщення | 121 | 14,45 | 1,64 | 0,886 | 16,14 | 195 |
| 10. | Мостовий кран | 126,56 | 6,533 | 3,6 | - | 23,94 | - |
| 11. | Мостовий кран | 152,02 | 36,13 | 4,2 | - | 25,85 | - |
| 12. | Корпус металообробки | 173,25 | 13,928 | 412,23 | 12,03 | 256,1 | 10,5 |
| 13. | Термічне відділення | 195,25 | 34,00 | 314,15 | 5,185 | 223,6 | 5,94 |
| 14. | Примішення для столярних робіт | 191,37 | 71,0 | 31,12 | 2,02 | 70,4 | 23,36 |
| 15. | Побутове приміщення | 216,0 | 14,25 | 1,71 | 0,96 | 16,5 | 202,1 |
| 16. | Склад матеріалів | 241,66 | 66,91 | 8,59 | 4,09 | 37,0 | 171,5 |
| | Всього | | | 1057,4 | | | |
| | | | | | | | |

Відповідно до формул (1.17) і (1.18) координати центра електричних навантажень будуть мати значення: $x_0$=149,2 м, $y_0$=26,45 м.

Картограма навантажень наведена на рисунку 1.3.

Так як центр електричних навантажень знаходиться недалеко від шляху руху мостового крану, то зміщуємо ЦЕН в сторону живлення підприємства. КТП встановлюємо на ділянці № 1.

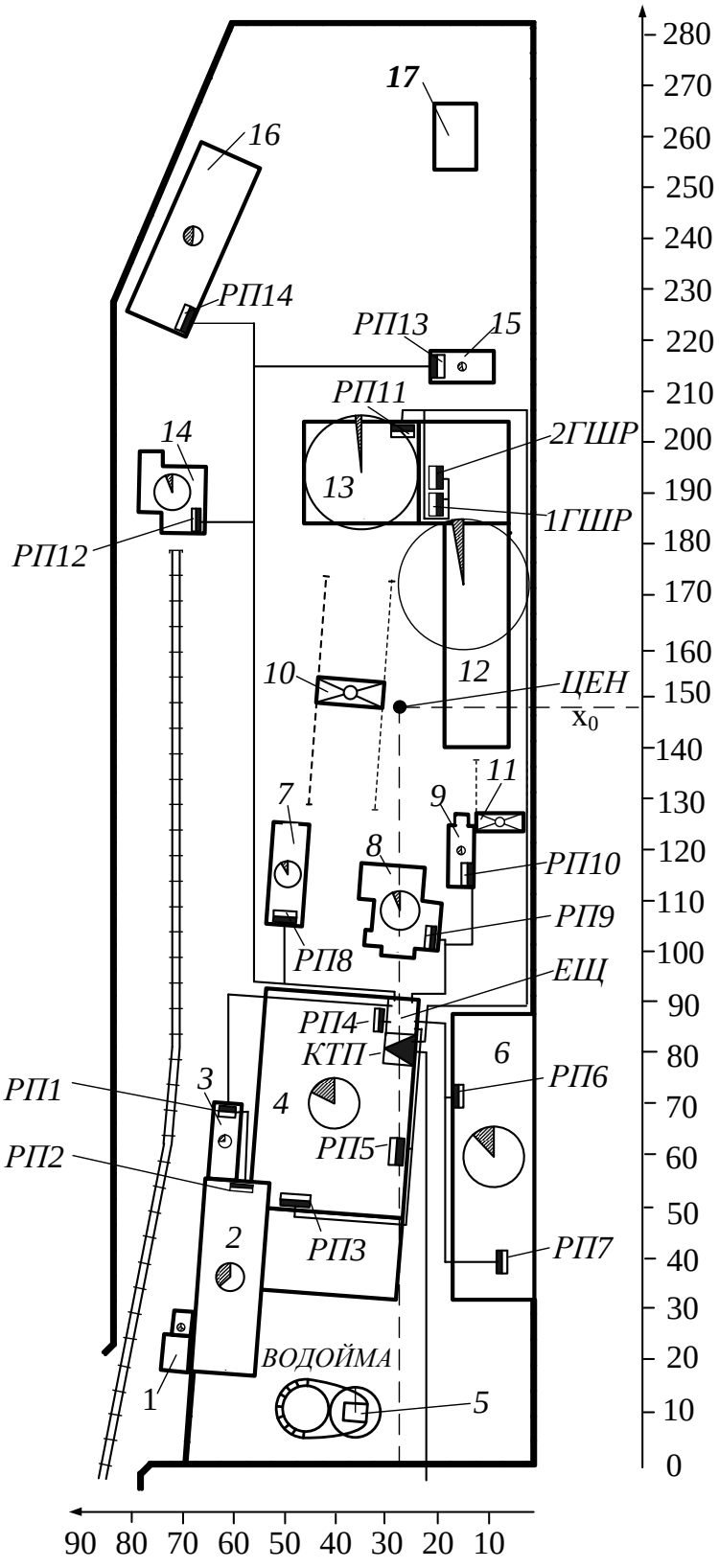



Рисунок 1.3 – Картограма навантажень

## 1.4 Оптимізація і моделювання при виборі системи зовнішнього, внутрізаводського і внутріцехового електропостачання

### 1.4.1 Проектування зовнішньої мережі підприємства

Для того, щоб правильно вибрати переріз зовнішньої лінії живлення необхідно врахувати втрати в трансформаторах КТП [3].

Втрати активної потужності в трансформаторах КТП:

$$\Delta P_{КТП} = n_т \cdot \Delta P_X + \left( \frac{S_{см}}{S_{ном.т} \cdot n_т} \right)^2 \cdot \Delta P_К = 2 \cdot 2,45 + \left( \frac{1113,92}{1000 \cdot 2} \right)^2 \cdot 11 = 8,3 \text{ кВт} \quad (1.21)$$

На основі порівняння варіантів необхідно вибрати оптимальний переріз зовнішньої кабельної лінії живлення напругою 10 кВ з допомогою електронного процесору EXCEL. Для цього створимо електронну таблицю (таблиця 4.1), де подані стандартні перерізи проводів, допустимі струми, і де будуть розраховані річні приведені затрати в зовнішню лінію живлення. Керованою змінною в даній задачі є переріз х. Показником ефективності є річні приведені затрати в зовнішню лінію живлення. За критерій оптимальності взято мінімум приведених затрат. Сформуємо обмеження на керовану змінну:

$$x \geq x_{доп},$$

де $x_{доп}$ – мінімальний переріз, який витримує нагрівання в нормальному режимі;

$$I_{доп}(x) \geq I_р = \frac{S_р}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_л}. \quad (1.22)$$

1) при $n_л > 1$ $x \geq x_{доп.па}$,

де $x_{доп.па}$ – мінімальний переріз, який витримує післяаварійне навантаження;

$$k_п \cdot I_{доп}(x) \geq I_{р.па} = \frac{S_р}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot k_{н.па}. \quad (1.23)$$

де $x_{\Delta U}$ – мінімальний переріз, який забезпечує допустимі втрати напруги;

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_л(x) = \frac{P_р \cdot r_0(x) + Q_р \cdot x_0(x)}{U_{ном}} \cdot l. \quad (1.24)$$

4) $x \geq x_{КЗ}$,

де $x_{КЗ}$ – мінімальний переріз, який витримує термічну дію струмів КЗ;

Запишемо математичну модель вибору зовнішньої лінії живлення:

$$\begin{cases} З(x)=\left[ K_0(x)\cdot n_л\cdot E_\Sigma+\left(\dfrac{S_р}{U_{ном}\cdot n_л}\right)^2\cdot r_0(x)\cdot n_л\cdot B_0\right]\cdot l\to \min\limits_{x\in X} \\ I_{доп}(x)\geq \dfrac{S_р}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}\cdot n_л} \\ k_п\cdot I_{доп}(x)\geq \dfrac{S_р}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}\cdot k_{н.па} \\ \Delta U_{доп}\geq \dfrac{P_р\cdot r_0(x)+Q_р\cdot x_0(x)}{U_{ном}}\cdot l \\ x\geq x_{КЗ}=\dfrac{I_{КЗ}\cdot\sqrt{t_п}\cdot 1000}{C} \end{cases}, \qquad (1.25)$$

де $K_0$ – вартість 1 км кабельної лінії перерізом x, грн/км;

$n_л$ – кількість ліній;

$E_\Sigma$ - сумарний коефіцієнт відрахувань від капіталовкладень;

$S_р$ – повна потужність навантаження, кВ·А;

$P_р$ – активна потужність навантаження, кВт;

$r_0$ – активний питомий опір кабелю, Ом/км;

$B_0$ – вартість втрат 1 кВт потужності, грн/кВт;

*l* – довжина лінії, км;

$I_{доп}$ – допустимий тривалий струм навантаження, А;

$k_п$ – коефіцієнт перевантаження КЛ в післяаварійному режимі;

$k_{н.па}$ – доля навантаження в післяаварійному режимі;

$\Delta U_{доп}$ – допустимі втрати напруги в лінії, %;

$Q_р$ – реактивна потужність навантаження, кВАр;

$x_0$ – реактивний питомий опір кабелю, Ом/км;

$I_{КЗ}$ –струм короткого замикання на шинах 10 кВ, А;

$t_п$ – приведений час к.з., с;

C – термічний коефіцієнт, $А\cdot с^{0,5}/мм^2$.

Розрахуємо струм короткого замикання на шинах 10 кВ джерела живлення.

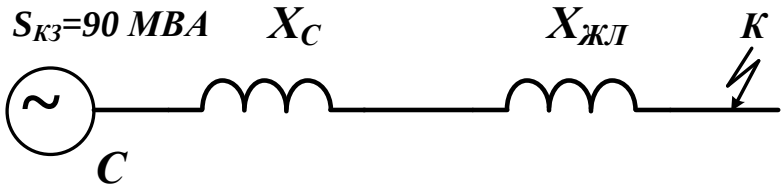



Рисунок 1.4 – Спрощена схема для розрахунку струму КЗ

Опір системи на шинах 110 кВ джерела живлення:

$$x_{c110} = \frac{U_{110}^2}{S_{КЗ}} = \frac{110^2}{90} = 134{,}4 \quad Ом, \tag{1.27}$$

де $S_{КЗ}$ – потужність короткого замикання, МВ·А.

Опір системи на шинах 10 кВ:

$$x_{c10} = \left(\frac{U_{10}}{U_{110}}\right)^2 \cdot x_{c110} = \left(\frac{10}{110}\right)^2 \cdot 134{,}4 = 1{,}1 \quad Ом. \tag{1.28}$$

Опір трансформатора системи на шинах 10 кВ: $x_{т10}$ = 0,124 Ом.

Сумарний опір:

$$x_{\Sigma} = x_{c10} + x_{т10} = 1{,}1 + 0{,}124 = 1{,}24 \quad Ом. \tag{1.29}$$

Струм короткого замикання:

$$I_{КЗ} = \frac{U_{10}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 1{,}24} = 4{,}675 \quad кА \tag{1.30}$$

Всі вхідні величини зводимо в таблицю 1.6, де і здійснюється вибір перерізу зовнішньої живлячої лінії.

Таблиця 1.6 – Вибір перерізу зовнішньої живлячої лінії

| Варі-ант | X, мм$^2$ | $I_{ДОП}$, А | $K_О$, грн/км | $R_О$, Ом/км | $X_О$, Ом/км | $\Delta U_Л$, % | $K_Л$, грн | З, грн |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 16 | 75 | 10760 | 1,94 | 0,102 | 0,76 | 4088,8 | - |
| 2 | 25 | 90 | 17800 | 1,24 | 0,091 | 0,49 | 6764 | - |
| 3 | 35 | 115 | 22800 | 0,89 | 0,087 | 0,36 | 8664 | - |

Продовження таблиці 1.6

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4 | 50 | 140 | 32000 | 0,62 | 0,083 | 0,26 | 12160 | 5441,17 |
| 5 | 70 | 165 | 45300 | 0,443 | 0,08 | 0,19 | 17214 | 5933,92 |
| 6 | 95 | 205 | 61800 | 0,326 | 0,078 | 0,15 | 23484 | 6962,65 |
| 7 | 120 | 240 | 74950 | 0,258 | 0,076 | 0,12 | 28481 | 7885,23 |
| 8 | 150 | 275 | 95500 | 0,206 | 0,074 | 0,10 | 36290 | 9547,8 |
| 9 | 185 | 310 | 115300 | 0,167 | 0,073 | 0,09 | 43814 | 11194,88 |
| 10 | 240 | 355 | 127400 | 0,129 | 0,071 | 0,074 | 48412 | 12143,78 |
| Оптимальні затрати | | | | | | | | 5441,174 |
| Оптимальний варіант | | | | | | | | 4 |
| Оптимальний переріз | | | | | | | | 50 |

Проектне рішення: на основі виконаного в табличній формі розрахунку для зовнішньої лінії живлення вибираємо броньований кабель з паперовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці типу ААБ перерізом 50 мм$^2$. Приведені затрати при цьому становлять: 5441,174 грн.

### 1.4.2 Розрахунок струмів КЗ в мережі 10 кВ

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і провідників [4]. Тому необхідно визначити такі величини: періодичну складову струму трифазного КЗ в початковий момент часу $I_{по}$, періодичну та аперіодичну складові в момент початку розходження контактів $I_{пτ}$ та $i_{aτ}$, ударний струм КЗ $i_{уд}$, тепловий імпульс $B_к$.

Будемо визначати струми КЗ лише від енергосистеми, так як на даному підприємстві відсутні високовольтні електродвигуни.

Розрахунок струмів КЗ виконаємо у відносних одиницях. Базисну потужність $S_б$ приймаємо рівною 1000 МВ·А. За базисну напругу $U_б$ приймаємо середню напругу $U_{сер}$ ступеня, на якому виникає КЗ. В нашому випадку:

$U_{сер}$ = 10,5 кВ

На рисунку 1.5 зображені розрахункова схема (а) і схема заміщення (б).

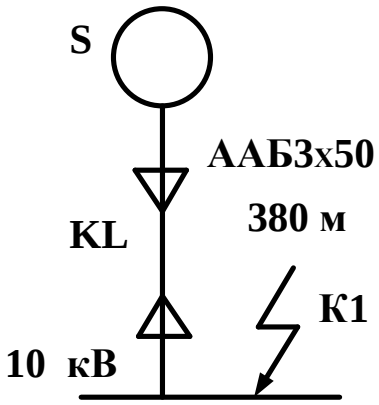



Рисунок 1.5, а – Розрахункова схема

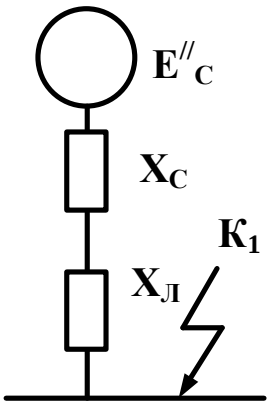



Рисунок 1.5, б – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Базисний струм на напрузі 10 кВ:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 54,986 \ кА, \qquad (1.31)$$

де $S_б$ – базисна потужність, МВ·А;

$U_б$ – базисна напруга, кВ.

Опори елементів, зведені до базисних умов:

системи:

$$X_с = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{90} = 11,111 \qquad (1.32)$$

де $S_к$ – потужність короткого замикання, МВ·А.

лінії:

$$X_л = X_{пит}\cdot l\cdot \frac{S_б}{U^2_{сер}} = 0,06\cdot 0,38\cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,207 \qquad (1.33)$$

де $X_{пит}$ – питомий опір кабельної лінії, Ом/км;

$l$ – довжина кабельної лінії, км;

$U_{сер}$ – середня напруга ступеня, на якому виникло КЗ, кВ.

Виконаємо розрахунок струмів КЗ для точки $К_1$.

Результуючий опір:

$$X_{Σс} = X_с + X_л = 11,111 + 0,207 = 11,318 \qquad (1.34)$$

Початкове діюче значення струму трифазного КЗ:

$$I_{по.с} = \frac{E_c^{''}}{X_{\Sigma c}} \cdot I_б = \frac{1}{11{,}318} \cdot 54{,}986 = 4{,}858 \quad кА \qquad (1.35)$$

де $E_c^{''}$ – надперехідна ЕРС системи у відносних одиницях.

Періодична складова струму від енергосистеми не змінюється в часі, тому:

$$I_{пт.с} = I_{по.с} = 4{,}858 \ кА$$

Розрахунковий час початку розмикання вимикача:

$$\tau = t_{рз.мін} + t_{в.в} = 0{,}01 + 0{,}035 = 0{,}045 \quad с, \qquad (1.36)$$

де $t_{рз\ мін}$ – мінімальний час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{в.в}$ - власний час відключення вимикача, с;

Постійна часу аперіодичної складової $T_{a.c}$ = 0,03 с.

Аперіодична складова струму КЗ при t = τ = 0,045 с:

$$i_{ат.с} = \sqrt{2} \cdot I_{по.с} \cdot e^{-\frac{t}{Ta.c}} = \sqrt{2} \cdot 4{,}858 \cdot e^{-\frac{0{,}045}{0{,}03}} = 1{,}533 \ А \qquad (1.37)$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{уд.с} = \sqrt{2} \cdot I_{по.с} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0{,}01}{Ta.c}}\right) = \sqrt{2} \cdot 4{,}858 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0{,}01}{0{,}03}}\right) = 11{,}8 \ А \qquad (1.38)$$

Визначаємо тепловий імпульс.

Час відключення КЗ:

$$t_{відк} = t_{рз} + t_{п.в} = 0{,}5 + 0{,}05 = 0{,}55 \ с, \qquad (1.39)$$

де $t_{рз}$ – витримка часу спрацювання основного релейного захисту, с;

$t_{п.в}$ – повний час відключення вимикача, с.

Тепловий імпульс:

$$B_к = I_{по.с}^2 \cdot (t_{відк} + T_{ас}) = 4{,}858^2 \cdot (0{,}55 + 0{,}03) = 13{,}69 \ кА^2 \cdot с \qquad (1.40)$$

Перевіримо елементи заводської мережі на дію струмів короткого замикання.

Високовольтні вимикачі повинні бути перевірені на комутаційну здатність, на динамічну стійкість, а також на термічну стійкість до дії струмів КЗ. Перевірка комутаційної здатності здійснюється за умовами

$$I_{ном.відк} \geq I_{пт}; \quad \sqrt{2} \cdot I_{ном.відк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}, \qquad (1.41)$$

де $I_{ном.відк}$ – номінальний струм відключення вимикача;

$\beta_{ном}$ – нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ;

$I_{пт}$, $i_{ат}$ – відповідно періодична та аперіодична складові струму КЗ на момент початку розходження контактів вимикача, тобто на момент початку розмикання.

Перша умова характеризує здатність до розмикання симетричної складової струму КЗ, а друга – здатність до розмикання повного струму з урахуванням аперіодичної складової струму КЗ.

Перевірка вимикачів на динамічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовами:

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad I_{дин} \geq I_{по}, \qquad (1.42)$$

де $i_{дин}$, $I_{дин}$ – максимальне миттєве та діюче значення повного струму електродинамічної стійкості, який проходить через вимикач і не пошкоджує його;

$i_{уд}$ – ударний струм КЗ.

Перевірка вимикача на термічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовою:

$$I_т^2 \cdot t_т \geq B_к, \qquad (1.43)$$

де $I_т$ – струм термічної стійкості вимикача;

$t_т$ – допустимий час дії струму;

$B_к$ – розрахункове значення теплового імпульсу.

Отже, за наведеними вище умовами перевіримо вибраний вимикач ВВЭ-10-20/630 У3. Перевірку зведемо до таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Перевірка вимикачів КТП

| Умови вибору | Дані для вимикачів | Дані розрахунків |
|---|---|---|
| $I_{ном.відк} \geq I_{пт}$ | $I_{ном.відк} = 20$ кА | $I_{пт} = I_{пт.с} = 4{,}858$ кА |
| $\sqrt{2} \cdot I_{ном.відк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{ном.відк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) = = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = = 39{,}598\,(кА)$ | $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4{,}858 + +1{,}533 = 8{,}404\,(кА)$ |
| $i_{дин} \geq i_{уд}$ | $i_{дин} = 52$ кА | $i_{уд} = i_{уд.с} = 11{,}794$ кА |
| $I_{дин} \geq I_{по}$ | $I_{дин} = 20$ кА | $I_{по} = I_{по.с} = 4{,}858$ кА |
| $I_т^2 \cdot t_т \geq B_к$ | $I_т^2 \cdot t_т = 20^2 \cdot 3 = = 1200\,(кА^2 \cdot с)$ | $B_к = 13{,}690$ кА$^2$·с |

Отже, даний вимикач може бути використаний для установки на КТП.

Роз'єднувачі повинні бути перевірені на динамічну стійкість і на термічну стійкість до дії струмів КЗ.

Перевірка роз'єднувачів на динамічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовою:

$$i_{дин} \geq i_{уд} \qquad (1.44)$$

Перевірка роз'єднувача на термічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовою:

$$I_т^2 \cdot t_т \geq B_к$$

Отже, за наведеними вище умовами перевіримо вибраний роз'єднувач РВЗ-10/630У3 [5. 6]. Перевірку зведемо до таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Перевірка роз'єднувачів КТП

| Умови вибору | Дані для вимикачів | Дані розрахунків |
|---|---|---|
| $i_{дин} \geq i_{уд}$ | $i_{дин} = 52$ кА | $i_{уд} = i_{уд.с} = 11{,}794$ кА |
| $I_т^2 \cdot t_т \geq B_к$ | $I_т^2 \cdot t_т = 20^2 \cdot 4 = = 1600\,(кА^2 \cdot с)$ | $B_к = 13{,}690$ кА$^2$·с |

Отже, даний роз'єднувач може бути використаний для установки на КТП.

Перевіримо вибраний високовольтний кабель на термічну стійкість до дії струмів КЗ за умовою:

$$s \geq s_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C_т} = \frac{\sqrt{13,690} \cdot 10^3}{92} = 40,217 \text{ мм}^2, \qquad (1.45)$$

де $C_т = 92$ А·с$^{0,5}$/мм$^2$ – для кабелів з алюмінієвими суцільними жилами і паперовою ізоляцією при номінальній напрузі 10 кВ

Отже, кабель відповідає умові термічної стійкості.

### 1.4.3 Проектування розподільної мережі підприємства

Схема заводської мережі має задовольняти наступним вимогам [7]:

- забезпечити необхідної надійності електропостачання в залежності від категорії споживачів;
- мати оптимальні техніко-економічні показники по капітальним затратам, витратам кольорового металу, експлуатаційним витратам і втратам електроенергії;
- допускати використання індивідуальних та швидкісних методів монтажу;
- задовольняти вимогам навколишнього середовища.

Схема заводської мережі зображена на рисунку 1.6.

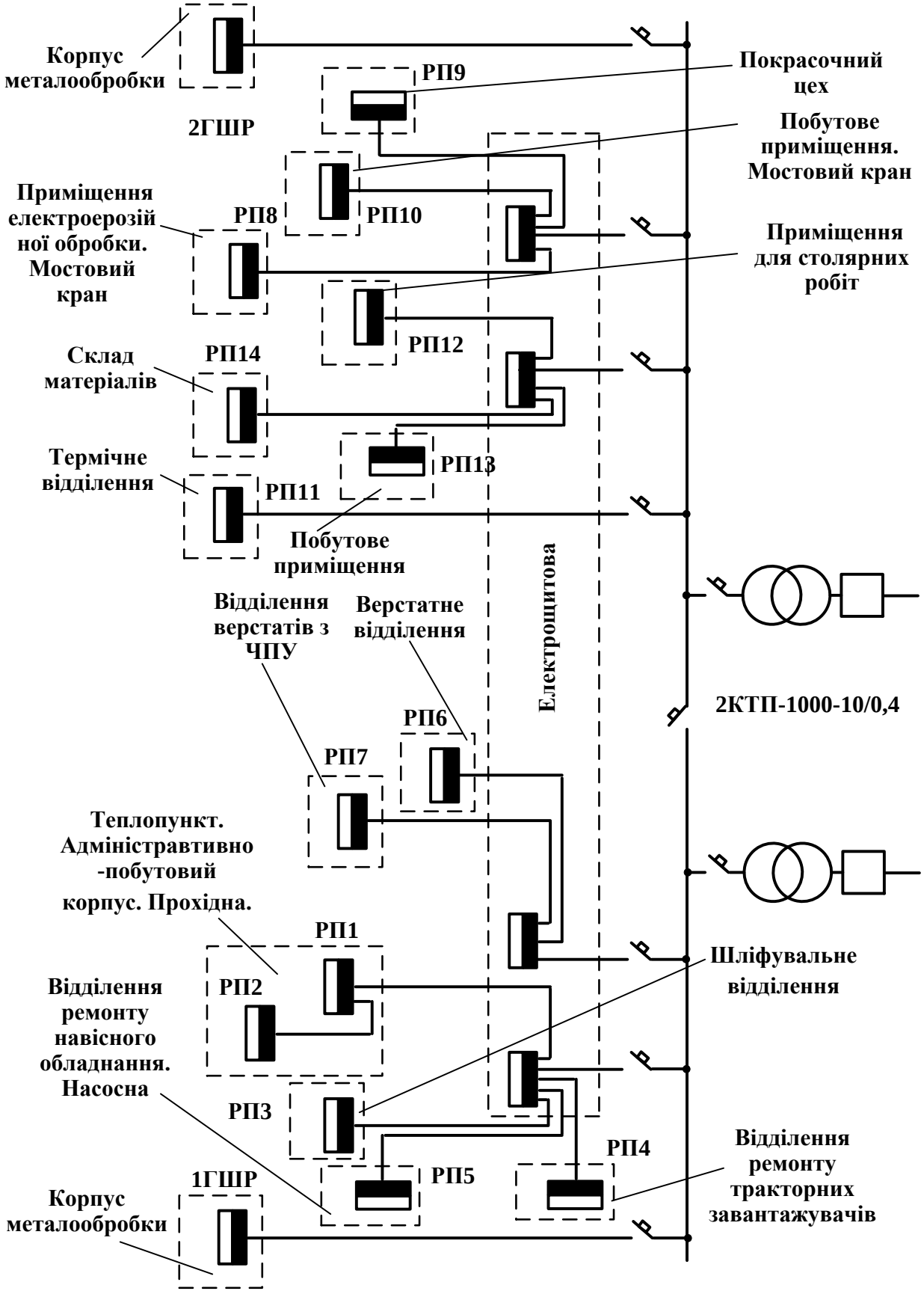



Рисунок 1.6 – Схема заводської мережі

Керованою змінною тут є переріз х. Показником ефективності даної задачі є річні приведені затрати у внутрішньозаводську мережу. За критерій оптимальності взято мінімум приведених затрат. Сформуємо обмеження на керовану змінну:

1) $x \geq x_{доп}$ $I_{доп}(x) \geq I_р$

2) $x \geq x_{\Delta U}$

Згідно ПУЕ (п.1.4.2) [8] кабелі напругою до 1 кВ не перевіряються на термічну дію струмів КЗ.

Запишемо математичну модель вибору КЛ – 0,38 кВ:

$$\begin{cases} З(x) = \left[К_0(x) \cdot E_\Sigma + 3 \cdot I_р^2 \cdot r_0(x) \cdot B_0\right] \cdot l \to \min\limits_{x \in X} \\ X = \{x \in x_{ст} \mid x_{min} \leq x \leq x_с \\ x_{min} = \max(0, x_{доп}, x_{\Delta U}) \end{cases} \quad (1.46)$$

де $К_0$ – вартість 1 км кабельної лінії перерізом х, грн/км;

$E_\Sigma$ - сумарний коефіцієнт відрахувань від капіталовкладень;

$I_р$ – розрахунковий струм лінії, А;

$r_0$ – активний питомий опір кабелю, Ом/км;

$B_0$ – вартість втрат 1 кВт потужності, грн/кВт;

L – довжина лінії, км.

В таблиці 1.9 приведений вибір кабелю 0,38 кВ для М1.

Таблиці 1.9 – Вибір перерізу кабелю 0,38 кВ для М1

| Варіант | Х, мм$^2$ | $I_{ДОП}$, А | $К_О$, грн/км | $R_О$, Ом/км | $X_О$, Ом/км | $\Delta U_Л$, % | $К_Л$, грн | З, грн |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 10 | 65 | 3040 | 3,1 | 0,102 | 5,98 | 60,8 | - |
| 2 | 16 | 90 | 4420 | 1,94 | 0,091 | 3,78 | 88,4 | - |
| 3 | 25 | 115 | 6280 | 1,24 | 0,087 | 2,46 | 125,6 | - |
| 4 | 35 | 135 | 8050 | 0,89 | 0,083 | 1,80 | 161 | - |
| 5 | 50 | 165 | 11570 | 0,62 | 0,08 | 1,29 | 231,4 | - |
| 6 | 70 | 200 | 15820 | 0,443 | 0,078 | 0,96 | 316,4 | - |
| 7 | 95 | 240 | 21420 | 0,326 | 0,076 | 0,73 | 428,4 | |

Продовження таблиці 1.9

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 8 | 120 | 270 | 25280 | 0,258 | 0,074 | 0,61 | 505,6 | - |
| 9 | 150 | 305 | 31750 | 0,206 | 0,073 | 0,51 | 635 | 965,1 |
| 10 | 185 | 345 | 40300 | 0,167 | 0,071 | 0,43 | 806 | 817,3 |
| Оптимальні затрати | | | | | | | | 817,3 |
| Оптимальний варіант | | | | | | | | 10 |
| Оптимальний переріз | | | | | | | | 185 |

Аналогічно робиться вибір і для інших магістралей і РП. Результати зведемо в таблицю 1.10.

Таблиця 1.10 –Вихідні дані та результати вибору кабелів 0,38 кВ

| | $P_Р$, кВт | $Q_Р$, кВАр | $S_Р$, кВА | $I_Л$, А | $L_К$, А | X, мм$^2$ | З, грн | $K_О$, тис.грн/км | $R_О$, Ом/км |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| М1 | 135,3 | 119,49 | 180,52 | 274,4 | 0,02 | 185 | 817 | 40,3 | 0,167 |
| М2 | 88,7 | 109,04 | 140,6 | 213,6 | 0,02 | 185 | 534 | 40,3 | 0,167 |
| М3 | 282,7 | 299,76 | 412,03 | 626 | 0,2 | 185 | 20704 | 40,3 | 0,167 |
| М4 | 37,28 | 29,82 | 47,74 | 72,54 | 0,02 | 150 | 138,38 | 31,75 | 0,206 |
| М5 | 59,68 | 54,24 | 80,65 | 122,5 | 0,015 | 185 | 180,41 | 40,3 | 0,167 |
| РП1 | 21,97 | 8,62 | 23,60 | 35,86 | 0,055 | 70 | 192,61 | 15,82 | 0,443 |
| РП2 | 18,35 | 7,09 | 19,68 | 29,9 | 0,018 | 50 | 53,80 | 11,57 | 0,62 |
| РП3 | 29,27 | 33,35 | 44,38 | 67,43 | 0,061 | 120 | 389,68 | 25,28 | 0,258 |
| РП4 | 13,35 | 10,34 | 16,89 | 25,66 | 0,008 | 50 | 19,54 | 11,57 | 0,62 |
| РП5 | 78,32 | 77,35 | 110,08 | 167,2 | 0,028 | 185 | 514,18 | 40,3 | 0,167 |
| РП6 | 63,31 | 84,86 | 105,88 | 160,9 | 0,024 | 185 | 414,95 | 40,3 | 0,167 |
| РП7 | 35,32 | 36,3 | 50,64 | 76,94 | 0,065 | 150 | 475,61 | 31,75 | 0,206 |
| РП8 | 18,14 | 20,23 | 27,17 | 41,28 | 0,044 | 70 | 179,11 | 15,82 | 0,443 |
| РП9 | 36,29 | 26,87 | 45,16 | 68,61 | 0,019 | 120 | 126,05 | 25,28 | 0,258 |
| РП10 | 5,25 | 7,936 | 9,52 | 14,46 | 0,039 | 35 | 57,86 | 8,05 | 0,89 |
| 1ГШР | 206 | 228,25 | 307,46 | 467,1 | 0,2 | 185 | 12386 | 40,3 | 0,167 |

Продовження таблиці 1.10

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2ГШР | 206,2 | 228,5 | 307,8 | 467,66 | 0,2 | 185 | 12409 | 40,3 | 0,167 |
| РП12 | 31,12 | 29,69 | 43,0 | 65,35 | 0,139 | 120 | 858,79 | 25,28 | 0,258 |
| РП13 | 1,71 | 0,661 | 1,83 | 2,79 | 0,131 | 10 | 56,97 | 3,04 | 3,1 |
| РП14 | 8,59 | 2,79 | 9,036 | 13,73 | 0,180 | 25 | 256,92 | 6,28 | 1,24 |

Проектне рішення: для внутрішньозаводської мережі вибираємо кабелі марки АВВГ.

### 1.4.4 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В

Електричні установки напругою до 1000 В, що живляться від розподільчої мережі електричної системи через понижуючі трансформатори, характеризуються великою електричною віддаленістю відносно джерел живлення. Це дозволяє вважати, що при короткому замиканні за таким понижуючим трансформатором напруга в точці мережі, де він приєднаний, практично лишається незмінною і рівною своєму номінальному значенню [4].

Достовірність розрахунку струмів короткого замикання в установках напругою до 1000 В залежить головним чином від того, наскільки правильно оцінені і враховані всі опори короткозамкненого кола. Поряд з індуктивними опорами тут досить суттєву роль грають активні опори, причому останні іноді можуть переважати. Помітний вплив створюють опори таких елементів, як збірні шини і приєднання до них, трансформатори струму та ін., якими при виконання аналогічних розрахунків для установок високої напруги завжди нехтують. Нарешті, досить суттєво тут позначаються опори різних контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, зажимів і роз'ємних контактів апаратів та ін., а також контакту безпосередньо в місці КЗ.

Складаємо розрахункову схему (рисунок 1.7)

Номінальна потужність трансформатора: $S_{ном.т}$ = 1000 кВ·А; опори трансформатора: $R_т$ = 1,7 мОм, $X_т$ = 8,6 мОм.

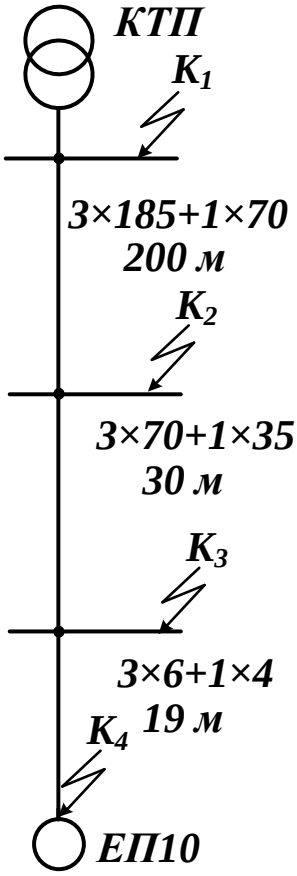



Рисунок 1.6 – Розрахункова схема для визначення струмів КЗ

Струм трифазного КЗ на шинах КТП від системи:

$$I_{K_1c}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,7^2 + 8,6^2}} = 26,3 \text{ кА}. \quad (1.47)$$

Струм КЗ, зумовлений гальмуванням електродвигунів:

$$I_{K_1д}^{(3)} = 2,29 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 2,29 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 3,48 \text{ кА}. \quad (1.48)$$

Максимальне значення струму КЗ на шинах ТП:

$$I_{К1}^{(3)} = I_{К1с}^{(3)} + I_{К1д}^{(3)} = 26,3 + 3,48 = 29,78 \text{ кА}. \quad (1.49)$$

Отже, вимикачі, вибрані для установки на КТП, відповідають умовам комутаційної здатності ($I_{н.відкл} = 47,5$ кА)

Максимальне значення струму трифазного КЗ на 1ГШР:

$$I_{К2}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(R_т + R_{пит} \cdot l\right)^2 + \left(X_т + X_{пит} \cdot l\right)^2}} = \\ = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(1,7 + 0,208 \cdot 200\right)^2 + \left(8,6 + 0,063 \cdot 200\right)^2}} = 4,8 \text{ кА}. \quad (1.50)$$

Отже, вимикач ВА 57 задовольняє умові комутаційної здатності:

$$I_{н.відк} \geq I_{к2}^{(3)}. \quad (1.51)$$

Перевіримо термічну стійкість кабелів до дії струмів КЗ. Мінімальний переріз кабельних ліній:

$$s_{min} = \frac{I_{К_1}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{відкл}}}{C_т} \cdot 1000 = \frac{29,757 \cdot \sqrt{0,14}}{75} \cdot 1000 = 148,455 \text{ мм}^2, \quad (1.52)$$

де $t_{відкл} = t_{с.в} + t_д + T_a = 0,1 + 0,01 + 0,03 = 0,14$ с,

де $t_{с.в}$ – витримка часу спрацювання відсічки;

$t_д$ – час загасання дуги;

$T_a$ – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ.

Вибрані кабелі задовольняють умові термічної стійкості.

Розрахуємо струм однофазного КЗ на кінці лінії 1ГШР – 5ШР:

$$I_{К_2}^{(1)} = \frac{U_{ф.ном}}{\frac{Z_\Sigma^{(1)}}{3} + Z_{ф-н} \cdot l} = \frac{220}{\frac{81,13}{3} + 0,73 \cdot 200} = 1,5 \text{ кА}. \quad (1.53)$$

$$Z_\Sigma^{(1)} = \sqrt{\left(2 \cdot R_т + R_{от}\right)^2 + \left(2 \cdot X_т + X_{от}\right)^2} = \\ = \sqrt{\left(2 \cdot 1,7 + 19,6\right)^2 + \left(2 \cdot 8,6 + 60,6\right)^2} = 81,13 \text{ мОм} \quad (1.54)$$

Струм однофазного КЗ в цій точці з врахуванням перехідного опору:

$$I_{KR_2}^{(1)} = \frac{U_{ф.ном}}{\frac{Z_\Sigma^{(1)}}{3} + Z_{ф-н} \cdot l} = \frac{220}{\frac{81,146}{3} + 0,73 \cdot 200} = 1,27 \text{ кА}, \quad (1.55)$$

$$Z_\Sigma^{(1)} = \sqrt{\left(2 \cdot R_т + R_{от} + 3 \cdot R_п\right)^2 + \left(2 \cdot X_т + X_{от}\right)^2} = \\ = \sqrt{\left(2 \cdot 1,7 + 19,6 + 3 \cdot 0,02\right)^2 + \left(2 \cdot 8,6 + 60,6\right)^2} = 81,15 \text{ мОм}. \quad (1.56)$$

Струм однофазного КЗ на затискачах 5ГШР:

$$I_{K_3}^{(1)} = \frac{U_{ф.ном}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{ф-н} \cdot l} = \frac{220}{\frac{81,15}{3} + 0,73 \cdot 200 + 1,59 \cdot 30} = 0,997 \text{ кА.}$$

Струм однофазного КЗ на затискачах ЕП10:

$$I_{K_4}^{(1)} = \frac{U_{ф.ном}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{ф-н} \cdot l} = \frac{220}{\frac{81,15}{3} + 0,73 \cdot 200 + 1,6 \cdot 30 + 14,43 \cdot 19} = 0,445 \text{ кА.}$$

Перевіримо чутливість захисту мережі (лінії КТП – 1ГШР– 5ШР – ЕП10).

Перевіримо чутливість захисту лінії КТП – 1ГШР:

$$I_{н.розч} = 630 < \frac{I_{KR_2}^{(1)}}{3} = \frac{1271}{3} = 423,8 \text{ А.} \qquad (1.57)$$

Перевіримо чутливість захисту лінії 1ГШР – 5ШР:

$$I_{н.розч} = 160 < \frac{I_{K_3}^{(1)}}{3} = \frac{996}{3} = 332,2 \text{ А.} \qquad (1.58)$$

Перевіримо чутливість захисту лінії 5ШР – ЕП10:

$$I_{н.розч} = 31,5 < \frac{I_{K_4}^{(1)}}{3} = \frac{445}{3} = 148,17 \text{ А.} \qquad (1.59)$$

Перевіримо селективність захисту:

$$I_{с.в1} = 3150 \text{ А} \geq 1,5 \cdot I_{с.в2} = 1,5 \cdot 2000 = 3000 \text{ А.} \qquad (1.60)$$

Оскільки вимикач вищого ступеня вибрано селективним $t_{с.в} = 0,1$ с, то умова селективності по часу теж забезпечується.

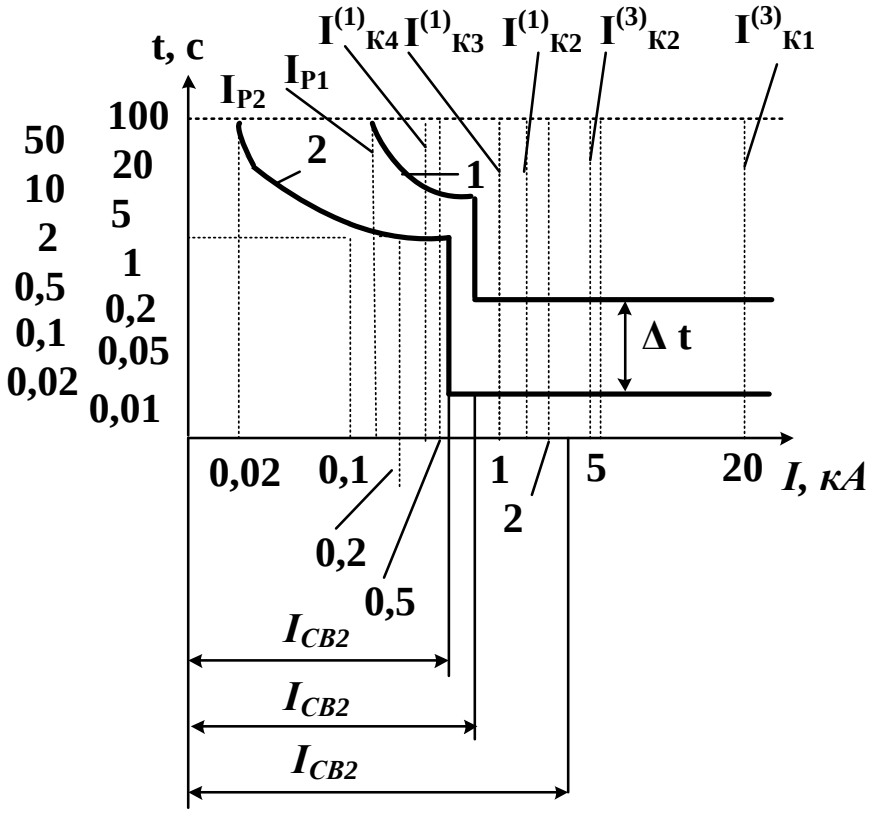



Рисунок 1.7 – Карта селективності захисту

### 1.4.5 Вибір комутаційного обладнання

Вимикачі вибираються за номінальною напругою і розрахунковим струмом [2]:

$$\begin{aligned} U_{ном.в} &\geq U_{ном.мережі}, \\ I_{ном.в} &\geq I_{max}. \end{aligned} \qquad (1.61)$$

Визначимо струм для нормального і післяаварійного режимів для ліній живлення підприємства напругою 10 кВ:

$$\begin{aligned} I_р &= \frac{S_р}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1496,707}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 43,206 \text{ А}, \\ I_{max} &= 2 \cdot I_р = 2 \cdot 43,206 = 84,412 \text{ А}. \end{aligned} \qquad (1.62)$$

Для установки на стороні 10 кВ вибираємо вакуумний вимикач типу ВВЭ-10-20/630У3.

$$I_{доп} \geq I_{max}$$
$$630 \text{ А} > 84,412 \text{ А}.$$

Для установки на стороні 0,38 кВ вибираємо вимикачі типу ВА55-39 і ВА51-39. Номінальний струм вимикачів $I_{ном.в.} = 630$ А > $I_{max}$ для всіх приєднань.

Результати вибору приведені в таблиці 1.11. В таблиці 1.12 подані каталожні дані вимикача ВВЭ-10-20/630У3.

Таблиця 1.11 – Вибір вимикачів

| Лінія | $I_м$, А | $I_{max}$, А | Вимикач | $I_{ном.в}$, А | $I_{ном.роз ч}$, А |
|---|---|---|---|---|---|
| ЕЕС-КТП | 43,206 | 84,412 | ВВЭ-10-20/630У1 | 630 | - |
| КТП-М-1 | 274,28 | 274,28 | ВА 51-39 | 630 | 400 |
| КТП-М-2 | 213,62 | 213,62 | ВА 51-39 | 630 | 400 |
| КТП-М-3 | 626,01 | 626,01 | ВА 51-39 | 630 | 630 |
| КТП-М-4 | 72,539 | 72,539 | ВА 51-39 | 630 | 400 |
| КТП-М-5 | 122,53 | 122,53 | ВА 51-39 | 630 | 400 |
| КТП-1ГШР | 467,14 | 467,14 | ВА 55-39 | 630 | 630 |
| КТП-2ГШР | 467,66 | 467,66 | ВА 55-39 | 630 | 630 |

Таблиця 1.12 – Каталожні дані вимикача ВВЭ-10-20/630У3

| Номінальна напруга, кВ | Найбільша робоча напруга, кВ | Номінальний струм, А | Нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ, % | Граничний наскрізний струм, кА | | Номінальний струм включення, кА | | Струм термічної стійкості, кА/допустимий час його дії, с | Повний час відключення, с |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Найбільший пік | Початкове діюче значення періодичної складової | Найбільший пік | Початкове діюче значення періодичної складової | | |
| 10 | 12 | 630 | 20 | 52 | 20 | 52 | 20 | 20/3 | 0,05 |

Вибір роз'єднувачів робиться аналогічно виборові вимикачів. Для встановлення на КТП вибираємо роз'єднувач типу РВЗ-10/630У3. В таблиці 1.13 подані каталожні дані вибраного роз'єднувача.

Таблиця 1.13 – Каталожні дані роз'єднувача РВЗ-10/630У3

| Номінальна напруга, кВ | Найбільша робоча напруга, кВ | Номінальний струм, А | Стійкість при наскрізних струмах КЗ | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | головних ножів | | заземляючих ножів | |
| | | | Граничний наскрізний струм, кА | Струм термічної стійкості, кА/допустимий час його дії, с | Граничний наскрізний струм, А | Струм термічної стійкості, кА/допустимий час його дії, с |
| 10 | 12 | 630 | 52 | 20/4 | 52 | 20/1 |

Перевірка вибраного комутаційного обладнання для аварійних режимів зроблена в попередньому підрозділі.

### 1.4.6 Вибір комутаційно-захисної апаратури і провідників цехової мережі

Спочатку вибираємо комутаційно-захисну апаратуру та необхідні провідники лінії 1ГШР – 5ШР.

Розрахунковий максимальний струм:

$$I_р = \frac{P_{вст}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\phi} = \frac{82,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 115 \text{ А}$$

Найбільший пусковий струм:

$$I_{п.макс} = 5 \cdot I_{н.макс} = 5 \cdot 22,7 = 113,5 \text{ А} \qquad (1.63)$$

де $I_{н.макс}$ – номінальний струм ЕП, пусковий струм якого найбільший

$$I_{н.макс} = \frac{P_{н.макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\phi_{ном}} = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,4} = 22,7 \text{ А} \quad (1.64)$$

Піковий струм лінії:

$$I_{п} \approx I_{р} + I_{п.макс} = 115 + 113,5 = 225,5 \text{ А} \quad (1.65)$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА57-35 з номінальним струмом $I_{ном.в} = 250$ А і номінальним струмом розчеплювача $I_{н.розч} = 160$ А.

$$I_{н.розч} = 160 \text{ А} > k_{відс} \cdot I_{р} = 1,1 \cdot 115 = 126,5 \text{ А} \quad (1.66)$$

Струм спрацювання відсічки:

$$I_{с.в} = 1920 > k_{н} \cdot I_{п} = 1,5 \cdot 225,5 = 335,25 \text{ А} \quad (1.67)$$

Вибираємо найменший час спрацювання відсічки $t_{с.в} = 0,1$ с.

Для ВА57-35 струм спрацювання миттєвого розчеплювача 60 кА.

Вибираємо кабель типу АВВГ 3×70+1×35 (прокладання відкрите, кріплення за допомогою скоб) $I_{доп} = 129$ А, що є більшим ніж $1,25 \cdot I_{н.розч} = 1,25 \cdot 160 = 200$ А, і є припустимим при перевірці захищеності ліній.

Перевіримо вибрані перерізи за допустимими втратами напруги, наприклад, на затискачах ЕП3.

Втрати напруги розраховуємо за формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{р} \cdot (r_{0} \cdot \cos\varphi_{м} + x_{0} \cdot \sin\varphi_{м}) \cdot l \quad (1.68)$$

Втрати напруги в лінії 2аГШР – 4ШР:

$$\Delta U_{1} = \sqrt{3} \cdot 25 \cdot \left(2,4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 + 0,084 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6\right) \cdot 50 = 4,27 \text{ В}$$

Втрати напруги в лінії 4ШР – ЕП3:

$$\Delta U_{2} = \sqrt{3} \cdot 6,5 \cdot \left(13,3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4\right) \cdot 16 = 0,96 \text{ В}$$

Загальні втрати напруги:

$$\Delta U = \Delta U_{1} + \Delta U_{2} = 4,27 + 0,96 = 5,23 \text{ В} \quad (1.69)$$

Розрахована величина втрати напруги не перевищує допустимого значення:

$\Delta U_{доп}$ = 5 % 19 В

Аналогічно розраховуємо втрати напруги і по інших лініях. Результати розрахунку зводимо в таблицю 1.14

Таблиця 1.14 – Втрати напруги в цеховій мережі

| Лінія | $I_р$, А | S, мм$^2$ | ***l***, м | $r_0$, Ом/м x $10^{-4}$ | $x_0$, Ом/м x $10^{-5}$ | cosφ | sinφ | ΔU, В |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1ГШР-5ШР | 115 | 3×70+1×35 | 30 | 5,49 | 6,5 | 0,8 | 0,6 | 2,86 |
| 1ГШР-6ШР | 96 | 3×50+1×25 | 4 | 7,69 | 6,6 | 0,8 | 0,6 | 0,44 |
| 1ГШР-8ШР | 85 | 3×50+1×25 | 20 | 0,69 | 6,6 | 0,8 | 0,6 | 1,93 |
| 2ГШР-7ШР | 135 | 3×70+1×35 | 4 | 5,49 | 6,5 | 0,8 | 0,6 | 0,45 |
| 2ГШР-9ШР | 120 | 3×50+1×25 | 22 | 7,69 | 6,6 | 0,8 | 0,6 | 2,99 |
| 2аГШР-4ШР | 25 | 3×16+1×10 | 50 | 24,0 | 8,4 | 0,8 | 0,6 | 4,27 |
| 4ШР-ЕП1 | 6,5 | 4×2,5 | 10 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 0,75 |
| ЕП1-ЕП2 | 6,5 | 4×2,5 | 3 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 0,22 |
| 4ШР-ЕП3 | 6,5 | 4×2,5 | 16 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 1,20 |
| ЕП3-ЕП4 | 6,5 | 4×2,5 | 2 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 0,15 |
| 4ШР-пускач | 2,3 | 4×2,5 | 20 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 0,53 |
| 4ШР-ЕП6 | 10,2 | 4×2,5 | 7 | 133,0 | 0 | 0,95 | 0,31 | 1,56 |
| 5ШР-пускач |  | 3×10+1×6 | 25 | 38,4 | 8,8 | 0,35 | 0,94 | 2,37 |
| пускач-ЕП7 | 38,4 | 3×10+1×6 | 2 | 38,4 | 8,8 | 0,35 | 0,94 | 0,19 |
| 5ШР-пускач |  | 3×10+1×6 | 27 | 38,4 | 8,8 | 0,35 | 0,94 | 2,56 |
| пускач-ЕП8 | 38,4 | 3×10+1×6 | 2 | 38,4 | 8,8 | 0,35 | 0,94 | 0,19 |
| 5ШР-пускач |  | 4×2,5 | 22 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 1,70 |
| 5ШР-ЕП10 | 22,7 | 3×6+1×4 | 19 | 64,1 | 9,4 | 0,5 | 0,87 | 2,46 |
| 5ШР-ЕП11 | 9,1 | 4×2,5 | 17 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 1,78 |
| 5ШР-ЕП12 | 6,5 | 4×2,5 | 14 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 1,05 |
| 5ШР-ЕП14 | 6,5 | 4×2,5 | 13 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 0,97 |
| ЕП14-ЕП13 | 6,5 | 4×2,5 | 2 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 0,15 |

Продовження таблиці 1.14

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5ШР-пускач | - | 3×10+1×6 | 8 | 38,4 | 8,8 | 0,35 | 0,94 | 0,76 |
| пускач-ЕП15 | 38,4 | 3×10+1×6 | 2 | 38,4 | 8,8 | 0,35 | 0,94 | 0,19 |
| 8ШР-пускач | - | 3×25+1×16 | 3 | 15,4 | 7,2 | 0,8 | 0,6 | 0,37 |
| пускач-ЕП16 | 56 | 3×25+1×16 | 26 | 15,4 | 7,2 | 0,8 | 0,6 | 3,22 |
| 8ШР-пускач | - | 3×25+1×16 | 3 | 15,4 | 7,2 | 0,8 | 0,6 | 0,37 |
| пускач-ЕП18 | 56 | 3×25+1×16 | 30 | 15,4 | 7,2 | 0,8 | 0,6 | 3,71 |
| 9ШР-пускач | - | 3×25+1×16 | 3 | 15,4 | 7,2 | 0,8 | 0,6 | 0,37 |
| пускач-ЕП17 | 56 | 3×25+1×16 | 27 | 15,4 | 7,2 | 0,8 | 0,6 | 3,34 |
| 9ШР-пускач | - | 3×25+1×16 | 3 | 15,4 | 7,2 | 0,8 | 0,6 | 0,37 |
| пускач-ЕП19 | 56 | 3×25+1×16 | 32 | 15,4 | 7,2 | 0,8 | 0,6 | 3,96 |
| 6ШР-ЕП21 | 83,9 | 3×70+1×35 | 50 | 5,49 | 6,5 | 0,65 | 0,76 | 2,95 |
| 6ШР-ЕП23 | 0,55 | 4×2,5 | 20 | 133,0 | 0 | 0,65 | 0,76 | 0,16 |
| ЕП23-ЕП26 | 2,5 | 4×2,5 | 5 | 133,0 | 0 | 0,65 | 0,76 | 0,19 |
| 6ШР-ЕП28 | 17,1 | 3×4+1×2,5 | 25 | 96,1 | 9,8 | 0,65 | 0,76 | 4,68 |
| 7ШР-пускач | - | 4×2,5 | 35 | 133,0 | 0 | 0,5 | 0,87 | 5,64 |
| 7ШР-пускач | - | 4×2,5 | 4 | 133,0 | 0 | 0,8 | 0,6 | 4,13 |
| пускач-ЕП22 | 3,3 | 4×2,5 | 30 | 133,0 | 0 | 0,8 | 0,6 | 1,82 |
| пускач | - | 4×2,5 | 1 | 133,0 | 0 | 0,8 | 0,6 | 0,06 |
| пускач-ЕП29 | 3,3 | 4×2,5 | 40 | 133,0 | 0 | 0,8 | 0,6 | 2,43 |
| 7ШР-ЕП24 | 42 | 3×16+1×10 | 50 | 24,0 | 8,4 | 0,65 | 0,76 | 5,91 |
| 7ШР-ЕП25 | 17,5 | 3×4+1×2,5 | 48 | 96,1 | 9,8 | 0,65 | 0,76 | 9,20 |
| 7ШР-ЕП27 | 51 | 3×25+1×16 | 47 | 15,4 | 7,2 | 0,65 | 0,76 | 4,38 |
| 7ШР-ЕП30 | 37,3 | 3×16+1×10 | 30 | 24,0 | 8,4 | 0,65 | 0,76 | 3,15 |
| 7ШР-ЕП31 | 39,9 | 3×16+1×10 | 40 | 24,0 | 8,4 | 1 | 0 | 6,63 |
| 7ШР-ЕП32 | 0,96 | 4×2,5 | 52 | 133,0 | 0 | 1 | 0 | 1,15 |

Отже, всі величини втрат напруги не перевищують допустимого значення.

## 1.5 Розрахунок силової та освітлювальної цехової мережі

### 1.5.1 Розрахунок силової мережі

Цехові мережі розподілу електроенергії повинні [8]:

- забезпечувати необхідну надійність електропостачання приймачів електроенергії в залежності від їхньої категорії;
- бути зручними і безпечними в експлуатації;
- мати оптимальні техніко-економічні показники;
- мати конструктивне виконання, що забезпечує застосування індустріальних і швидкісних методів монтажу;
- групи електроприймачів (ЕП), що підключаються до розподільних пунктів (РП) формуються в залежності від територіального розміщення і технологічного процесу;
- кількість ліній, що відходить від РП до ЕП, не повинна перевищувати 12;
- ЕП можуть підключатись до РП по радіальній, магістральній або змішаній схемі.

Вибираємо магістрально-радіальну схему підключення електроприймачів до розподільних шаф (ШР).

Розрахункові навантажень окремих електроприймачів приймаються рівними номінальним:

$$P_р = P_{ном} \qquad Q_р = P_р \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ном} \qquad (1.70)$$

Наведемо розрахунок навантажень електроприймачів групи А 4ШР (наприклад, робочий стіл електрослюсаря):

номінальна потужність ЕП1: $p_{ном} = 3$ кВт

загальна потужність:

$$P_{ном} = n \cdot p_{ном} = 4 \cdot 3 = 12 \text{ кВт} \qquad (1.71)$$

Розраховуємо середнє активне навантаження за найбільш завантажену зміну:

$$P_{см} = k_в \cdot P_{ном} = 0,12 \cdot 12 = 1,44 \text{ кВт} \quad (1.72)$$

де $k_в$ – коефіцієнт використання.

Розраховуємо середнє реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну:

$$Q_{см} = P_{см} \cdot tg\phi_{ном} = 1,44 \cdot 1,7 = 2,448 \text{ кВАр} \quad (1.73)$$

Розраховуємо номінальну сумарну активну потужність електроприймачів групи А 4ШР:

$$P_{ном.гр.А} = \sum_{i=1}^{2} P_{ном.i} = 12 + 0,76 = 12,76 \text{ кВт} \quad (1.74)$$

Розраховуємо номінальну сумарну активну потужність електроприймачів групи Б:

$$P_{ном.гр.Б} = P_{ном6} = 8 \text{ кВт}$$

Розраховуємо номінальну сумарну активну потужність електроприймачів, що відносяться до 4ШР:

$$P_{ном.\Sigma} = P_{ном.гр.А} + P_{ном.гр.Б} = 12,76 + 8 = 20,76 \text{ кВт} \quad (1.75)$$

Розраховуємо сумарне середнє активне та реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну споживачів групи А:

$$\begin{aligned} P_{см.гр.А} &= \sum_{i=1}^{2} P_{см.i} = 1,44 + 0,152 = 1,592 \text{ кВт} \\ Q_{см.гр.А} &= \sum_{i=1}^{2} Q_{см.i} = 2,448 + 0,2584 = 2,71 \text{ кВАр} \end{aligned} \quad (1.76)$$

Середнє сумарне активне та реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну споживачів групи Б:

$$\begin{aligned} P_{см.гр.Б} &= 4,8 \text{ кВт} \\ Q_{см.гр.Б} &= 1,584 \text{ кВАр} \end{aligned} \quad (1.77)$$

Розраховуємо сумарне середнє активне та реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну усіх споживачів, що відносяться до 4ШР:

$$P_{см.\Sigma} = P_{см.гр.А} + P_{см.гр.Б} = 1,6 + 4,8 = 6,4 \text{ кВт}$$
$$Q_{см.\Sigma} = Q_{см.гр.А} + Q_{см.гр.Б} = 2,7 + 1,584 = 4,3 \text{ кВАр} \quad (1.78)$$

Визначаємо середній коефіцієнт використання для електроприймачів групи А:

$$k_{в.ср} = \frac{P_{см.гр.А}}{P_{ном.гр.А}} = \frac{1,592}{12,76} = 0,12 \quad (1.79)$$

Визначаємо ефективне число приймачів:

$$n_e = \frac{\left(P_{ном.\Sigma}\right)^2}{\sum_{i=1}^{n} p_{ном.i}^{\ 2}} = \frac{12,76^2}{3^2 + 3^2 + 3^2 + 3^2 + 0,76^2} = 4,45 \quad (1.80)$$

Визначаємо розрахункову активну та реактивну потужності для всіх електроприймачів групи А:

$$P_{р.гр.А} = k_м \cdot P_{см.гр.А} = 3,24 \cdot 1,6 = 5,16 \text{ кВт}$$
$$Q_{р.гр.А} = 1,1 \cdot Q_{см.гр.А} = 1,1 \cdot 2,7 = 2,977 \text{ кВАр} \quad (1.81)$$

де $k_м$ – коефіцієнт розрахункового навантаження. Значення коефіцієнта для даної групи електроприймачів вибираємо рівним 3,24 [6].

Визначаємо розрахункову активну та реактивну потужності для усіх електроприймачів групи Б:

$$P_{р.гр.Б} = P_{см.гр.Б} = 4,8 \text{ кВт}$$
$$Q_{р.гр.Б} = Q_{см.гр.Б} = 1,584 \text{ кВАр} \quad (1.82)$$

Визначаємо розрахункову активну і реактивну потужності для усіх електроприймачів по 4ШР:

$$P_{р.\Sigma} = P_{р.гр.А} + P_{р.гр.Б} = 5,158 + 4,8 = 9,96 \text{ кВт}$$
$$Q_{р.\Sigma} = Q_{р.гр.А} + Q_{р.гр.Б} = 2,977 + 1,584 = 4,56 \text{ кВАр} \quad (1.83)$$

Повна потужність:

$$S_{р.\Sigma} = \sqrt{P_{р.\Sigma}^{\ 2} + Q_{р.\Sigma}^{\ 2}} = \sqrt{9,96^2 + 4,56^2} = 10,95 \text{ кВА} \quad (1.84)$$

Розрахунковий струм:

$$I_р = \frac{S_{р.\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10,95}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 16,64 \text{ А} \quad (1.85)$$

Аналогічно робимо розрахунки і для інших ШР.

Типи і параметри розподільчих шаф зведені в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Розподільчі шафи

| Шафа | Тип | Встановлена потужність, $P_{вст}$, кВт | Розрахунковий струм, $I_р$, А |
|---|---|---|---|
| 1ГШР | ПР8504 – 7100 – 21У3 | 322,8 | 375 |
| 2ГШР | ПР8504 – 7094 – 21У3 | 252,1 | 255 |
| 2аГШР | ПР8504 – 7072 – 21У3 | 84,4 | 80 |
| 5ШР | ПР8504 – 7076 – 21У3 | 82,9 | 115 |
| 6ШР | ПР8504 – 7090 – 21У3 | 45,4 | 95,4 |
| 8ШР | ПР8504 – 7074 – 54У3 | 52,3 | 85 |
| 7ШР | ПР8504 – 7076 – 21У3 | 119,7 | 135 |
| 9ШР | ПР8504 – 7074 – 54У3 | 34,5 | 120 |
| 4ШР | ПР8504 – 7028 – 21У3 | 26,4 | 25 |

### 1.5.2 Розрахунок освітлювальної мережі

На промислових підприємствах близько 10 % використаної електроенергії витрачається на електричне освітлення. Умови штучного освітлення на промислових підприємствах створюють великий вплив на зорову працездатність, фізичний і моральний стан людини, а отже на продуктивність праці, якість продукції і виробничий травматизм.

Проектування освітлювальних установок полягає в розробці світлотехнічного та електричного розділів [8].

Визначимо необхідну кількість світильників для загального освітлення слюсарно-ремонтної дільниці.

Для освітлення приміщення вибираємо настельні світильники ЛСП02В з люмінесцентними лампами ЛБ–65 із кривою розподілення сили світла типу Д. Виходячи із розташування технологічного обладнання і наявності крану, який рухається вздовж приміщення, світильники розміщуємо двома рядами.

Роботи на слюсарно-ремонтної дільниці відносяться до 4-го розряду робіт (середньої точності), тому приймаємо норму освітлення $E_н$ = 300 лк.

Визначаємо розрахункову висоту установки світильників:

$$h = H - \left(h_р + h_п\right) = 6,3 - (0,8 + 0) = 5,5 \text{ м} \qquad (1.86)$$

За таблицею 5-1 [5] приймаємо коефіцієнти відбивання поверхонь:

$$\rho_п = 50\ \%,\ \rho_с = 30\ \%,\ \rho_р = 10\ \%,$$

де $\rho_п$, $\rho_с$, $\rho_р$ – коефіцієнти відбивання стелі, стін і робочої поверхні відповідно.

За розмірами приміщення визначаємо індекс приміщення:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{14,3 \cdot 5,7}{5,5 \cdot (14,3 + 5,7)} = 0,74, \qquad (1.87)$$

де А – довжина приміщення, м;

В – ширина приміщення, м.

За знайденим індексом приміщення по таблиці 9.14 [4] вибираємо коефіцієнт використання: η = 40 %.

Враховуючи тип світильників, задаємось коефіцієнтом запасу: $k_з$ = 1,5.

Коефіцієнт нерівномірномірності освітлення для люмінесцентних ламп приймаємо: z = 1,1

Визначимо кількість світильників:

$$N_{світ} = \frac{E_н \cdot S \cdot k_з \cdot z}{Ф_л \cdot n \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 81,51 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4550 \cdot 2 \cdot 0,4} = 11,084 \approx 12 \qquad (1.88)$$

де S – площа приміщення, м$^2$;

$Ф_л$ – світловий потік лампи ЛБ-65, лм;

n – кількість ламп.

Визначимо встановлену потужність:

$$P_{вст} = N \cdot n \cdot P_л \cdot k_{вт} = 12 \cdot 2 \cdot 65 \cdot 1,2 = 1872 \text{ Вт} \qquad (1.89)$$

де $P_л$ – потужність лампи, Вт;

$k_{вт}$ – коефіцієнт втрат в пускорегулюючій апаратурі.

Аналогічно робиться розрахунок і для інших приміщень. Роботи на ковальсько-пресовій і електрослюсарно-ремонтній також відносяться до 4-го розряду

робіт, тому норма освітленості становить 300 лк. Роботи в блоці технологічних резервуарів відносяться до 8-го розряду робіт (при періодичному перебуванні людей в приміщенні), тому норма освітленості становить 30 лк. На електрослюсарно-ремонтній дільниці вибираємо настельні світильники ЛСП02В з люмінесцентними лампами ЛБ–40 двома рядами, на ковальсько-пресовій дільниці вибираємо настельні світильники РСП11–002 з лампами ДРЛ–400, в блоці технологічних резервуарів – світильники з лампами розжарення.

Результати розрахунків заносимо в таблицю 1.16.

В блоці технологічних резервуарів встановлюємо 5 настельних світильників типу НСП11–234 з лампами розжарення Б220–100 і 4 настінних світильники типу НПП–01В з лампами розжарення Б220–60.

Аварійне освітлення повинно створювати на поверхнях, що вимагають обслуговування, освітленість 5 % від нормованої для загального освітлення. Тому на ковальсько-пресовій, електрослюсарно-ремонтній, слюсарно-ремонтній дільницях норма аварійної освітленості становить 15 лк і в блоці технологічних резервуарів – 1,5 лк. Світильники аварійного освітлення переважно виділяються з числа світильників робочого освітлення.

Таблиця 1.16 – Розрахунок робочого освітлення Продовження таблицы 1.16

| | | Дільниця | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 20 | 19 | 17 | 18 |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Тип світильника | | ЛСП02В | ЛСП02В | НСП11–234 | РСП11–002 |
| Тип лампи | | ЛБ-40 | ЛБ-65 | Б220-100 | ДРЛ-400 |
| Потужність лампи, $P_л$ | | 40 | 65 | 100 | 400 |
| Норма освітлення, $E_н$ | | 300 | 300 | 30 | 300 |
| Розрахункова висота, h | | 1,7 | 5,5 | 2,5 | 6,1 |
| Коефіцієнти відбивання | $\rho_п$ | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | $\rho_с$ | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| | $\rho_р$ | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Довжина приміщення, А | | 8,9 | 14,3 | 14,5 | 11,7 |
| Ширина приміщення, В | | 4,1 | 5,7 | 5,7 | 15,5 |

Продовження таблиці 1.16

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| Площа приміщення, S | 36,49 | 81,51 | 82,65 | 181,35 |
| Індекс приміщення | 1,65 | 0,74 | 1,64 | 1,09 |
| Світловий потік, $Ф_л$ | 3000 | 4550 | 1350 | 19000 |
| Коефіцієнт використання, η | 0,46 | 0,4 | 0,5 | 0,48 |
| Коефіцієнт запасу, $k_з$ | 1,5 | 1,5 | 1,3 | 1,8 |
| Коефіцієнт втрат, $k_{вт}$ | 1,2 | 1,2 | 1 | 1,1 |
| Коефіцієнт нерівномірності освітлення, z | 1,1 | 1,1 | 1,15 | 1,15 |
| Кількість світильників, $N_р$ | 6,544 | 11,084 | 5,492 | 12,349 |
| $N_{світ.}$ | 8 | 12 | 6 | 12 |
| Встановлена потужність, $Р_{вст}$ Вт | 672 | 1872 | 600 | 5720 |

Примітка: 20 – електрослюсарно-ремонтна дільниця; 19 – слюсарно-ремонтна дільниця; 17 – блок технологічних резервуарів; 18 – ковальсько-пресова дільниця.

Вибір світильників аварійного освітлення здійснюється аналогічно вибору світильників робочого освітлення. В якості світильників для аварійного освітлення на електрослюсарно-ремонтній дільниці вибираємо настельні світильники ЛСП02В з люмінесцентними лампами ЛБ–40, на слюсарно-ремонтній дільниці вибираємо настельні світильники ЛСП02В з люмінесцентними лампами ЛБ–65, на ковальсько-пресовій дільниці вибираємо настельні світильники НСП11–002 з лампами розжарення Г230-500, в блоці технологічних резервуарів – світильники НСП11–234 з лампами розжарення Б220–100.

Результати розрахунків зведені в таблиці 1.17.

Таблиця 1.17 – Розрахунок аварійного освітлення

| | Дільниця | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 20 | 19 | 17 | 18 |
| Тип світильника | ЛСП02В | ЛСП02В | НСП11–234 | НСП11-002 |
| Тип лампи | ЛБ-40 | ЛБ-65 | Б220- | Г230- |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 100 | 500 |
| Потужність лампи, $P_л$ | | | 40 | 65 | 100 | 500 |
| Норма освітлення, $E_н$ | | | 15 | 15 | 1,5 | 15 |
| Розрахункова висота, h | | | 1,7 | 5,5 | 2,5 | 6,1 |
| Коефіцієнти відбивання | $\rho_п$ | | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| | $\rho_с$ | | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| | $\rho_р$ | | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Довжина приміщення, А | | | 8,9 | 14,3 | 14,5 | 11,7 |
| Ширина приміщення, В | | | 4,1 | 5,7 | 5,7 | 15,5 |
| Площа приміщення, S | | | 36,49 | 81,51 | 82,65 | 181,35 |
| Індекс приміщення | | | 1,65 | 0,74 | 1,64 | 1,09 |
| Світловий потік, $Ф_л$ | | | 3000 | 4550 | 1350 | 19000 |
| Коефіцієнт використання, η | | | 0,46 | 0,4 | 0,5 | 0,48 |
| Коефіцієнт запасу, $k_з$ | | | 1,5 | 1,5 | 1,3 | 1,8 |
| Коефіцієнт втрат, $k_{вт}$ | | | 1,2 | 1,2 | 1 | 1,1 |
| Коефіцієнт нерівномірності освітлення, z | | | 1,1 | 1,1 | 1,15 | 1,15 |
| Кількість світильників, N | | | 0,327 | 0,554 | 0,275 | 1,413 |
| $N_{світ.}$ | | | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Встановлена потужність, $P_{вст}$ Вт | | | 96 | 156 | 100 | 1100 |

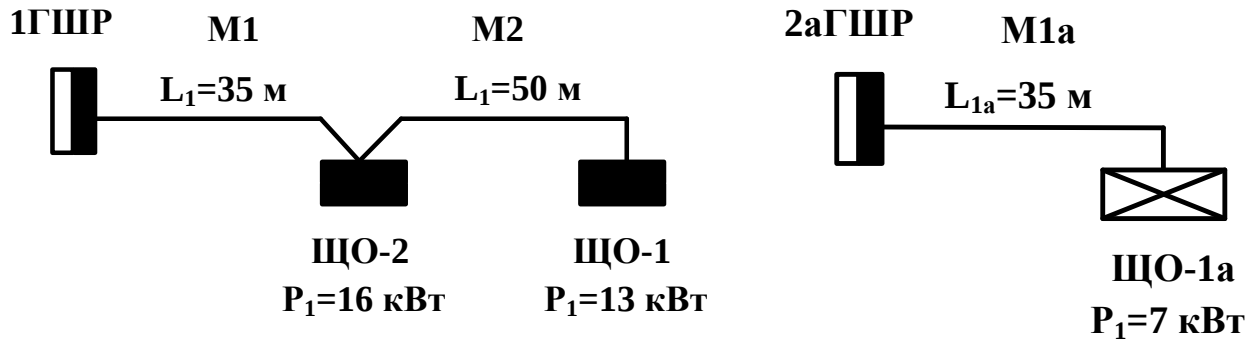
Розрахункові потужності по щитках освітлення (ЩО) визначені за питомою потужністю електричного навантаження та подані в таблиці 1.18.

Таблиця 1.18 – Розрахункові потужності по ЩО

| Щиток освіт-лення | $P_р$, кВт |
|---|---|
| ЩО-1 | 11,7 |
| ЩО-2 | 14,4 |
| ЩО-1а | 6,3 |

Визначимо поперечний переріз провідників живлячих ліній М1, М2 та М1а; напруга мережі 380/220 В. Втрати напруги в лініях не повинні перевищувати 1 %. На рисунку 1.8 зображено схему живлячої мережі від 1ГШР до щитків робочого

освітлення ЩО-1 і ЩО-2 (а) і від 2аГШР до щитка аварійного освітлення ЩО-1а (б).




а) робочого освітлення б) аварійного освітлення

Рисунок 1.8 – Схема живлячої мережі

Для М1 визначаємо момент навантаження:

$$M_1 = (P_1 + P_2) \cdot l_1 = (13 + 16) \cdot 35 = 1015 \text{ кВт} \cdot \text{м} \quad (1.90)$$

Визначаємо коефіцієнт С: С = 44 для мережі 380/220 В.

Розраховуємо переріз:

$$S_{розр} = \frac{M}{C \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{1015}{44 \cdot 1} = 23,07 \text{ мм}^2 \quad (1.91)$$

Приймаємо переріз 25 мм$^2$.

Фактичне значення втрат напруги:

$$\Delta U = \Delta U_{доп} \cdot \frac{S_{розр}}{S} = 1 \cdot \frac{23,07}{25} = 0,92\% \quad (1.92)$$

Аналогічно розраховуємо перерізи ліній М2 та М1а. Результати розрахунку зводимо в таблицю 1.19.

Таблиця 1.19 – Вибір перерізів живлячих ліній

| | ЩО-1 | ЩО-2 | ЩО-1а |
|---|---|---|---|
| Переріз, S, мм$^2$ | 25 | 25 | 16 |
| Фактичні втрати напруги, ΔU, % | 0,6 | 0,92 | 0,4 |

## 1.6 Розрахунок рівнів напруг та вибір відпайок трансформаторів ТП в мінімальному та максимальному режимах

Сучасні трансформатори в обмотках високої напруги мають ряд регулювальних відгалужень, які дозволяють змінювати в сторону збільшення і зменшення коефіцієнт трансформації по відношенню до номінального і тим самим змінювати величину напруги на стороні вторинної обмотки трансформатора.

При проектуванні і експлуатації трансформаторних підстанцій виникає задача вибору положення регулювальних відпайок, які забезпечують допустимий рівень відхилення напруги на стороні вторинної напруги трансформатора в усіх його режимах.

Вихідними даними для вибору відпайок на трансформаторах ТП є:

1) активна та реактивна потужність підприємства в максимальному та мінімальному режимах навантаження:

$$P^{max} = 565{,}247\ кВт \quad Q^{max} = 589{,}486\ кВ\cdot Ар$$
$$P^{min} = 342{,}3245\ кВт \quad Q^{min} = 353{,}6916\ кВ\cdot Ар$$

2) напруга на шинах центра живлення в обох режимах:

$$U^{max} = 10{,}5\ кВ$$
$$U^{min} = 10{,}2\ кВ$$

3) опори елементів мережі:

– лінії “центр живлення – КТП”: $x_1 = 0{,}03154$ Ом; $r_1 = 0{,}2356$ Ом;

4) каталожні дані трансформатора:

– втрати короткого замикання: $\Delta P_к = 11$ кВт;

– напруга короткого замикання трансформатора: $u_к = 5{,}5$ %.

Розрахункова схема зображена на рисунку 1.9.

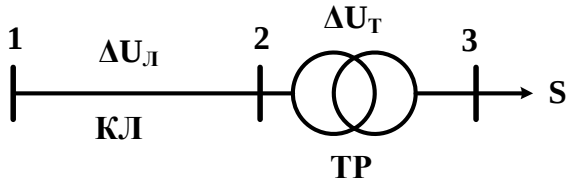



Рисунок 1.9 – Розрахункова схема мережі для вибору регулювальних відпайок трансформатора

Розрахунок проводимо для режимів максимального та мінімального навантаження

Режим максимального навантаження.

Втрати напруги в лінії “центр живлення – КТП”:

$$\Delta U_л = \frac{P^{max} \cdot r_1 + Q^{max} \cdot x_1}{U^{max}} = \\ = \frac{565,247 \cdot 0,2356 + 589,486 \cdot 0,03154}{10500} = 0,015\ кВ \quad (1.93)$$

Напруга на шинах трансформаторної підстанції:

$$U_1^{max} = U^{max} - \Delta U_л = 10,5 - 0,015 = 10,485\ кВ \quad (1.94)$$

Активна складова напруги короткого замикання:

$$u_{ка} = \frac{\Delta P_к}{S_{ном.т}} \cdot 100 = \frac{11}{1000} \cdot 100 = 1,1\ \% \quad (1.95)$$

Реактивна складова напруги короткого замикання:

$$u_{кр} = \sqrt{u_к^2 - u_{ка}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,1^2} = 5,39\ \% \quad (1.96)$$

Втрати напруги в трансформаторі КТП:

$$\Delta U_т = \frac{U_1^{max}}{S_{ном.т}} \cdot \left(u_{ка} \cdot P^{max} + u_{кр} \cdot Q^{max}\right) = \\ = \frac{10,485}{1000} \cdot \left(0,011 \cdot 544 + 0,0539 \cdot 408\right) == 0,398\ кВ \quad (1.97)$$

Напруга на шинах 0,4 кВ КТП при коефіцієнті трансформації 24,68:

$$U_2^{max} = U_1^{max} - \Delta U_т = 10,485 - 0,398 = 10,1\ кВ \quad (1.98)$$

$$U^{НН} = \frac{U_2^{max}}{K} = \frac{10,1}{24,68} = 409\ В \quad (1.99)$$

Режим мінімального навантаження.

Втрати напруги в лінії “центр живлення – КТП”:

$$\Delta U_л = \frac{P^{min} \cdot r_1 + Q^{min} \cdot x_1}{U^{min}} = \frac{342,3 \cdot 0,24 + 353,7 \cdot 0,03}{10200} = 0,006\ кВ$$

Напруга на шинах трансформаторної підстанції:

$$U_1^{min} = U^{min} - \Delta U_л = 10,2 - 0,006 = 10,2\ кВ$$

Втрати напруги в трансформаторі КТП:

$$\Delta U_т = \frac{U_1^{min}}{S_{ном.т}} \cdot \left(u_{ка} \cdot P^{min} + u_{кр} \cdot Q^{min}\right) =$$

$$= \frac{10,2}{1000} \cdot \left(0,011 \cdot 342,3 + 0,054 \cdot 353,7\right) = 0,22\ кВ$$

Напруга на шинах 0,4 кВ КТП:

$$U_2^{min} = U_1^{min} - \Delta U_т = 10,2 - 0,22 = 9,98\ кВ$$

Проведемо розрахунок напруги при роботі трансформатора на різних відпайках. Результати розрахунку зведемо до таблиці 1.20.

Таблиця 1.20 – Вибір відпайок на трансформаторах КТП

| Режим навантаження вузлів | $U^{ВН}$, кВ | Відгалу-ження. ТП,% | $К_{тр}$ | $U^{НН}$, кВ | Висновок |
|---|---|---|---|---|---|
| максимальний | 10,087 | –5,0 | 24,68 | 0,409 | не доп. |
| | | –2,5 | 25,05 | 0,403 | не доп. |
| | | 0 | 26,0 | 0,388 | доп. |
| | | +2,5 | 26,62 | 0,379 | не доп. |
| | | +5,0 | 27,28 | 0,370 | не доп. |
| мінімальний | 9,974 | –5,0 | 24,68 | 0,404 | не доп. |
| | | –2,5 | 25,05 | 0,398 | доп. |
| | | 0 | 26,0 | 0,384 | доп. |
| | | +2,5 | 26,62 | 0,375 | не доп. |
| | | +5,0 | 27,28 | 0,366 | не доп. |

Критерієм допустимості є наступна нерівність:

$$U_{ном} \le U \le 1,05 \cdot U_{ном}, \qquad (1.100)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга.

Отже, в обох режимах слід вибрати відпайку трансформатора 0 %.

Всі дійсні напруги виразимо у відсотках відносно номінальної напруги:

$$u\% = \frac{U_д}{U_{ном}} \cdot 100 \ \% \qquad (1.101)$$

Результати зведемо в таблицю 1.21.

Таблиця 1.21 – Режими напруг для кожного вузла системи.

| | Режим вузлів | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Максимальний | | | Мінімальний | | |
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| U, кВ | 10,5 | 10,485 | 10,087 | 10,2 | 10,194 | 9,974 |
| | | | 0,388 | | | 0,384 |
| u, % | 105 | 104,85 | 100,87 | 102 | 101,94 | 99,74 |
| | | | 102,11 | | | 101,05 |

## 1.7 Релейний захист автоматика і вимірювання

Релейними захистом називаються спеціальні пристрої, що складаються з реле та інших апаратів, які забезпечують автоматичне відключення пошкодженого елементу електричного кола, якщо дане пошкодження становить безпосередню небезпеку для цього кола, або приводять в дію сигнальні пристрої, якщо така небезпека відсутня.

Релейний захист повинен задовольняти наступним вимогам [4]:

1) релейний захист повинен бути вибірковим (селективним), тобто відключати високовольтними вимикачами або автоматами тільки пошкоджену ділянку електричного кола;

2) релейний захист повинен мати мінімально можливий час спрацювання. В окремих випадках для збільшення швидкодії допускається не вибірковість захисту, що працює разом з пристроями автоматики (АПВ, АРВ). По часу дії релейні захисти можна поділити на швидкодіючі та з витримкою часу;

3) релейний захист повинен бути достатньо чутливим до всіх видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи на ділянці електричного кола, що захищається. Чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості;

4) релейний захист повинен бути надійним. Надійність забезпечується застосуванням високоякісних і надійно працюючих реле та інших апаратів, виконанням більш простих схем захистів з можливо меншою кількістю реле, контактів і кіл, ретельним виконанням монтажу і постійним спостереженням і доглядом за захисними пристроями.

В процесі експлуатації силових трансформаторів мають місце пошкодження (в трансформаторах і на їх з'єднаннях з вимикачами) та небезпечні ненормальні режими роботи. Захист силових трансформаторів встановлюється від наступних пошкоджень і ненормальних режимів роботи: міжфазних КЗ в обмотках і на виводах, внутрішніх пошкоджень, замикань на землю, перевантажень.

При виконанні захисту трансформатора слід враховувати деякі особливості їх нормальної роботи: кидки струму намагнічування при включенні трансформатора під напругу, вплив коефіцієнта трансформації і схем з'єднання обмоток трансформатора.

Для захисту трансформаторів потужністю до 1000 кВА при напрузі 10 кВ від внутрішніх пошкоджень і багатофазних коротких замикань на виводах може застосовуватись струмовий захист плавкими запобіжниками типу ПКт.

Виберемо і перевіримо запобіжник для захисту трансформаторів КТП по номінальному струму. Вибір і перевірку зведемо в таблицю 1.22.

Таблиця 1.22 – Вибір і перевірка запобіжника

| Величина, що вибирається і перевіряється | Формули для вибору і перевірки | Дані розрахунків | Каталожні дані запобіжника ПКТ102-10-50-12,5У3 |
|---|---|---|---|
| Номінальний струм, $I_{ном.а}$, А | $I_{ном.а} \geq I_р$ | $I_р = 43,206$ | $I_{ном.а} = 50$ |
| Номінальна напруга, $U_{ном.а}$, кВ | $U_{ном.а} = U_{ном}$ | $U_{ном} = 10$ | $U_{ном} = 10$ |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Номінальний струм відключення $I_{ном.відк}$, кА | $I_{ном.відк} \geq I_{пт}$ | $I_{пт} = 4,858$ | $I_{ном.відк} = 12,5$ |

Отже, встановлюємо запобіжник ПКТ102-10-50-12,5У3.

Максимальний струмовий захист трансформаторів КТП, обмотки яких з'єднані по схемі зірка – зірка з заземленою нейтраллю може бути здійснена по схемі, що зображена на рисунку 1.11.

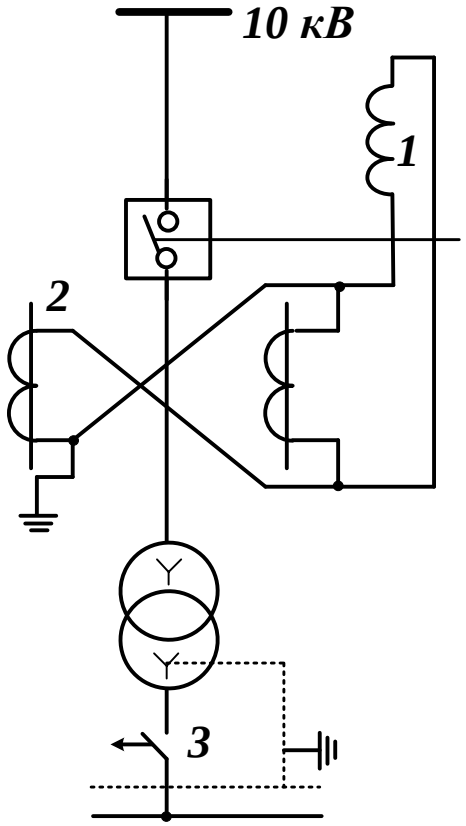



Рисунок 1.11 – Принципове виконання схеми захисту на змінному оперативному струмі трансформаторів КТП потужністю 1000 кВ·А

1 – реле прямої дії;

2 – трансформатор струму на стороні високої напруги;

3 – автомат з розчеплювачем в кожній фазі.

Визначаємо струм спрацювання пускових реле струму максимального струмового захисту по формулі:

$$I_{сз} = \frac{k_н \cdot k_з}{k_п} \cdot I_{н.max}, \qquad (1.102)$$

де $k_н$ = 1,2 – коефіцієнт надійності настроювання;

$k_з$ = 2 – коефіцієнт запасу (по самозапуску двигунів);

$k_п$ = 0,85 – коефіцієнт повернення;

$I_{н.max}$ – максимальне значення струму навантаження лінії з урахуванням вимикання резервної лінії, А.

$$\boldsymbol{I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 43,2 = 122\ А}$$

Вторинний струм спрацювання реле, тобто вставка пускових реле, визначається по формулі:

$$I_{ср} = \frac{k_н \cdot k_{сх}}{k_п \cdot k_{т.т}} \cdot I_{сз} \qquad (1.103)$$

де $k_{т.т}$ =10 – коефіцієнт трансформації ТС;

$k_{сх}$ = 1 – коефіцієнт схеми.

$$\boldsymbol{I_{ср} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,85 \cdot 10} \cdot 122 = 17,22\ А}$$

Перевіримо чутливість захисту по умові:

$$к_ч = \frac{I_{кз}}{k_{т.т} \cdot I_{ср}} = \frac{22134,61}{10 \cdot 17,22} = 127,76 >> 1,5 \qquad (1.104)$$

де $I_{кз}$ – мінімальний струм двофазного КЗ на шинах низької напруги трансформатора, А:

$$\boldsymbol{I_{кз} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{\left(2 \cdot R_т + R_{т.т}\right)^2 + \left(2 \cdot X_т + X_{т.т}\right)^2}} = \frac{400}{\sqrt{\left(2 \cdot 1,7 + 0,7\right)^2 + \left(2 \cdot 8,6 + 0,4\right)^2}} = 22134,61\ А} \qquad (1.105)$$

де $R_{т.т}$, $X_{т.т}$ – опори трансформатора струму.

Захист повинен надійно працювати при КЗ на ділянці, що захищається, і мати коефіцієнт чутливості не менше 1,5, що і виконується.

## 2 Визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів

### 2.1 Класифікація втрат в системі електропостачання

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями:

1 характером втрат (постійні, змінні),

2 класами напруги;

3 групами елементів;

4 виробничими підрозділами і т. п.

Для цілей аналізу і нормування втрат доцільно використовувати укрупнену структуру втрат електроенергії, в якій втрати розділені на складові виходячи з їх фізичної природи і специфіки методів визначення їх кількісних значень.

Фактичні втрати електроенергії складаються з:

– технологічних**,**

– **“**комерційних**”.**

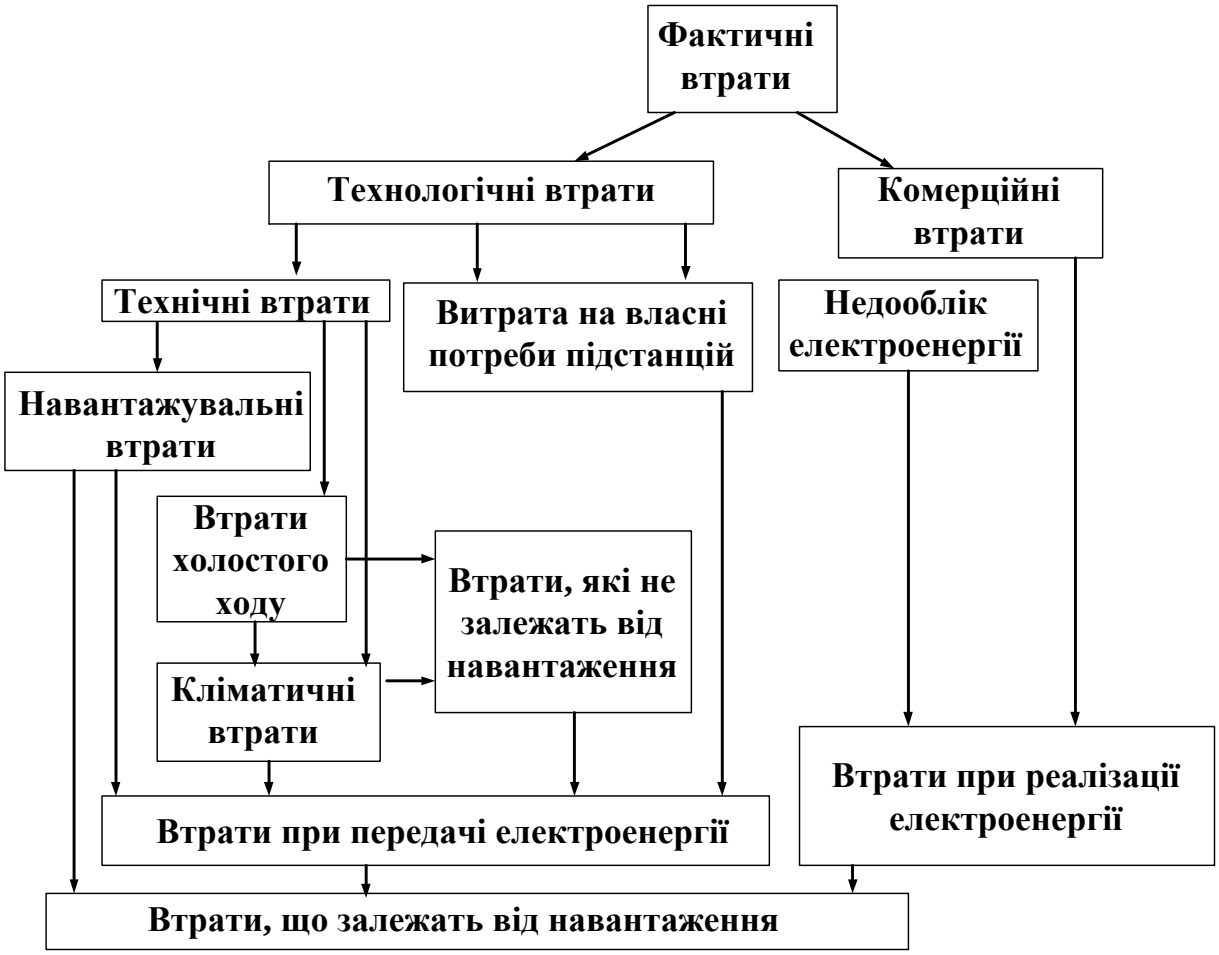



Рисунок 2.1 – Структура втрат електроенергії

### 2.1.1 Навантажувальні втрати електроенергії

Навантажувальні втрати - змінні і їх можна представити як втрати в:

1) проводах ліній передачі;

2) силових трансформаторах і автотрансформаторах;

3) струмообмежувальних реакторах;

4) загороджувачах високочастотного зв'язку;

5) трансформаторах струму;

6) з'єднувальних проводах і шинах розподільних пристроїв (РП) підстанцій.

### 2.1.2 Втрати холостого ходу

Втрати холостого ходу - постійні і їх можна представити як втрати в:

1) силових трансформаторах (автотрансформаторах);
2) компенсуючих пристроях (синхронних і тиристорних компенсаторах, батареях конденсаторів і шунтуючих реакторах);
3) обладнанні системи обліку електроенергії (ТТ, ТН, лічильниках і з'єднувальних проводах);
4) вентильних розрядниках і обмежувачах перенапруги;
5) пристроях приєднання високочастотного зв'язку (ВЧ-зв'язку);
6) ізоляції кабелів.

### 2.1.3 Кліматичні втрати

Кліматичні втрати електроенергії - втрати, зумовлені погодними умовами, які необхідно враховувати для ліній електропередач напругою 110 кВ і вище для втрат на корону і від 6 кВ для втрат від струмів витоку по ізоляторах.

Втрати на корону і втрати через струми витоку по ізоляторах ПЛ та підстанцій - віднесені до кліматичних втрат, тобто до втрат, що залежать від погодних умов. Теоретично кореляція з погодними умовами існує для більшості складових втрат. Рівень електроспоживання, що визначає потоки потужності в вітках і напруги у вузлах мережі, істотно залежить від погодних умов, тому і навантажувальні, і умовно-постійні втрати також мають певну кореляцію з погодними умовами. Однак, в цьому випадку найбільш істотним фактором, що характеризує ці умови, є температура повітря.

Склад кліматичних втрат електроенергії**:**

1) втрати на корону в повітряних лініях електропередач 110 кВ і вище;
2) втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній електропередач;
3) витрата електроенергії на плавлення ожеледі.

Всі ці втрати визначають на основі даних про питомі втрати потужності в залежності від перетину і числа проводів у фазі, району розташування повітряної лінії електропередач, робочої напруги лінії.

### 2.1.4 Витрата на власні потреби підстанцій

Це витрата електроенергії, що споживається допоміжним обладнанням, яке підтримує роботу основного обладнання процесу вироблення, перетворення і розподілу електричної енергії.

Ця витрата фіксується, як правило, лічильниками електроенергії, встановленими на високій або низькій стороні трансформаторів власних потреб.

Склад споживачів власних потреб**:**

1) електродвигуни вентиляторів і обладнання систем охолодження силових трансформаторів;
2) пристрої, призначені для заряджання акумуляторних батарей;
3) освітлення території підстанції;
4) допоміжні пристрої синхронних компенсаторів;
5) живлення:

- компресорів;
- кіл управління і оперативних кіл;
- апаратури автоматики, зв'язку і телемеханіки;
- засувок;
- насосів (масляні, циркуляційні та дренажні);

6) обігрів**:**

- обладнання в осередках КРПН (з апаратурою релейного захисту та автоматики, лічильниками або вимикачами) і в шафах РЗА зовнішньої установки;
- баків масляних вимикачів, приводів роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів, пристроїв РПН;

– агрегатних шаф і шаф управління повітряних вимикачів;

– повітрозбірників;

7) обігрів, освітлення і вентиляція приміщень:

- ОПУ, ЗРП, ОВБ;
- акумуляторної;
- компресорної;
- насосної пожежогасіння;
- будівель допоміжних пристроїв синхронних компенсаторів;
- прохідної.

8) невеликі за обсягом ремонтні роботи, що виконуються в процесі експлуатації;

9) інші:

- дренажні насосні,
- пристрої РПН,
- дистилятори,
- дрібні верстати і пристосування тощо.

### 2.1.5 Структура комерційних втрат електроенергії

**1** Погрішності вимірювань відпущеної в мережу електроенергії і корисно відпущеної електроенергії споживачам.

**2** Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії.

**3** Втрати електроенергії, зумовлені наявністю безгоспних споживачів.

**4** Втрати, зумовлені неодночасністю оплати за електроенергію побутовими споживачами - так званої "сезонної складової".

**5** Похибки розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах.

**1 Похибки вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії споживачам**

Похибка вимірювань електроенергії в загальному випадку може бути розбита на безліч складових, розглянемо найбільш значущі складові похибок вимірювальних комплексів (ВК), в які можуть входити:

1) похибки вимірювань електроенергії в нормальних умовах роботи вимірювальних приладів, які визначаються класами точності ТС, ТН і ЛІЧЕ;

2) додаткові похибки вимірювань електроенергії в реальних умовах експлуатації вимірювальних приладів, зумовлені:

а) заниженим проти нормативного коефіцієнтом потужності навантаження (додатковою кутовою похибкою);

б) впливом на ЛІЧЕ магнітних і електромагнітних полів різної частоти;

в) недовантаженням і перевантаженням ТС, ТН і ЛІЧЕ;

г) несиметрією і рівнем підведеної до вимірювальних приладів напруги;

д) роботою ЛІЧЕ в неопалюваних приміщеннях з неприпустимо низькою температурою, тощо;

е) недостатньою чутливістю ЛІЧЕ при їх малих навантаженнях, особливо в нічні години;

з) систематичні похибки, обумовлені наднормативними термінами служби вимірювальних приладів.

3) погрішності, пов'язані з неправильними схемами підключення електролічильників, ТТ і ТН, зокрема, порушеннями фазування підключення лічильників;

4) погрішності, обумовлені несправними приладами обліку електроенергії;

5) похибки зняття показань електролічильників через помилки, або навмисні викривлення записів показань;

6) неодночасність або невиконання встановлених термінів зняття показань лічильників, порушення графіків обходу лічильників;

7) помилки у визначенні коефіцієнтів перерахунку показань лічильників в електроенергію.

**2 Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії**

Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності включають дві складові:

1) Втрати при виставленні рахунків

2) Втрати від розкрадань електроенергії

**1) Втрати при виставленні рахунків**

Ця комерційна складова обумовлена неточністю даних про споживачів електроенергії, в тому числі:

а) недостатньою або помилковою інформацією про укладені договори на користування електроенергією;

б) помилками при виставленні рахунків, в тому числі не виставленими рахунками споживачам через відсутність точної інформації по них і постійного контролю за актуалізацією цієї інформації;

в) відсутністю контролю та помилками у виставленні рахунків клієнтам, які користуються спеціальними тарифами;

г) відсутністю контролю та обліку відкоригованих рахунків, тощо.

**2) Втрати від розкрадань електроенергії**

Це одна з найбільш істотних складових комерційних втрат, яка є предметом клопоту енергетиків в більшості країн світу.

Термін «крадіжка електроенергії» застосовується тільки в тих випадках, коли електроенергія не враховується або не повністю реєструється з вини споживача, або коли споживач розкриває лічильник або порушує систему подачі електроживлення з метою зниження врахування лічильником витрати споживаної електроенергії.

**3 Втрати електроенергії, зумовлені наявністю безгоспних споживачів**

Кризові явища в країні, поява нових акціонерних товариств призвели до того, що в більшості енергосистем в останні роки з'явилися і вже досить значний час існують житлові будинки, гуртожитки, цілі житлові селища, які не стоять на балансі будь-яких організацій. Електро- і теплоенергію, що поставляються в ці будинки, мешканці нікому не оплачують.

Спроби енергосистем відключити неплатників не дають результатів, так як жителі знову самовільно підключаються до мереж. Електроустановки цих будинків ніким не обслуговуються, їх технічний стан загрожує аваріями і не забезпечує безпеку життя і майна громадян.

**4 Втрати, зумовлені неодночасністю оплати за електроенергію побутовими споживачами – так званої "сезонної складової"**

Ця вельми істотна складова комерційних втрат електроенергії має місце у зв'язку з тим, що побутові споживачі об'єктивно не в змозі одночасно зняти показання лічильників і оплатити за електроенергію.

Як правило, платежі відстають від реального електроспоживання, що, безумовно, вносить похибку в визначенні фактичного корисного відпуску побутовим споживачам і в розрахунок фактичного небалансу електроенергії, так як відставання може становити від одного до трьох місяців і більше.

**5 Погрішності розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах**

Оскільки комерційні втрати електроенергії не можна виміряти, то їх можна з тією чи іншою похибкою обчислити.

Значення цієї похибки залежить не тільки від похибок вимірювань об'єму розкрадань електроенергії, наявності "безгоспних споживачів", інших розглянутих вище факторів, але і від похибки розрахунку технічних втрат електроенергії. Чим точнішими будуть розрахунки технічних втрат електроенергії, тим,

очевидно, точніші будуть оцінки комерційної складової, тим об'єктивніше можна визначити їх структуру і намітити заходи щодо їх зниження.

## 2.2 Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання

Однією з особливостей функціонування електричних систем є те, що кількість виробленої електроенергії завжди дорівнює кількості спожитої, тобто в кожний момент часу існує точний баланс для активної і реактивної енергії і потужності. Транспортування і перетворення електричної енергії зажди відбувається з витратами самої електричної енергії. Внаслідок цього її деяка частина витрачається на транспортування по лініях електропередач і перетворення в трансформаторах. Для більш чіткого розуміння фізичних явищ, що відбувається в електричних мережах, поряд з виразом «втрати електроенергії», широко вживається термін «витрати електричної енергії в електричних мережах на її транспортування», «транспортні витрати електроенергії» або «технологічні витрати електроенергії». Рівень цих втрат визначається кількістю переданої енергії, параметрами проводів і трансформаторів, рівнями напруг у центрах живлення, наявністю пристроїв компенсації реактивної потужності – тобто технічним станом мереж і рівнем їх експлуатації. Для скорочення цей вид втрат в подальшому буде називатися технічними витратами і означати витрати електроенергії в елементах мереж при її передачі, розподіленні і перетворенні.

Інша частина втрат, зумовлена станом комерційного обліку електроенергії, називається комерційними втратами. Це врахована з похибкою (додатною чи від'ємною) частина корисно відпущеної електроенергії. Ця похибка є наслідком недоліків системи комерційного обліку електроенергії і розрахунку її споживачами.

Кожний з цих видів втрат (технічних і комерційних) має свій обґрунтований рівень.

Наприклад, у діючих мережах обґрунтований рівень технічних втрат – це їх відносне значення, розраховане для визначеного часу по існуючих навантаженнях відповідно до схем і параметрів мережі, які відповідають реалізації всіх економічно обґрунтованих технічних і організаційних заходів по зниженню втрат електроенергії. Тобто ця величина дорівнює різниці між фактичними технічними втратами в мережі і загальним ефектом від впровадження всіх техніко-економічно обґрунтованих заходів по зниженню втрат.

В свою чергу, величина, на яку зменшують втрати електроенергії при доведенні їх до обґрунтованого рівня, є дійсно втратами електроенергії і повинна наближатися в усіх мережах до нуля.

Загальні втрати електроенергії в мережі одного класу напруги обчислюють двома шляхами. Перший – на підставі показів лічильника, як різниця між відпущеною і корисною спожитою електроенергією (або звітними):

$$\Delta W = W_B - W_C$$

Другий – шляхом розрахунків з використанням даних про схеми і режими роботи мереж. Величину втрат можна обчислювати в абсолютних одиницях – кВт·год і відносних – до величини електроенергії, відпущеної у мережу, або до величини загальних втрат електроенергії.

Втрати, що обчислені у абсолютних або відносних одиницях, можуть класифікуватися за:

–Місцем виникнення – при транспортуванні, перетворенні та споживанні електричної енергії;

–Причинами виникнення – технологічно необхідні за рахунок неправильного вибору робочих устаткувань, неправильної експлуатації, низької якості вироблення обладнання;

–Фізичною ознакою — в лініях електропередач, силових трансформаторах, конденсаторних батареях, електродвигунах, електротеплових та освітлювальних установках;

–Можливістю і доцільністю зникнення і усунення втрат — повні втрати, зниження або усунення яких технічно можливе і економічно доцільне, та зниження або усунення яких технічно можливе, але економічно недоцільне. Чітка класифікація втрат електроенергії допомагає розробці заходів по їх зниженню.

### 2.3 Визначення втрат енергії у системах електропостачання

Основним способом різкого підвищення економічності роботи мереж на цей час є суттєве зниження втрат електричної енергії. Успішне розв'язання проблеми зниження втрат енергії неможливе без удосконалювання методів розрахунку та аналізу втрат. Відомі такі основні методи розрахунку втрат енергії:

**1** за максимальним струмом навантаження $I_{макс}$ і повним часом максимальних втрат:

$$\Delta W=3\cdot I^2_{макс}\cdot R\cdot\tau \qquad (2.1)$$

**2** за максимальним значеннями активного та реактивного навантажень $P_{макс}$, $Q_{макс}$ і відповідними їм часом максимальних втрат $\tau_a$, $\tau_p$ :

$$\Delta W=\frac{R}{U^2}\cdot\left(P^2_{макс}\cdot\tau_a+Q^2_{макс}\tau_p\right) \qquad (2.2)$$

**3** за середньоквадратичним струмом навантаження та повним часом роботи елемента мережі $T$, в якому визначаються втрати:

$$\Delta W=3\cdot I^2_{ср.кв.}\cdot R\cdot T \qquad (2.3)$$

**4** за реальним ступінчастим графіком навантаження:

$$\Delta W=3\cdot R\cdot\sum_{i=1}^{n}(I_i^2\cdot T_i) \qquad (2.4)$$

де $I_i$ –струм ступеня графіка навантаження, А;

$T_i$ – тривалість ступеня, год.

Витрата електроенергії при трансформації, передачі та розподіленні її є неминучою.

Вона визначається фізичними властивостями матеріалів, які використовуються при конструюванні електроустановок. Техніко-економічне обґрунтування зниження втрат енергії в мережах по суті зводиться до одержання відповіді на запитання про те, якою ціною й до якої границі вигідно знижувати рівень втрат електроенергії.

У наш час широко використовують спосіб визначення втрат енергії на основі порівняння показів лічильників електричної енергії, що встановлені в різних точках мережі. Проте статистичний підхід до визначення втрат виключає із порівняння такі важливі характеристики електричних мереж, як склад трансформаторної потужності, протяжність ліній електропередачі, що утворюють мережі, структура мережі та структура споживання. Крім того, за невеликої кількості лічильників похибка вказаного способу не задовольняє потреби підприємств мережі.

Так, на підприємствах застосовують, в основному, трифазні лічильники електричної енергії класу точності 2,0. Завод-виробник гарантує відносну похибку таких лічильників в межах 2 % при синусоїдній формі струму й напруги. Таким чином, похибка при визначенні втрат енергії з допомогою двох лічильників може сягати 44 % ( для рівня втрат 9 %).

Цілком задовільні результати можна дістати, якщо використовувати вимірювальні пристрої – реєстратори втрат.

При цьому втрати енергії:

$$\Delta W = A \cdot R, \qquad (2.5)$$

де А – покази реєстратори втрат;

*R* – активний опір лінії електропередачі (трансформатора, реактора тощо).

Принцип роботи приладу полягає в аналоговому копіюванні рівняння

$$A = \int_0^T I^2 \cdot dt \cdot \qquad (2.6)$$

де I – струм у лінії;

T – час, за який визначають втрати.

Розглянемо методику визначення втрат у розімкнених мережах 6 ÷ 110 кВ.

Вихідні дані для розрахунку втрат у мережах 35 ÷ 110 кВ:

а) покази реєстраторів втрат, що встановлені на знижувальних підстанціях 35/10 (110/10) кВ;

б) схема мережі з позначенням марок та довжини проводів (кабелів);

в) паспортні дані знижувальних трансформаторів.

Якщо підстанції не обладнана трансформаторами струму на виході, реєстратором відключають зі сторони напруги 10/6 кВ. При цьому покази приладу зведені до вищої напруги

$$A = \frac{A'}{k_{TU}^2} \qquad (2.7)$$

де *A* – покази реєстратора, що встановлені зі сторони 10 кВт;

$k_{TU}$ – коефіцієнт трансформації силового трансформатора.

Для радіальної лінії з одним трансформатором втрати енергії:

$$\Delta W = T \cdot \Delta P_x + m \cdot A \cdot k_s^2 \cdot 10^{-3} \cdot (R_л + \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^{-3}}{S_{ном}^2}), \qquad (2.8)$$

де $\Delta P_x$, $\Delta P_k$ – втрати відповідного холостого ходу та короткого замикання трансформатора, кВт;

A – покази реєстратора втрат, $A^2$;

$k_i$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$R_Л$ – активний опір, Ом;

$U_{ном}$ , $S_{ном}$ – відповідно номінальні напруга та потужність трансформатора;

m – коефіцієнт двоелементного приладу, який необхідно вводити для мереж з несиметричним навантаженням.

Покази $A_1$ і $A_2$ двох приладів за формулою:

$$A_{12} = \sqrt{A_1} + \sqrt{A_2}) \qquad (2.9)$$

У розгалужених електричних мережах 10/6/…20 кВ втрати енергії:

$$\Delta W = m \cdot R_{екв} \cdot A_r \cdot 10^{-3} \qquad (2.10)$$

де $R_{екв}$ – еквівалентний опір мережі, Ом;

$A_r$ – покази реєстратора втрат, що встановлений у точці живлення мережі.

У загальному вигляді еквівалентний опір:

$$R_{екв} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(I_i^2 \cdot r_i)}{I_r^2} \qquad (2.11)$$

де n –кількість ділянок мережі;

$I_i$ ,$r_i$ – відповідно струм навантаження й опір і-тої ділянки мережі;

$I_r$ – струм головної ділянки;

Струморозподіл в мережі визначається спеціальним ними вимірюваннями під час максимуму навантажень підстанції або наближено за принципом розподілення сумарного навантаження в лінії пропорційного потужностям трансформаторів.

При цьому вираз для визначення втрат енергії у лініях електропередачі набуває вигляду:

$$\Delta W = \frac{m \cdot A_r \cdot k_i^2 \cdot 10^{-3}}{(\sum_{i=1}^{n} S_i)^2} \cdot \sum_{i=1}^{n}(R_i \cdot S_i^2) \qquad (2.12)$$

де $S_i$ – потужність *i*-того трансформатора мережі, кВА;

$R_i$ - опір *i*-тої ділянки мережі, Ом.

Втрати енергії у трансформаторах мережі підприємства:

$$\Delta W = T \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{xi} + m \cdot A_r \cdot k_i^2 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n}(r_i \cdot S_i^2) + U_{ном}^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{ki}}{(\sum_{i=1}^{n} S_i)^2} \qquad (2.13)$$

де $\Delta P_{xi}$ ,$\Delta P_{ki}$ – відповідно втрати холостого ходу та короткого замикання в *i*-тому трансформаторі, кВт;

Якщо структурний аналіз втрат не проводиться, зручніше користуватися виразом:

$$\Delta W = T \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{xi} + m \cdot A_r \cdot k_i^2 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n} (r_i \cdot S_i^2) + U_{ном}^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{ki}}{(\sum_{i=1}^{n} S_i)^2} = \qquad (2.14)$$

$$= T \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{xi} + 3 \cdot A_r \cdot k_i^2 \cdot 10^{-3} \cdot R_{екв}$$

Похибка описаного розрахунку в мережах промислових підприємств не перевищує 6 %.

# 3 Економічна частина

## 3.1 Розрахунок капіталовлакдень в СЕП

Проектування системи електропостачання потребує розрахунку одноразових капітальних витрат, які являють собою сукупність усіх витрат на створення нових або модернізацію діючих основних фонді.

З метою полегшення розрахунків розроблені узагальнені показники вартості елементів електропостачання. У них знаходяться дані про вартість електроустаткування, матеріалів, електроконструкцій, витрати на робочу силу, електромонтаж, будівельну частину і сумарні витрати на спорудження елементів електропостачання (трансформатори, масляні вимикачі, ЛЕП і т.д.) [9].

Згідно однолінійної схеми заміщення (рисунок 3.1) проведемо розрахунок капіталовкладень в СЕП.

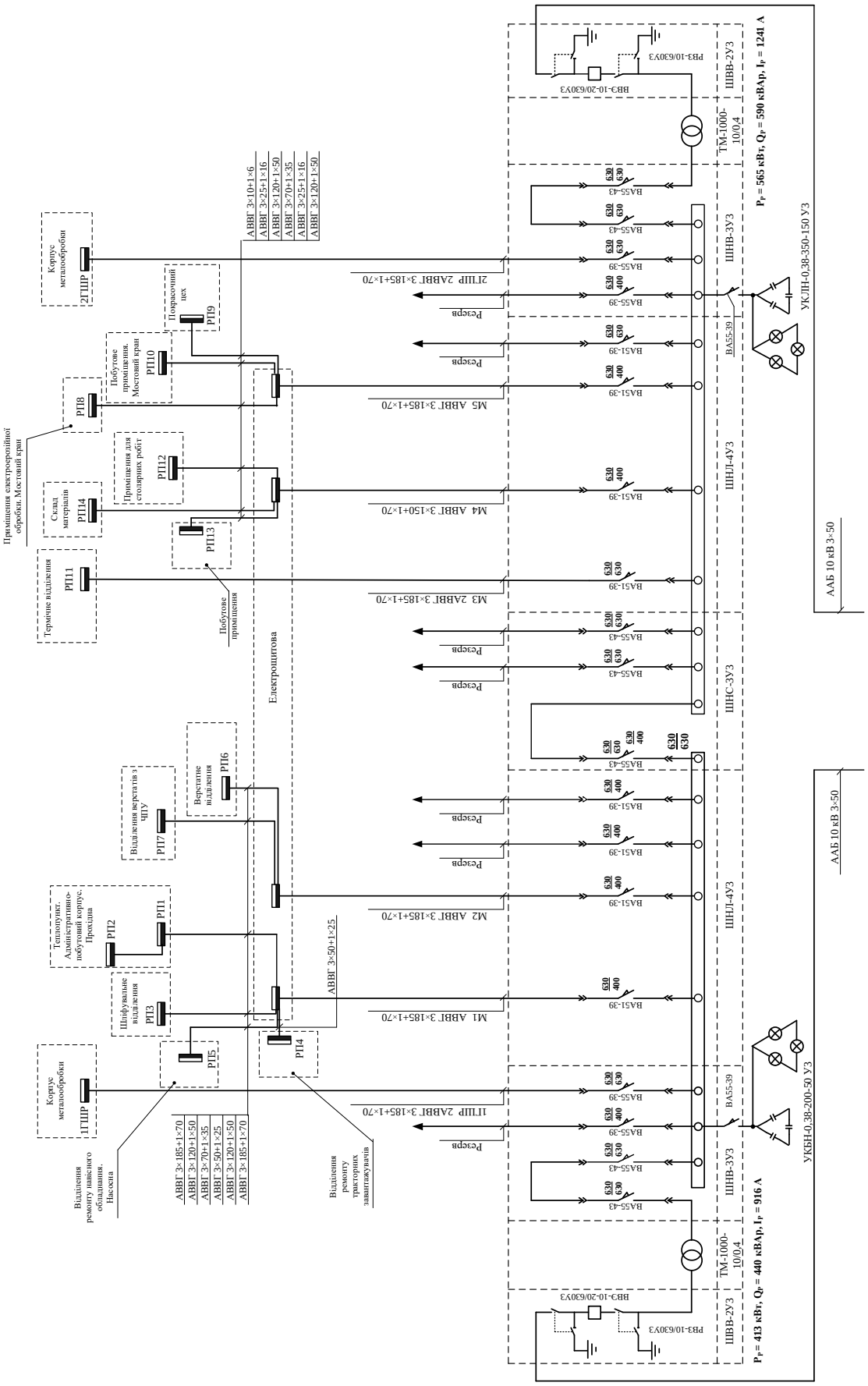



Рисунок 3.1 – Однолінійна схема

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | МР.5.8.141.113.ПЗ | Арк |
| Зм | Арк | № докум. | Підпис | Дата | | 80 |

Оскільки заводська мережа складається тільки з живлячого кабеля 10 кВ і однієї ТП 10/0,4 кВ, то необхідно рахувати затрати для мережі 0,4 кВ.

Загальний розмір капіталовкладень у схему електропостачання підприємства розраховується наступним чином:

$$К=К_л +К_{пс} +К_В , \quad (3.1)$$

де $К_л$, $К_{пс}$, $К_В$ – величини капітальних вкладень відповідно в лінії, підстанції та вимикачі.

Капітальні вкладення для електричних ліній, тис. грн.:

$$К_л = (К_{пит}+ К_{прок})\cdot L , \quad (3.2)$$

де $К_{пит}$ - питома вартість на 1км лінії, грн./км ;

$К_{прок}$ - питома вартість прокладки, грн./км;

L - довжина лінії електропередачі, км.

Визначимо вартість прокладки кабельної лінії від ЦРП до ТП1(ААБ 3×25) в грунті II категорії без врахування переходів:

$$К_{л1} = (9,65+2,73)\cdot 0,119 = 2,62 \text{ тис.грн}$$

Для інших ліній розрахунки проводяться аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок капіталовкладень для електричних ліній

| Назва лінії | Марка кабелю | Кіль-кість | Довжина, м | $К_{пит}$, тис.грн | $К_{прок}$, тис.грн | $К_л$, тис.грн |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| КТП – ЕЩ1 | АВВГ 3 ×185 | 1 | 55,4 | 29,61 | 2,22 | 1,763 |
| КТП – ЕЩ2 | АВВГ 3 ×185 | 1 | 55,4 | 29,61 | 2,22 | 1,763 |
| КТП – ЕЩ3 | АВВГ 3 ×185 | 1 | 55,4 | 29,61 | 2,22 | 1,7632 |
| КТП – ЕЩ4 | АВВГ 3 ×150 | 1 | 55,4 | 26 | 2,22 | 1,563 |
| ЕЩ1– РП1 | АВВГ 3 ×70 | 1 | 74,43 | 12,67 | 2,22 | 1,1082 |
| РП1– РП2 | АВВГ 3 ×50 | 1 | 53,3 | 9,45 | 2,22 | 0,622 |
| ЕЩ1– РП3 | АВВГ 3 ×120 | 1 | 33,09 | 20,93 | 2,22 | 0,766 |
| ЕЩ1– РП4 | АВВГ 3 ×50 | 1 | 28,23 | 9,45 | 2,22 | 0,329 |
| ЕЩ1– РП5 | АВВГ 3 ×185 | 1 | 46,94 | 29,61 | 2,22 | 1,494 |
| ЕЩ2– РП6 | АВВГ 3 ×185 | 1 | 42,69 | 29,61 | 2,22 | 1,358 |
| ЕЩ2-РП7 | АВВГ 3 ×150 | 1 | 47,55 | 26 | 2,22 | 1,341 |

Продовження таблиці 3.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ЕЩ3-РП8 | АВВГ 3 ×70 | 1 | 16,06 | 12,67 | 2,22 | 0,239 |
| ЕЩ3-РП9 | АВВГ 3 ×120 | 1 | 52,08 | 20,93 | 2,22 | 1,205 |
| ЕЩ3-РП10 | АВВГ 3 ×35 | 1 | 106,63 | 6,41 | 2,22 | 0,920 |
| КТП – РП11 | АВВГ 3 ×185 | 2 | 110,8 | 29,61 | 2,22 | 3,526 |
| КТП –1ГШР | АВВГ 3 ×185 | 2 | 110,8 | 29,61 | 2,73 | 3,583 |
| КТП –2ГШР | АВВГ 3 ×185 | 2 | 110,8 | 29,61 | 2,73 | 3,583 |
| ЕЩ4-РП12 | АВВГ 3 ×120 | 1 | 114,98 | 20,93 | 2,22 | 2,661 |
| ЕЩ4-РП13 | АВВГ 3 ×10 | 1 | 119,13 | 2,49 | 2,22 | 0,561 |
| ЕЩ4-РП14 | АВВГ 3 ×25 | 1 | 124,54 | 5,12 | 2,22 | 0,914 |
| Разом | | | | | | 31,069 |

Капітальні вкладення для електричних підстанцій 10/0,4кВ, тис. грн.:

$$К_{пс} = \sum_{i=1}^{1} К_{оді} \qquad (3.3)$$

де $К_{оді}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції (ТП) із трансформаторами визначеного діапазону потужності ;

Капіталовкладення для 2КТП-1000-10/0,4кВ по підприємству складуть:

$$К_{ПС} = 154,78 \text{ тис.грн.}$$

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно схеми, зображеної на рисунку 3.1, кількість вимикачів 10 кВ – 2 шт. Вартість вимикача 10 кВ можна прийняти рівною 30 тис. Секційний вимикач 0,4 кВ – 1 шт. Вимикачів 0,4 кВ - 6 шт.

Сумарна вартість вимикачів:

$$К_{В} = 2 \cdot 30 = 60 \text{ тис.грн.}$$

Вартість вимикачів 0,4 кВ входять до складу вартості РП. Вартість РП можна прийняти в межах 2 – 5 тис.грн.

Сумарна вартість РП з вимикачами 0,4 кВ:

$$К_{РП} = 14 \cdot 5 = 70 \text{ тис.грн.}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства:

$$К = 31,069 + 154,78 + 70 + 60 = 355,849 \text{ тис.грн.}$$

Отже, сумарні капіталовкладення в систему електропостачання підприємства рівні 325,849 тис.грн

## 3.2 Річні витрати і врати активної електроенергії

Величини витрат і втрат електроенергії потрібні для визначення собівартості 1 кВт·год.

У даному випадку рекомендується виконувати розрахунок кількості корисної електроенергії виходячи з установленої потужності електроспоживачів цехів, коефіцієнта попиту і числа годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_a = К_{пі} \cdot Р_{ні} \cdot Т_{мі}, \qquad (3.4)$$

де $Р_{ні}$ –- розрахункове (тривале максимальне) навантаження цеху, кВт;

$Т_{мі}$ – річна кількість годин використання максимуму активного навантаження, год;

$К_{пі}$ – коефіцієнт попиту по активній потужності групи електроприймачів.

Величина $Т_м$ у середньому за рік складає: для освітлювальних навантажень 1500...2000 год; для однозмінних підприємств – 2000...3000 год; для двозмінних 3000...4500 год і тризмінних 4500...12000 год.

Річна втрата активної електроенергії для покрасочного корпусу скадає:

$$E_a = 1,465 \cdot 3000 = 4394,4 \ \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

Оскільки решта розрахунків виконуються аналогічно, то зведемо їх до таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Розрахунок річної втрати активної електроенергії цехів

| Найменування цеху | Число змін | $T_м$, год. | $P_р$, кВт | $E_а$, кВт·год/рік |
|---|---|---|---|---|
| Прохідна | 2 | 3000 | 1,465 | 4394,4 |
| Адміністративний корпус | 2 | 3000 | 18,93 | 56790 |
| Теплопункт | 2 | 3000 | 4,017 | 12050,438 |
| Ділянка №1 | 2 | 3000 | 61,897 | 185692,03 |
| Насосна | 2 | 3000 | 60,88 | 182638,97 |
| Ділянка №2 | 2 | 3000 | 88,764 | 266291,82 |
| Приміщення електроерозійної обробки | 2 | 3000 | 16,552 | 49655,25 |
| Покрасочний цех | 2 | 3000 | 36,292 | 108876,4 |
| Побутове приміщення | 2 | 3000 | 1,636 | 4909,2 |
| Мостовий кран | 2 | 3000 | 3,6 | 10800 |
| Мостовий кран | 2 | 3000 | 4,2 | 12600 |
| Корпус металообробки | 2 | 3000 | 412,23 | 1236690,3 |
| Термічне відділення | 2 | 3000 | 314,085 | 942253,58 |
| Приміщення для столярних робіт | 2 | 3000 | 31,119 | 93357,6 |
| Побутове приміщення | 2 | 3000 | 1,71 | 5130 |
| Склад матеріалів | 2 | 3000 | 8,595 | 25785,9 |
| Разом | | | 978,07 | 3197915,8 |

Для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати її втрати в лініях і трансформаторах.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо як:

$$\Delta E_л = 3 \cdot I_м^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (3.5)$$

де $I_м$ – максимальний струм у лінії, А;

R – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (3.6)$$

де $r_0$ – питомий опір однієї фази кабелю, Ом/км (див.табл..1.3),

$\tau$ - час максимальних втрат, год/рік.

Величина $\tau$ визначається по заданій кількості годин використання максимуму $T_м$ :

$$\tau_м = \left(0{,}124 + \frac{T_м}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \quad (3.7)$$

$$\tau_м = \left(0{,}124 + \frac{3000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1575 \ \frac{год}{рік}$$

Для лінії ЦРП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ЦРП до ТП1.:

$$R = (1{,}54/2) \cdot 0{,}119 = 0{,}1 \text{ Ом}.$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ЦРП-ТП1:

$$\Delta E_Л = 3 \cdot 274{,}3^2 \cdot 0{,}011 \cdot 1575 \cdot 10^{-3} = 4096 \text{ кВт·год/рік}.$$

Аналогічно проводимо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Втрати електроенергії в лініях

| Назва ліній | Марка кабелю | Кіль-кість | $r_0$, $\frac{Ом}{км}$ | L, км | $R_Л$, Ом | $I_м$, А | τ, год | $\Delta E_л$, кВт·год/рік |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КТП-ЕЩ1 | АВВГ 3×185 | 1 | 0,208 | 55,4 | 0,0115 | 274,3 | 1575 | 4095,96 |
| КТП-ЕЩ2 | АВВГ 3×185 | 1 | 0,208 | 55,4 | 0,0115 | 213,6 | 1575 | 2484,57 |
| КТП-ЕЩ3 | АВВГ 3×185 | 1 | 0,208 | 55,4 | 0,0115 | 626, | 1575 | 21336,83 |
| КТП-ЕЩ4 | АВВГ 3×150 | 1 | 0,208 | 55,4 | 0,0115 | 72,55 | 1575 | 286,49 |
| КТП – РП11 | АВВГ 3×185 | 2 | 0,208 | 111 | 0,023 | 626,1 | 1575 | 42673,66 |
| ЕЩ-РП1 | АВВГ 3×70 | 1 | 0,549 | 74,4 | 0,041 | 274,3 | 1575 | 14524,36 |
| РП1-РП2 | АВВГ 3×50 | 1 | 0,769 | 53,3 | 0,041 | 213,6 | 1575 | 8838,01 |
| ЕЩ-РП3 | АВВГ 3×120 | 1 | 0,32 | 33,2 | 0,0106 | 626,0 | 1575 | 19607,18 |
| ЕЩ-РП4 | АВВГ 3×50 | 1 | 0,769 | 28,2 | 0,0217 | 72,54 | 1575 | 539,72 |
| ЕЩ-РП5 | АВВГ 3×185 | 1 | 0,208 | 46,9 | 0,0097 | 122,5 | 1575 | 692,68 |
| ЕЩ-РП6 | АВВГ 3×185 | 1 | 0,208 | 42,7 | 0,0089 | 35,86 | 1575 | 53,95 |
| ЕЩ-РП7 | АВВГ 3×150 | 1 | 0,256 | 47,6 | 0,0122 | 29,9 | 1575 | 51,41 |
| ЕЩ-РП8 | АВВГ 3×70 | 1 | 0,549 | 16,0 | 0,0088 | 67,43 | 1575 | 189,4 |
| ЕЩ-РП9 | АВВГ 3×120 | 1 | 0,32 | 52,1 | 0,0167 | 25,66 | 1575 | 51,86 |
| ЕЩ-РП10 | АВВГ 3×35 | 1 | 1,1 | 1076 | 0,1173 | 167,2 | 1575 | 15500,8 |
| ЕЩ-РП12 | АВВГ 3×120 | 1 | 0,32 | 119 | 0,038 | 76,94 | 1575 | 1066,36 |
| ЕЩ-РП13 | АВВГ 3×10 | 1 | 3,84 | 125 | 0,4782 | 41,27 | 1575 | 3849,79 |
| ЕЩ-РП14 | АВВГ 3×25 | 1 | 1,54 | 115 | 0,177 | 13,73 | 1575 | 157,69 |
| КТП-1ГШР | АВВГ 3×185 | 2 | 0,208 | 111 | 0,023 | 467,1 | 1575 | 23762,46 |
| КТП-2ГШР | АВВГ 3×185 | 2 | 0,208 | 1118 | 0,023 | 467,7 | 1575 | 23815,39 |
| Разом: | | | | | | | | 183578,62 |

Втрати енергії в трансформаторах визначаються по формулі, тис. кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_ф}{S_н} \right)^2 \cdot \tau, \qquad (3.8)$$

де n - число трансформаторів;

$\Delta P_{кз}$ і $\Delta P_{xx}$ – величини номінальних втрат у трансформаторах відповідно короткого замикання і холостого ходу, кВт;

$T_р$ - час роботи трансформаторів, год/рік (приймається рівним 12760 год/рік);

$S_ф$ - фактична потужність, що протікає по трансформаторах, кВА;

$S_н$ - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,45 \cdot 8760 + 0,5 \cdot 11 \cdot \left( \frac{1114}{1000} \right)^2 \cdot 1575 = 53672,56 \ \frac{кВт \cdot год}{рік}$$

Загальна потреба підприємства в електроенергії, кВт·год/рік:

$$E = E_а + \Delta E_л + \Delta E_T \ ; \qquad (3.9)$$

E=3198 + 183,6 + 53,7 = 3435,3 тис.кВт·год/рік.

### 3.3 Розрахунок плати з електроенергію

Плата за електроенергію визначається по одноставковому, двоставковому та триставковому тарифу.

Плата за електроенергію при одноставковому тарифу визначається як:

$$П = в \cdot E/100, \text{ грн}, \qquad (3.10)$$

де в – ставка тарифу за 1 кВт·год споживаної активної електроенергії, коп.;

Е – кількість енергії, що споживається, врахована по лічильнику.

П = 0,52·3435166,98 = 1786,3 тис.грн/рік.

### 3.4 Розрахунок скадових поточних витрат

#### 3.4.1 Розрахунок потреби в робочій силі

Витрати підприємства на зарплату визначаються на основі розрахунку чисельності експлуатаційних і ремонтних робочих. Основним критерієм при цьому є

кількість і тип електрообладнання загальнозаводської частини енергогосподарства.

Кількість робітників, необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування і мереж, визначається виходячи з трудомісткості робіт, що виконуються.

Персонал для ремонтних робіт, чол.:

$$Н_{пр} = \frac{Т_{п.р}}{Ф_{д} \cdot К_{В.Н}}., \qquad (3.11)$$

Експлуатаційні робітники, чол.:

$$Н_{обс} = \frac{Т_{обс}}{Ф_{д} \cdot К_{В.Н}}, \qquad (3.12)$$

де $Т_{пр}$ – річна планова трудоємність поточного ремонту, люд·год;

$Ф_{д}$ – дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робітника в рік; приймається рівним 1125-1900 год;

$К_{вн}$- плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках приймаємо для ремонтного персоналу $К_{вн}$ = 1,10, а для експлуатаційного – $К_{вн}$ = 1,05;

$Т_{обс}$ –річна планова трудоємність технічного обслуговування з обліком трудозатрат на огляди, люд·год.

Планова трудоємність відповідного виду робіт Т залежить від кількості однотипного устаткування, трудоємкості одиниці цих робіт і числа їх повторень протягом року.

Планова трудоємність відповідно визначається як, чол.-год/рік:

$$Т = П \cdot t_{норм} \cdot h, \qquad (3.13)$$

де П - число ремонтів даного виду в рік, на одиницю обладнання;

$t_{норм}$ - норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд·год;

h - кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить цьому виду ремонтних робіт.

Для схеми, представленої на рисунку 3.1 трудоємність ремонту вимикачів10 кВ , чол.–год/рік:

$$T = 1 \cdot 12 \cdot 7 = 112 \text{ чол.-год/рік.}$$

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і зв'язані з ними розрахункова кількість ремонтів у рік розроблені стосовно до енергоустаткування, що працює в двох змінах, тобто при $К_{зм}=2$.

Планова трудоємність технічного обслуговування кожної групи енергетичного устаткування і мереж складає, люд.-год/рік:

$$T_{т.о} = 12 \cdot t_{пр} \cdot К_{с.р} \cdot К_{зм} \cdot h, \qquad (3.14)$$

де 12 - число місяців у році;

$t_{пр}$ - планова (таблична) трудоємність поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год;

$К_{с.р}$ - коефіцієнт складності ремонту, що показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс.;

h - кількість обладнання в групі.

Для ТС, чол.-год/рік:

$$T_{т.о} = 12 \cdot 16 \cdot 0{,}1 \cdot 2 \cdot 7 = 268{,}8 \text{ (чол.-год/рік).}$$

Проводимо аналогічні розрахунки трудоємності технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Трудоємність поточного ремонту та технічного обслуговування

| Обладнання | Кіль-кість | Поточний ремонт | | | Огляд | | | Технічне обслуговування | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | К-сть на одиницю обладнання | Норма трудомісткості, люд·год | Загальна трудомісткість, люд·год | К-сть на одиницю обладнання | Норма трудомісткості, люд·год | Загальна трудомісткість, люд·год | Ксм | Кср | Число місяців в році | Загальна трудомісткість | Загальна трудомісткість обслуго-вування |
| Вимикач 10кВ | 7 | 1 | 16 | 112 | 2 | 1 | 14 | 2 | 0,1 | 12 | 267 | 283 |
| Вимикач 0,4, шт | 7 | 1 | 12 | 84 | 2 | 1 | 14 | 2 | 0,1 | 12 | 202 | 216 |
| КТП-1000 | 1 | 0,33 | 300 | 99 | 20 | 18 | 360 | 2 | 0,1 | 12 | 720 | 1080 |
| КЛ 10мм$^2$,км | 0,124 | 1 | 30 | 3,72 | 1 | 7,5 | 0,93 | 2 | 0,1 | 12 | 8,93 | 9,86 |
| КЛ 25мм$^2$,км | 0,114 | 1 | 30 | 3,42 | 1 | 7,5 | 0,855 | 2 | 0,1 | 12 | 8,21 | 9,06 |
| КЛ 35мм$^2$,км | 0,106 | 1 | 30 | 3,18 | 1 | 7,5 | 0,795 | 2 | 0,1 | 12 | 7,63 | 8,43 |
| КЛ 50мм$^2$,км | 0,053 | 1 | 46 | 2,438 | 1 | 11,5 | 0,609 | 2 | 0,1 | 12 | 5,85 | 6,46 |
| КЛ 70мм$^2$,км | 0,09 | 1 | 46 | 4,14 | 1 | 11,5 | 1,035 | 2 | 0,1 | 12 | 9,94 | 10,97 |
| КЛ 120мм$^2$,км | 0,185 | 1 | 54 | 9,99 | 1 | 13,5 | 2,497 | 2 | 0,1 | 12 | 24,0 | 26,47 |
| КЛ 150мм$^2$,км | 0,102 | 1 | 72 | 7,344 | 1 | 18 | 1,836 | 2 | 0,1 | 12 | 17,63 | 19,46 |
| КЛ 185мм$^2$,км | 0,715 | 1 | 72 | 51,48 | 1 | 18 | 12,87 | 2 | 0,1 | 12 | 123,6 | 136,42 |
| Разом: | | | | 321,8 | | | 409,4 | | | | 1396, | 1805,5 |

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$Н_{тр} = \frac{321,8}{1900 \cdot 1,1} = 0,15$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$Н_{обс} = \frac{1805,5}{1900 \cdot 1,05} = 0,9.$$

Згідно ПУЕ приймаємо $Н_{тр}$ = 2 чол., $Н_{обс}$ = 4 чол.

### 3.4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Основою для розрахунку фондів заробітної плати є системи, що застосовуються при оплаті праці є чисельність експлуатаційного і ремонтного персоналу, діюча тарифна система. З метою планування фонд заробітної плати робітників підрозділяється на годинний, денний і місячний (річний).

Виплата, зв'язана з фактично обробленим часом або виконаною роботою, утворює основну заробітну плату. В її склад входять: фонд прямої заробітної плати, премії відрядникам і святкові дні, оплата бригадирам за керівництво бригадою, доплата за навчання учнів.

Величина премії (відповідно категоріям енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25 %. У цих умовах фонд прямої заробітної плати:

а) для робітників, зайнятих на роботах по експлуатації й обслуговуванню енергообладнання і мереж, грн./рік:

$$Ф_е = Н_{обс} \cdot \beta_н \cdot t_{че} \cdot Ф_д, \qquad (3.15)$$

де $Ф_т$ - заробітна плата робітників-погодиників по тарифу;

$\beta_н$ - коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу (приймаємо рівним 0,9);

$t_{че}$ - годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду експлуатаційних робітників, рівному III, IV розряду;

$$t_{че} = (К3+К4)/2) \cdot С_I; \qquad (3.16)$$

де $С_I$ – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду (5 грн/год);

К3, К4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно.

$$t_{че} = ((1,18+1,32)/2) \cdot 5 = 6,25 \text{ грн/год};$$

Відповідно

$$Ф_е = 4 \cdot 0,9 \cdot 6,25 \cdot 1900 = 42750 \text{ грн/рік};$$

б) для робітників, що виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується по нормативній трудомісткості робіт, грн./рік:

$$Ф_р = Т_{пр} \cdot t_{чр}, \quad (3.17)$$

де $Ф_с$ – відрядна заробітна плата ремонтників, грн./рік;

$$t_{чр} = ( (К4+К5)/2)\cdot С_I, \quad (3.18)$$

де К4, К5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно.

$$Т_{чр} = ( ( 1,32+1,47)/2)\cdot 5= 6,975 \text{ грн./год},$$

$Т_{пр}$ – сумарна річна планова трудоємність поточного ремонту енергообладнання і мереж, люд. – год.

Тоді

$$Ф_р = 321,4\cdot 6,975 = 2241,7 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$Ф_о = Ф(1+0,05+0,01+\alpha), \text{ (грн./рік)}; \quad (3.19)$$

де Ф – тарифний фонд $Ф_т$ експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати $Ф_с$ ремонтного персоналу, грн./рік;

0,01 – частка доплат за роботу у святкові дні;

0,05 – частка доплат за роботу в нічний час;

$\alpha$ - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$Ф_{ое} = 42750\cdot(1+0,05+0,01+0,2) = 56002,5 \text{ грн/рік}$$

і для ремонтних:

$$Ф_{ор} = 2241,7 \cdot(1+0,05+0,01+0,25) = 2936,6 \text{ грн/рік}.$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15 % по відношенню до фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з обліком додаткової заробітної плати складе, грн/рік:

$$Ф_{од} = Ф_о\cdot 1,15; \quad (3.20)$$

$$Ф_{оед} = 56002,5 \cdot 1,15 = 64402,127 \text{ грн/рік};$$

$$Ф_{орд} = 2936,6 \cdot 1,15 = 3377,1 \text{ грн/рік}.$$

З метою утворення фонду соціального страхування здійснюються нарахування на заробітну плату.

Таким чином витрати по заробітній платі $С_{ЗП}$, розраховуються як, грн/рік:

$$С_{ЗП} = Ф_{ОБ} \cdot (1 + \frac{\beta_П + \beta_З + \beta_с}{100}), \qquad (3.21)$$

де $\beta_П$ – нарахування в пенсійний фонд, $\beta_П$ –=32 %;

$\beta_З$ – нарахування у фонд зайнятості, $\beta_З$ = 1,5 %;

$\beta_С$ – нарахування на соціальне страхування, $\beta_С$ = 4 %.

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$С_{зпе} = 64402,87 \cdot (1+\frac{32+1,5+4}{100}) = 88553,95 \ \frac{грн}{рік};$$

і ремонтному персоналу:

$$С_{зпр} = 3377,1 \cdot (1+\frac{32+1,5+4}{100}) = 4643,5 \ \frac{грн}{рік}.$$

### 3.4.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Річна вартість матеріалів для поточного ремонту кожного виду устаткування мереж, грн/рік:

$$С_{МПР} = 0,01 \cdot \sum_{i=1}^{f} Т_{ПРi} \cdot \sum_{j=1}^{q} m_{ПРi} \cdot Ц_{мj}, \qquad (3.22)$$

де – 0,01 – коефіцієнт приведення ;

*f* – кількість групп устаткування і мереж у схемі електропостачання;

$Т_{прі}$ – трудоємність поточного ремонту і-ої групи енергоустаткування, люд.-год;

q – число різновидів матеріалів;

$m_{прj}$ – норма витрати j-го виду матеріалу на 100 люд.-год трудомісткості поточного ремонту і-ої групи устаткування і мереж;

$Ц_{мj}$ – ціна одиниці матеріалу, грн.

Аналогічно проводиться розрахунок планової вартості матеріалів для здійснення технологічного обслуговування устаткування і мереж, грн/рік (3.22).

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі за допомогою таблиці 3.5

Таблиця 3.5 – Розрахунок вартості матеріалів включених у норму витрати

| Матеріал | Ціна матеріалу, грн. | Норми витрати 100 чол·год працемісткості ремонту і тех. обслуговування | Вартість матеріалу, грн. |
|---|---|---|---|
| Силові трансформатори | | 1000 | 1000 |
| Сталь сортова, кг | 32 | 6 | 192 |
| Провід установочний, м | 6,54 | 0,5 | 3,27 |
| Мідь-Алюміній (гола), кг | 29 | 62 | 1798 |
| Картон електроізол., кг | 55,5 | 1,4 | 77,7 |
| Лакотканина, $м^2$ | 40 | 0,2 | 8 |
| Кабельний папір, кг | 120 | 0,6 | 72 |
| Стрічка кіперна, м | 0,6 | 40 | 24 |
| Стрічка тафтяна, м | 1 | 112 | 112 |
| Стрічка азбестова, м | 0,4 | 0,05 | 0,02 |
| Лаки ізоляційні, кг | 70 | 1,5 | 105 |
| Емалі грунтові, кг | 50 | 2,5 | 125 |
| Масло трансформаторне, л | 40 | 0,512 | 20,48 |
| Бензин, л | 30 | 0,7 | 21 |
| Розчиники, кг | 33 | 0,12 | 3,96 |
| Маслостійка резина, кг | 67 | 0,4 | 26,8 |
| Резина профільна, кг | 35 | 0,13 | 4,55 |
| Припой олов'яно-свинц, кг | 900 | 0,02 | 18 |
| Припой мідно-фосфорний, кг | 1665 | 0,03 | 49,95 |
| Електроди, кг | 57 | 0,15 | 8,55 |
| Засоби кріплення, кг | 55 | 2 | 110 |
| Дріт кручений, м | 0,912 | 0,3 | 0,2736 |
| Обтиральні матеріали, кг | 7 | 0,4 | 2,8 |
| Разом: | | | 3783,354 |
| Кабельні лінії | | | |
| Сталь сортова, кг | 32 | 2 | 64 |
| Електроди, кг | 57 | 0,1 | 5,7 |
| Разом: | | | 69,7 |

Отже вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{МП.Р} = 0,01 \cdot (99 \cdot 3783,3 + (9,85+9,06+8,42+6,46+$$
$$+10,97+26,47+19,46+136,4) \cdot 5,54) = 3757,75 \text{ грн/рік}$$

і вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{ПО} = 0,01 \cdot (1080 \cdot 3783,3 + (9,85+9,06+8,42+$$
$$+6,46+10,97+26,47+19,46+136,4) \cdot 5,54) = 40868,98 \text{ грн/рік}$$

Таким чином, можна розрахувати:

витрати по обслуговуванню електроустановок і мереж, грн/рік:

$$C_{обс} = C_{зпе} + C_{мпо}, \qquad (3.23)$$

$$C_{обс} = 88553,95 + 40868,98 = 129422,93 \text{ грн/рік};$$

та витрати по їхньому поточному ремонті, грн/рік:

$$C_{пр} = C_{зпр} + C_{мпр}, \qquad (3.24)$$

$$C_{пр} = 4643,5 + 3757,75 = 8401,25 \text{ грн/рік};$$

### 3.5 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Засоби, призначені для повної заміни і часткового відновлення основних фондів, називаються амортизаційними відрахуваннями. Вони включаються в собівартість виготовленої на данному підприємстві продукції і реалізуються при її продажі.

Амортизаційні відрахування, тис. грн/рік:

$$C_а = а \cdot К, \qquad (3.25)$$

де К - капіталовкладення, грн.

$$C_а = 0,06 \cdot 355,849 = 21,35 \text{ тис.грн/рік.}$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат, виділяються інші витрати. Вони включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частина загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в розмірі 20 – 30 % суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік:

$$C_{ін} = \beta_{ін} \cdot (C_{обс} + C_{пр} + C_а); \qquad (3.26)$$

де $\beta_{ін}$ – коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$С_{ін}=0,25\cdot(129422,93 + 8401,25 +21350) = 39793,25 \text{ грн/рік.}$$

Річні витрати промислового підприємства, зв'язані з передачею і розподілом електричної енергії, включають наступні складові, тис.грн./рік:

$$С_п = С_{обс} + С_{пр} + С_а + С_{ін}, \qquad (3.27)$$

де $С_{обс}$ – витрати підприємства на матеріали і зарплату персоналу при обслуговуванні електромереж і устаткування, грн/рік.;

$С_{пр}$ – річні витрати на поточний ремонт устаткування і мереж, грн/рік;

$С_а$ – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$С_{ін}$ - інші витрати, грн/рік.

$$С_п = 129422,93 + 8401,25 + 21350 + 39793,25 = 198966 \text{ грн/рік.}$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передачі і розподілу електроенергії зведемо їх в таблицю 3.6.

Таблиця 3.6 – Кошторис річних поточних витрат

| Стаття витрат | Величина втрат, грн | Структура, % до підсумку |
|---|---|---|
| Витрати по експлуатації енергоустаткування і мереж | 129422,93 | 65,05 |
| Поточний ремонт | 8401,25 | 4,22 |
| Амортизаційні відрахування | 21350 | 10,73 |
| Інші витрати | 39793,25 | 20,00 |
| Разом: | 198967,43 | 100,00 |

## 3.6 Розрахунок сумарних витрат

Промислові підприємства, що споживають електроенергію від зовнішнього джерела, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії по тарифу, а з іншого – несуть додаткові витрати при передачі та розподілі електроенергії від мереж енергосистеми до цехових споживачів. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$С_{сум} = П + С_п, \qquad (3.28)$$

де П – плата за електроенергію енергосистемі;

$С_п$ – річні витрати підприємства по передачі електроенергії.

Таким чином, сумарні витрати визначаються як:

$$С_{сум} = 1786286,83 + 198966 = 1985252,83 \text{ грн../рік.}$$

### 3.7 Розрахунок собівартості електроенергії

Особливістю визначення собівартості електроенергії є те, що при цьому враховуються не тільки витрати на її трансформацію і передачу, але і вартість енергії, що купляється. Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп../кВт·г:

$$S = \frac{С_{сум} \cdot 100}{E_a}, \qquad (3.29)$$

де $С_{сум}$ - величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис·грн/рік;

$E_a$ - річна кількість корисної споживаної підприємством електроенергії, тобто без обліку втрат у лініях і трансформаторах, кВт.год/рік.

$$S = \frac{1985252,83 \cdot 100}{3197915,8} = 62,08 \ \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Отже, собівартість електроенергії на даномі підприємстві становить 62,08 коп./кВт·год.

## 4 Охорона праці

ЗМ спеціалізується на ремонті вантажних машин, виробництві автосторпів, грейферів, лещат пломбувальних, ножиць для різання дроту, запірно-пломбувальних пристроїв для вагонів, контейнерів, товарів народного вжитку (культиваторів, візків та ін.).

Основними видами виробництва є:

- обробка на металообробному обладнанні;
- фарбувальні роботи методом пневматичного розпилення;
- деревообробне.

Дільниці, що проектуються, знаходяться в корпусі металообробки з дільницею гальванопокрить.

На електрослюсарно-ремонтній дільниці виконуються роботи по ремонту електрообладнання. Розвантажування напільного транспорту біля корпусу і транспортування вантажів на електрослюсарно-ремонтну дільницю здійснюється підвісною електричною таллю вантажопідйомністю 0,5 т.

На ковальсько-пресовій та слюсарно-ремонтній дільницях виконуються ковальські, холодні штампувальні, електрозварювальні роботи.

Для виконання транспортно-технологічних операцій на слюсарно-ремонтній дільниці передбачений підвісний електричний кран вантажопідйомністю 1 т, на ковальсько-пресовій дільниці – кран підвісний електричний вантажопідйомністю 3,2 т.

На ковальсько-пресовій, електрослюсарно-ремонтній, слюсарно-ремонтній дільницях згідно ГОСТ 12.0.003–74 присутні такі небезпечні фактори:

– фізичні (машини і механізми, що рухаються; незахищені елементи виробничого обладнання, що рухається; вироби, заготовки, матеріали, що рухаються; підвищена запиленість повітря робочої зони; підвищена та понижена температура

поверхонь обладнання і матеріалів; підвищений рівень шуму на робочому місці; підвищений рівень вібрації; небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання в якому може призвести протікання струмів через тіло людини);

– психофізіологічні (фізичні – динамічні перевантаження; нервово-психічні – перенапруга аналізаторів, емоційне перевантаження).

### 4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

Виробництво відноситься до 5 класу виробництва. Для зменшення впливу яскравості зварювальної дуги на працюючих і зменшення контрасту між дугою і оточуючими предметами, інтер'єр приміщень, обладнання, цехів і дільниць електродугових методів зварювання необхідно фарбувати в світлі тони (сірий, жовтий, блакитний) з дифузійним відбиванням світла, використовувати цинкові і титанові білила і жовтий крон для поглинання ультрафіолетового випромінювання [11].

Зварювальні пости при зварюванні відкритою дугою повинні бути огороджені ширмами чи щитами, які не горять. Між обшивкою і підлогою необхідно залишити зазор не менше 50 мм. Площа на один зварювальний пост в кабіні повинна бути не менше 3 м$^2$.

Допоміжні приміщення слід розміщувати в прибудовах до виробничих будівель в місцях з найменшою дією шкідливих і небезпечних виробничих факторів. У вбиральнях і душових підлога повинна бути вологостійкою і нековзаючою поверхнею, світлих тонів, стіни і перегородки – облицьовані плиткою світлих тонів на висоту 1,8 м. Закриті душові кабіни мають розмір 1,8×0,9 м.

### 4.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Згідно діючим нормам і правилам по охороні праці, з метою забезпечення безпечної експлуатації засобів механізації навантажувально-розвантажувальних транспортних робіт передбачено [12]:

– у виробничих приміщеннях, де встановлені крани електричні підвісні, їх обслуговування передбачається монтажно-телескопічними підйомниками;

– на дільниці “Блок технологічних резервуарів ОС”, над вхідними дверима повісити попереджувальний напис, який світиться, про заборону знаходження людей під вантажем, що опускається.

Для електроустановок напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю основним заходом захисту прийнято заземлення [22].

Як захистні провідники використано окрему жилу кабелю живлення, нейтральні провідники групової мережі освітлення, металеві конструкції виробничого призначення.

Проектом спеціальних заходів по вирівнюванню потенціалів не передбачається, але для цілей вирівнювання потенціалів металеві корпуси обладнання, трубопроводи всіх призначень повинні бути з'єднані між собою та приєднані до мережі заземлення.

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися у відповідності з паспортними значеннями номінального струму та напруги. В процесі експлуатації слід постійно контролювати стан контактних з'єднань та ізоляції апаратури, відсутність слідів дуги та оплавлення ошинування, опір ізоляції силових та освітлювальних мереж, правильність підключення захисних провідників.

Забезпечення техніки безпеки в електропостачанні, електроустаткуванні силовому та електроосвітленні зроблено шляхом:

– вибору відповідного виконання електрообладнання, апаратів, пристроїв, електромереж;

– селективністю спрацювання апаратів захисту.

Технологічні процеси на слюсарно-ремонтній та електрослюсарно-ремонтній дільницях супроводжуються виділенням в повітря робочої зони абразивно-металевого пилу.

Тому в ремонтних майстернях від обладнання, що виділяє абразивно-металевий пил, застосовано пиловідсмоктуючі агрегати з рукавними фільтрами, які встановлені безпосередньо на дільницях біля обладнання і з яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення.

Характеристика пиловідсмоктуючого агрегату наведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Характеристика пилогазоочисного обладнання

| Найменування | Забруднюючі речовиини, за якими проводиться газоочистка | Концентрація на вході ГОУ, мг/м$^3$ (максимальна) | Ефективність роботи ГОУ, % | Концентрація на виході ГОУ, мг/м$^3$ (максимальна) |
|---|---|---|---|---|
| Агрегат відсосу пилу | Пил абразивно-металевий | 100 | 98,0 | 2,0 |

### 4.2.1 Мікроклімат

До нього відносяться [13]:

1) Допустимі температури повітря в різні пори року (зима-літо). Різне електроустаткування в процесі праці виділяє певну кількість теплоти, що здійснює різний вплив на температуру повітря в робочій зоні. Також важливо визначити температуру навколишнього повітря. Якщо середня температура повітря самого теплого місяця перевищує 25°С, допустиму температуру повітря в приміщенні можна підвищувати в теплий період року на 3 °С, але не вище 31 °С.

2) Відносна вологість і швидкість руху повітря. Відносна вологість представляє собою відношення потужності водяної пари, яка знаходиться у повітрі, до потужності насиченої пари при тій же температурі і виражається в %.

Для підвищення працездатності і збереження здоров’я важливо створити для людини стабільні метеологічні умови – мікроклімат повітряного середовища, який складається з температури, відносної вологості, швидкості руху повітря та інтенсивності теплового випромінювання. Оптимальні показники мікроклімату розповсюджуються на всю робочу зону приміщення, допустимі – на постійні і непостійні робочі місця робочої зони. Допустимі показники встановлюються у випадках, коли по технологічним, технічним та економічним причинам неможливе забезпечення оптимальних показників. Роботи на дільницях в основному відносяться до фізичних робіт середньої важкості (категорії робіт – IIб).

IIб – роботи, що виконуються стоячи, пов’язані з ходінням, перенесенням невеликих вантажів (до 1 кг) і супроводжуються помірним фізичним напруженням (енерговитрати організму 200-250 ккал/год (232-293Дж/с)).

Відповідно до вищенаведеного отримаємо такі нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні виробничого приміщення (таблиця 4.2).

Таблиця 4.2 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні виробничого приміщення

| Період року | Категорія робіт | Температура, $^0$C | | Відносна вологість | Швидкість руху кисню, м/с |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Допустима на робочих місцях | | Допустима на постійних та непостійних робочих місцях | Допустима на постійних та непостійних робочих місцях |
| | | Постійних | Непостійних | | |
| Холодний | Середньої важкості: IIб | 15-21 | 13-23 | 75 | не більше 0,4 |
| Теплий | Середньої важкості: IIб | 16-27 | 15-29 | 70 при 25 $^0$C | 0,2-0,5 |

### 4.2.2 Виробниче освітлення

На даних дільницях передбачено систему загального освітлення. Також на даному об’єкті передбачається аварійне освітлення [14. 15].

Система освітлення, що проектується, повинна забезпечувати норму освітленості. роботи на ковальсько-пресовій, електрослюсарно-ремонтній, слюсарно-ремонтній дільницях відносяться до IV-го розряду робіт, тому норма освітленості становить 300 лк. Роботи в блоці технологічних резервуарів відносяться до 8-го розряду робіт (при періодичному перебуванні людей в приміщенні), тому норма освітленості становить 30 лк.

Таблиця 4.3 – Вибір ламп денного світла з [14]

| Дільниця | Тип лампи | Довжина лампи зі штирками (з цоколем)/її діаметр, мм | Номінальна потужність лампи, $P_{ном}$, Вт | Розрахунковий світловий потік, Ф, лм |
|---|---|---|---|---|
| Електрослюсарно-ремонтна | ЛБ40-4 | 1213,6/40 | 40 | 3000 |
| Слюсарно-ремонтна | ЛБ65-4 | 1514,2/40 | 65 | 4550 |
| Блок технологічних резервуарів ОС | Б220-100<br>Б220-60 | 129/66<br>114/61 | 100<br>60 | 1350<br>715 |
| Ковальсько-пресова | ДРЛ-400 | 292/122 | 400 | 19000 |

Аварійне освітлення повинно створювати на поверхнях, що вимагають обслуговування, освітленість 5 % від нормованої для загального освітлення. Тому на ковальсько-пресовій, електрослюсарно-ремонтній, слюсарно-ремонтній дільницях норма аварійної освітленості становить 15 лк і в блоці технологічних резервуарів – 1,5 лк.

Таблиця 4.4 – Вибір ламп аварійного освітлення з [14]

| Дільниця | Тип лампи | Довжина лампи зі штирками (з цоколем)/її діаметр, мм | Номінальна потужність лампи, $P_{н}$, Вт | Розрахунковий світловий потік, Ф, лм |
|---|---|---|---|---|
| Електрослюсарно-ремонтна | ЛБ40-4 | 1213,6/40 | 40 | 3000 |
| Слюсарно-ремонтна | ЛБ65-4 | 1514,2/40 | 65 | 4550 |
| Блок технологічних резервуарів ОС | Б220-100 | 129/66 | 100 | 1350 |
| Ковальсько-пресова | Г230-500 | 240/112 | 500 | 8300 |

Таблиця 4.5 – Вибір світильників

| Тип світильника | Кількість ламп, шт | Номінальна потужність, Вт | Довжина, мм | Ширина, мм |
|---|---|---|---|---|
| ЛСП02В | 2 | 2×40, 2×65 | 1234, 1534 | 276 |
| НСП11-234 | 1 | 100 | - | - |
| НСП11-002 | 1 | 500 | - | - |
| НПП-01В | 1 | 60 | - | - |
| РСП11-002 | 1 | 400 | - | - |

Світильники ЛСП02В, РСП11 та НПП-01В мають косинусну криву розподілення сили світла (КРСС), НСП11 – рівномір КРСС.

Відповідно природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – (КПО) або е:

$$e = \frac{E_{ВН}}{E_{зовн}} \cdot 100\ \%, \qquad (4.1)$$

де $E_{вн}$ – внутрішня природна освітленність у приміщенні в місці, що розглядається, лк;

$E_{зовн}$ – зовнішня природна освітленність дифузним світлом всього небосхилу, замірена одночасно з $E_{вн}$, лк.

$$e^{IV} = e^{III} \cdot m \cdot c, \qquad (4.2)$$

де $e^{III}$ – значення КПО для будівель, розміщених в III поясі світлового клімату;

m – коефіцієнт світлового клімату, m = 0,9;

с – коефіцієнт сонячного клімату, при орієнтації вікон на північний захід, с = 0,75.

$$e^{IV} = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,75 = 0,675\ \% \qquad (11.3)$$

### 4.2.3 Виробничий шум

Дія шуму на людину може викликати різні загально-біологічні подразнення, функціональні розлади та механічні ушкодження [16]. Тривала дія інтенсивного

шуму може призводити до патологічного стану слухових органів, до втоми та виникання професійних захворювань. Шум призводить до змін серцево-судинної системи, які супроводжуються погіршенням тонусу та ритму серцевого биття, зміни артеріального тиску.

Контроль рівня шуму потрібно виконувати не менше одного разу на рік. Захист від шуму повинен виконуватись розробкою шумобезпечної техніки, використанням методів і пристроїв колективного захисту, а також будівельно-акустичними методами. Основними методами колективного захисту є: зниження шуму в джерелі його виникнення та на шляху розповсюдження.

На ковальсько-пресовій, електрослюсарно-ремонтній, слюсарно-ремонтній дільницях шум є постійним, по походженню механічний та аеродинамічний. В блоці технологічних резервуарів шум не є постійним.

Шум погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює прийом та сприйняття інформації, зменшує продуктивність праці, збільшує брак в роботі, створює передумови до виникнення нещасних випадків.

На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях і на території підприємства маємо такі допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку (таблиця 4.6).

Таблиця 4.6 – Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства

| Вид трудової діяльності, робоче місце | Рівні звукового тиску, дБ в октавних полосах із середньо-геометричними частотами, Гц | | | | | | | | | Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку, дБ А |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | |
| На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства | 107 | 95 | 87 | 82 | 78 | 75 | 73 | 71 | 69 | 80 |

Відповідно нормуються допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с$^2$), або логарифмічні рівні віброшвидкості:

$$L = 20 \cdot \lg \frac{V_1}{V_0},\ \text{дБ}, \qquad (4.4)$$

де $V_1$ – середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с;

$V_0 = 5 \cdot 10^{-8}$, м/с – вихідне значення віброшвидкості.

### 4.2.4 Виробничі вібрації

На даних дільницях, в основному, має місце локальна вібрація, яка викликає різні ступені судинних нервово-м'язових, кістково-суставних та інших порушень. Спазми судин починаються з кінцевих фаланг пальців і розповсюджуються на всю кисть, передпліччя і судини серця [17, 18].

Таблиця 4.7 – Допустимі рівні локальної вібрації на постійних робочих місцях

| Октавні полоси з середньо-геометричними частотами, Гц | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 4 | 8 | 16 | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 |
| – | – | 2,8 / 115 | 1,4 / 109 | 1,4 / 109 | 1,4 / 109 | 1,4 / 109 | 1,4 / 109 | 1,4 / 109 | 1,4 / 109 |

Примітка – В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с·10$^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Відповідно з вимогами "Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів" передбачено заходи по зниженню виробничих шумів і вібрацій від робочого обладнання. Захист від шуму і вібрацій здійснюється сукупністю об'ємо-планувальних, технологічних і конструктивних рішень з додержанням вимог СНиПII-12-77 "Защита от шума" .

Для зниження шуму і вібрацій передбачається:

– приміщення, в яких розміщується вентиляційне, ковальсько-пресове обладнання, відокремлені від інших приміщень звукоізолюючими стінами та перегородками;

– вентиляційні установки, які є основними джерелами шуму і вібрації, встановлені на віброізолюючих амортизаторах і окремих фундаментах;

– використання гнучких всавок між вентиляторами та газоходами;

– вибір оптимальних швидкостей руху повітря і теплоносія.

Границя селбищної території відмежована насадженням листяних дерев та будовами підприємства.

На ковальсько-пресовій, електрослюсарно-ремонтній, слюсарно-ремонтній дільницях для виключення випадків перевищення допустимого рівня шуму необхідно регулярно здійснювати контроль роботи обладнання, яке шумить, і своєчасно усувати недоліки, що викликають підвищення рівня шуму під час роботи обладнання.

## 4.3 Заземлення і захист від блискавки

### 4.3.1 Розрахунок грозозахисту

Виробничі, житлові й суспільні будівлі і споруди промислових підприємств в залежності від їх призначення, географічного місця розміщення, пов'язаного з інтенсивністю грозової діяльності і очікуваною кількістю уражень їх блискавкою, повинні бути забезпечені грозозахистом.

У відповідності з таблицею 1 п.5 [19] при ступені вогнестійкості будівельних конструкцій II, корпус металообробки відноситься до III категорії по грозозахисту. Грозозахист корпусу виконується блискавкоприймальною сіткою.

Блискавкоприймальна сітка повинна бути виконана із сталевої проволоки діаметром не менше 6 мм і покладена на покрівлю зверху або під негорючій або важкогорючій утеплювач або гідроізоляцію. Шаг комірки сітки повинен бути не більше 12×12 м. Вузли з'єднуються зварюванням. Металеві елементи, що виступають над дахом, (труби, шахти, вентиляційні пристрої) приєднуються до блискавко-

приймальної сітки, а неметалеві елементи, що виступають над дахом, – обладнуються додатковими блискавкоприймальниками, які також приєднуються до блискавкоприймальної сітки. Струмовідводи від блискавкоприймальної сітки повинні бути прокладені до заземлювачів не рідше ніж через 25 м по периметру будівлі. Струмовідводи виконуються з оцинкованої проволоки діаметром 8 мм.

Так як питомий опір ґрунту не більше 100 Ом·м і площа будівлі менше 900 м$^2$, то по периметру будівлі в землі на глибині не менше 0,5 м прокладаємо зовнішній контур заземлення, що складається з горизонтальних електродів (сталеві полоси 40×4 мм$^2$).

### 4.3.2 Розрахунок заземлення

Заземлення електроустановок здійснюється навмисним з'єднанням їх із заземлюючим пристроєм [19].

Заземлюючим пристроєм називається сукупність заземлювача і заземлюючих провідників.

Заземлювачем називається металевий провідник або група провідників, що знаходяться в безпосередньому контакті з землею.

Заземлюючими провідниками називаються металеві провідники, що з'єднують заземлені частини електроустановок з заземлювачем.

Розрахунок заземлюючих пристроїв зводиться до розрахунку власне заземлювача, так як заземлюючі провідники в більшості випадків приймаються по умовам механічної міцності і стійкості до корозії по ПУЕ [20] і ПТЕ[21].

Згідно ПУЕ опір заземлення не повинен перевищувати 4 Ом. Отже, розрахунковим є опір заземлення $r_з$ = 4 Ом.

Визначимо необхідний опір штучного заземлювача з урахуванням використання водопроводу в якості паралельної вітки заземлення:

$$R_{шт} = \frac{R_п \cdot r_з}{R_п - r_з} = \frac{9 \cdot 4}{9 - 4} = 7{,}2\ Ом \qquad (1.106)$$

де $R_{шт}$ – опір штучного заземлювача, Ом;

$R_п$ – опір природного заземлювача, Ом;

$r_з$ – допустимий опір заземлюючого пристрою, Ом.

Опір ґрунту – суглинок – становить 100 Ом·м. Підвищуючі коефіцієнти К для другої кліматичної зони приймаємо рівними 4,5 для горизонтальних електродів при глибині закладання 0,8 м і 1,8 для вертикальних електродів довжиною 2 – 3 м при глибині закладання їхнього верхнього кінця 0,5 – 0,8 м.

Розрахункові питомі опори ґрунту:

– для горизонтальних електродів

$$\boldsymbol{\rho_{розр.г} = 4{,}5 \cdot 100 = 450 \ \ Ом \cdot м} \qquad (4.5)$$

– для вертикальних електродів

$$\boldsymbol{\rho_{розр.в} = 1{,}8 \cdot 100 = 180 \ Ом \cdot м} \qquad (4.6)$$

Визначаємо опір розтіканню одного вертикального електрода – кутика № 50 довжиною 2,5 м при зануренні нижче рівня землі на 0,7 м по формулі:

$$R_{во} = \frac{\rho_{розр.в}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \qquad (4.7)$$

де $\boldsymbol{d = d_{к.у} = 0{,}95 \cdot b = 0{,}95 \cdot 0{,}05 = 0{,}0475 \ м}$,

де $d_{к.у}$ – еквівалентний діаметр кутика, м;

b – ширина сторін кутика, м.

$$t = 0{,}7 + \frac{2{,}5}{2} = 1{,}95 \text{ м} \qquad (4.8)$$

$$R_{во} = \frac{180}{2 \cdot \pi \cdot 2{,}5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 2{,}5}{0{,}0475} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1{,}95 + 2{,}5}{4 \cdot 1{,}95 - 2{,}5} \right) = 57{,}1 \text{ Ом}$$

Визначаємо приблизну кількість вертикальних заземлювачів при коефіцієнті використання $\eta_в = 0{,}76$:

$$n = \frac{R_{во}}{\eta_в \cdot R_{шт}} = \frac{57{,}1}{0{,}76 \cdot 7{,}2} = 10{,}447 \qquad (4.9)$$

Визначаємо опір розтіканню горизонтальних електродів – полоси 40×4 мм$^2$, який приварений до верхніх кінців кутиків. Коефіцієнт використання з'єднувальної

полоси в контурі при кількості кутиків порядку 10 і відношенні a/l = 2 у відповідності з таблицею 10-7 [2] приймаємо рівним $\eta_г = 0,4$.

Опір розтіканню полоси по периметру корпуса (***l*** = 250 м) по формулі [19] дорівнює:

$$R_г = \frac{1}{\eta_г} \cdot \frac{\rho_{розр.г}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} = \frac{1}{0,4} \cdot \frac{450}{2 \cdot \pi \cdot 250} \cdot \ln \frac{2 \cdot 250^2}{0,0475 \cdot 0,7} = 10,843 \text{ Ом} \qquad (4.10)$$

Уточнений опір вертикальних електродів:

$$R_в = \frac{R_г \cdot R_{шт}}{R_г - R_{шт}} = \frac{10,843 \cdot 7,2}{10,843 - 7,2} = 21,43 \text{ Ом} \qquad (4.11)$$

Уточнена кількість вертикальних електродів визначаємо при коефіцієнті використання $\eta_в = 0,66$, прийнятого з [19] при n = 10 і a/l = 2:

$$n = \frac{R_{во}}{\eta_в \cdot R_в} = \frac{57,116}{0,66 \cdot 21,43} \approx 4 \qquad (4.12)$$

Остаточно приймаємо чотири вертикальних кутика, при цьому опір розтіканню дещо менше розрахункового.

## Висновки

В результаті виконання магістерської роботи була запроектована система електропостачання ЗМ з урахуванням всіх необхідних рекомендацій ПУЕ і нормативних документів.

Було розраховано – середні та розрахункові навантаження цехів та заводу методами коефіцієнта використання та попиту.

Були вирішені задачі:

– по визначенню оптимальної потужності трансформаторів КТП;

– оптимального перерізу зовнішньої живлячої лінії 10 кВ та кабельних ліній внутрішньозаводської мережі 0,38 кВ;

–оптимальної потужності компенсуючих пристроїв 0,38 кВ по мінімуму приведених затрат в СЕП.

По кожній згаданій задачі було прийняте необхідне проектне рішення, котре створювало проміжний опис системи електропостачання. Всі виконані задачі пов'язані між собою і таким чином спільно є необхідним і достатнім описом СЕП, що проектується, тобто є результатом проектування.

Вибрані кабелі і комутаційні апарати стійкі до дії струмів КЗ.

Для трансформаторів КТП передбачений захист від ненормальних режимів роботи. Згідно ПУЕ на підприємстві передбачений облік електричної енергії. Для оптимізації режимів електроспоживання був здійснений вибір регулювальних відпайок трансформаторів КТП.

При розрахунку цехових мереж була вибрана оптимальна система електропостачання, яка забезпечує допустимі втрати напруги в лініях.

В економічній частині дипломної роботи були розраховані основні техніко-економічної показники системи електропостачання підприємства, які дозволяють зробити висновок про економічну доцільність системи.

Були розроблені заходи по нормалізації стану виробничого середовища, по убезпеченню працюючих.

**Література**

1. Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / М. Й. Бурбело – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 122 с.

2 Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

3 Мельников М. А., "Внутризаводское электроснабжение": Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2004 – 180 с.

4 Мельников М. А., "Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий": Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2004 – 178 с.

5 Справочник-каталог. Электротехническая продукция предприятий Украины. Ч. 1. Электротехнические изделия общепромышленного исполнения до 1000 В / под ред. В. Д. Козлова и Е. И. Удода. – К. : «Варта», 1995. – 136 с.

6 Справочник-каталог. Электротехническая продукция предприятий Украины. Ч. 2. Электротехнические изделия общепромышленного исполнения выше 1000 В / под ред. В. Д. Козлова и С. Я. Меженного. – К. : НАУ, 1998. – 172 с.

7 СОУ-НЕЕ 20.178:2008 Настанова «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій». Мінпаливенерго України, 2008. – 78 с.

8 Мельников М. А., "Внутрицеховое электроснабжение": Учебное пособие – Томск: изд. ТПУ, 2002 – 143 с.

9 Економіка підприємства: Підручник / За заг. ред. д. е. н., проф. Л. Г. Мельника. – Суми: ВТД „Університетська книга", 2004. – 648 с.

10 Василега П.О Електропосточання: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетьска книга», 2008. –415 с.

11 Закон України Про охорону праці, №235-IV, 22.11.2002.

12 М.П. Гандзюк, Є.П. Желібо, М.О. Халімовський – Основи охорони праці – Київ, Каравелла 2004.

13 ГОСТ 12.2.002-75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

14 Справочная книга для проектирования электрического освещения. / Под ред. Г.М. Кнорринга. – Л.: Энергия, 1976. – 346 с.

15 ДБН В.2.5-28-2006. Естественное и искусственное освещение.

16 ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

17 ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

18 ГОСТ 12.4.012-75. Вибрация. Средства измерения и контроля вибрации на рабочих местах. Технические требования.

19 РД 34.21.122-87 “Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений”.

20 Правила улаштування електроустановок. – Х.: Видавництво «Форт». 2017 –800 с.

21 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів Київ: 2012 р.–108с

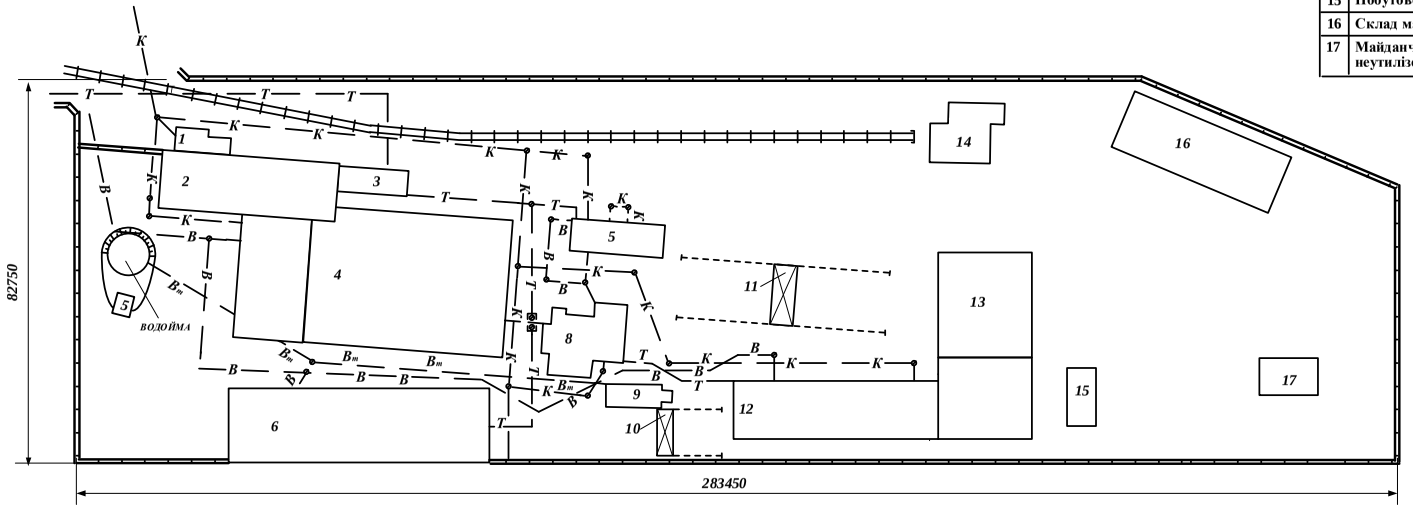
22 ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.- К.: Держнаглядохоронпраці, 2000. - 382 с.

МР.5.8.141.113.ГЧ

**ЕКСПЛІКАЦІЯ БУДІВЕЛЬ І СПОРУД**

| № | Назва | Примітка |
|---|---|---|
| 1 | Прохідна | |
| 2 | Адміністративно - побутовий корпус | |
| 3 | Теплопункт | |
| 4 | Ділянка №1 | |
| 5 | Насосна | |
| 6 | Ділянка №2 | |
| 7 | Приміщення електроерозійної обробки | |
| 8 | Покрасочний цех | |
| 9 | Побутове приміщення | |
| 10 | Мостовий кран | |
| 11 | Мостовий кран | |
| 12 | Корпус металообробки | |
| 13 | Термічне відділення | |
| 14 | Приміщення для столярних робіт | |
| 15 | Побутове приміщення | |
| 16 | Склад матеріалів | |
| 17 | Майданчик тимчасового зберігання неутилізованих відходів | |

## План інженерних мереж тепло-, водопостачання, постачання технічної води, каналізації




— Т — *Теплопостачальні мережі*
— В — *Водопостачальні мережі*
— Вт — *Мережі постачання технічної води*
— К — *Каналізаційні мережі*

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | МР.5.8.141.113.ГЧ |
| Розробив | | Чистяков О | | | Генеральний план підприємства |
| Перевірив | | Лебединський | | | |
| Консульт. | | Лебединський | | | |
| Редагув. | | | | | Проектування системи електропостачання та визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів |
| Н.контр. | | Єфімов Г.П. | | | |
| Затвердив | | Лебединський | | | |

| Літ. | Маса | Масштаб |
|---|---|---|
| Н | | 1:500 |
| Аркуш 1 | Аркушів 5 | |

Сум.ДУ, гр.ЕТмди-91п

МР.5.8.141.113.ПЗ

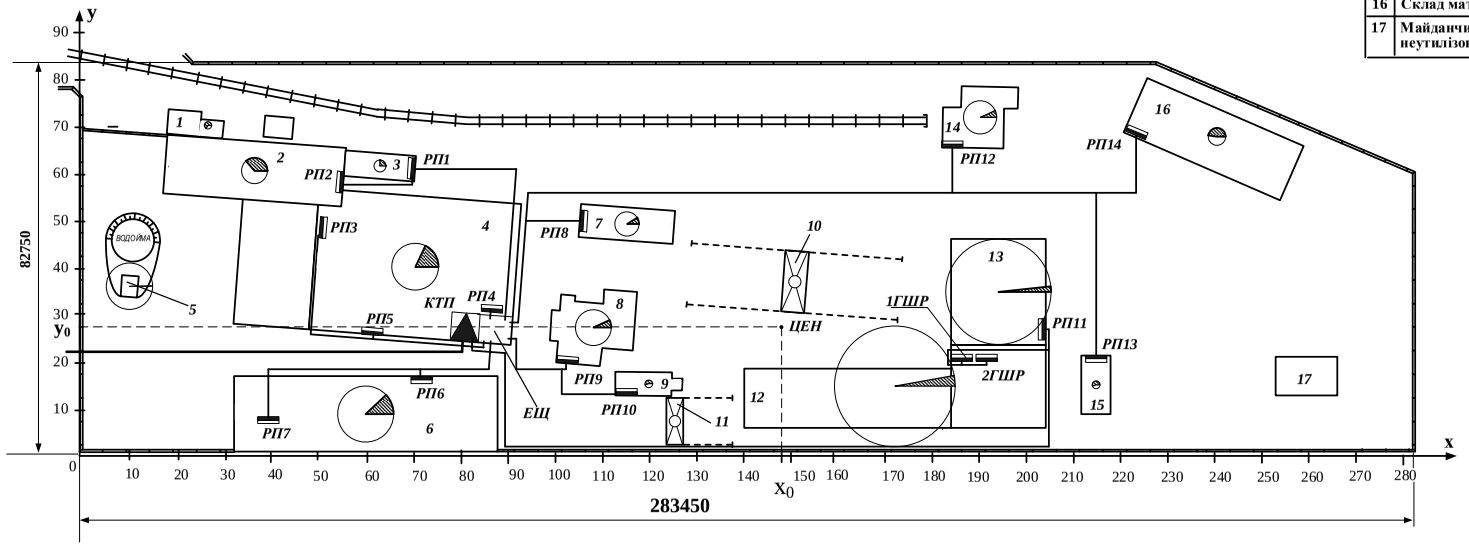
Арк 113

МР.5.8.141.113.ГЧ

**ЕКСПЛІКАЦІЯ БУДІВЕЛЬ І СПОРУД**

| № | Назва | Примітка |
|---|---|---|
| 1 | Прохідна | |
| 2 | Адміністративно - побутовий корпус | |
| 3 | Теплопункт | |
| 4 | Ділянка №1 | |
| 5 | Насосна | |
| 6 | Ділянка №2 | |
| 7 | Приміщення електроерозійної обробки | |
| 8 | Покрасочний цех | |
| 9 | Побутове приміщення | |
| 10 | Мостовий кран | |
| 11 | Мостовий кран | |
| 12 | Корпус металообробки | |
| 13 | Термічне відділення | |
| 14 | Приміщення для столярних робіт | |
| 15 | Побутове приміщення | |
| 16 | Склад матеріалів | |
| 17 | Майданчик тимчасового зберігання неутилізованих відходів | |

## План інженерних мереж електропостачання




Умовні позначення

Комплектна трансформаторна підстанція 2 КТП - 1000 - 10/0,4

ЕЩ Електрощитова

Розподільчий пункт (РП) або головна розподільча шафа (ГШР)

Силове навантаження

Освітлювальне навантаження

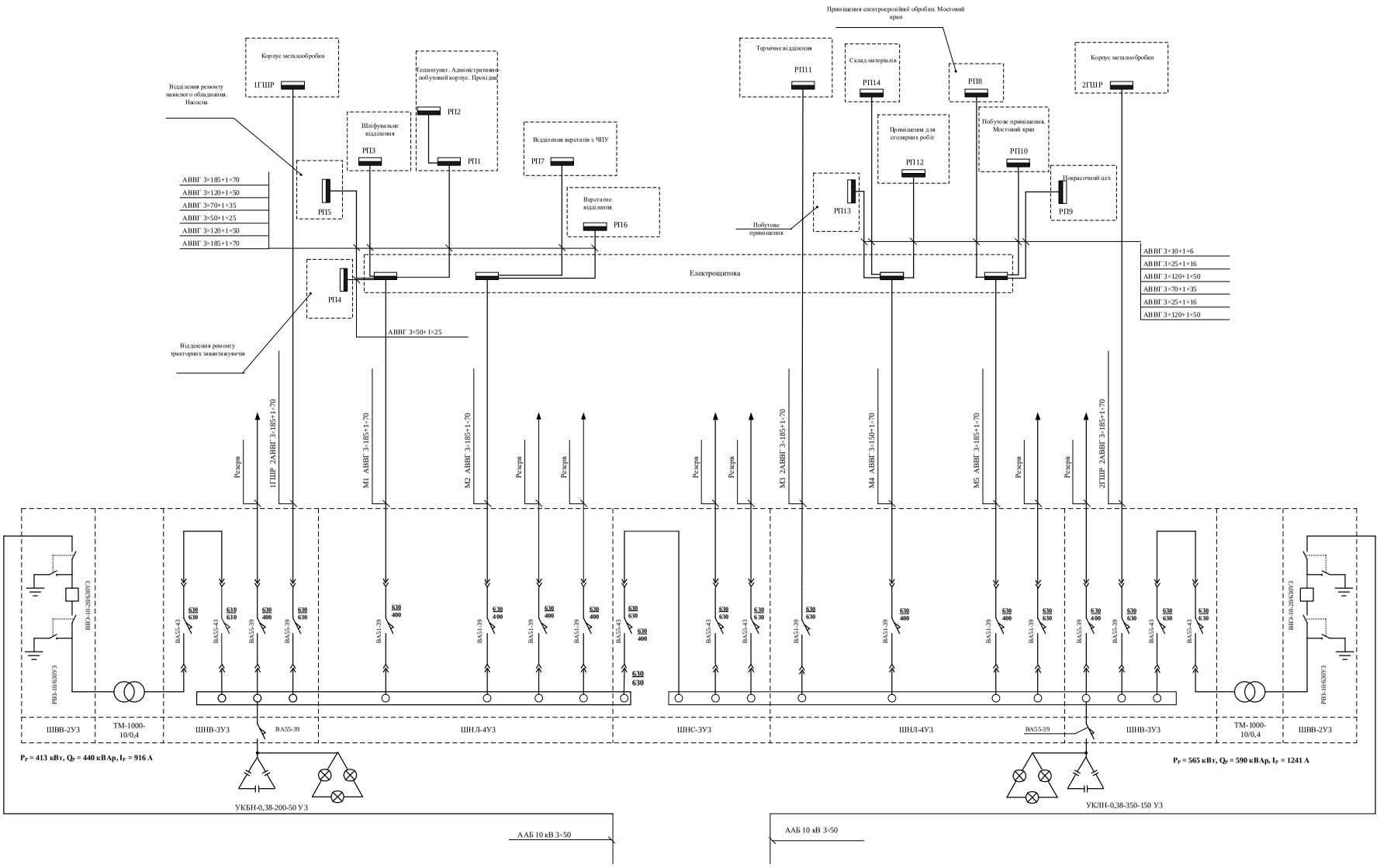
Масштаб картограми: 1 мм$^2$ - 0,2 кВт

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | МР.5.8.141.113.ГЧ | |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |
| Розробив | | Чистяков О | | | Картограма електричних навантажень | Літ. / Маса / Масштаб: Н / 1:500 |
| Перевірив | | Лебединський | | | | |
| Консульт. | | Лебединський | | | | Аркуш 1 / Аркушів 5 |
| Реценз. | | | | | Проектування системи електропостачання та визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів | СумДУ, гр.ЕТмдн-91п |
| Н.контр. | | Сфомов Г.П. | | | | |
| Затвердив | | Лебединський | | | | |

Зм | Арк | № докум. | Підпис | Дата

МР.5.8.141.113.ПЗ

Арк 114




| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | МР.5.8.141.113.ГЧ |
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | |
| Розробив | | Чистяков О. | | | Однолінійна схема електропостачання |
| Перевірив | | Лебединський | | | |
| Консульт. | | Лебединський | | | |
| Реценз. | | | | | |
| Н.контр. | | Єфімов Г.П. | | | Проектування системи електропостачання та визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів |
| Затвердив | | Лебединський | | | |

| Літ. | Маса | Масштаб |
|---|---|---|
| Н | | 1:500 |
| Аркуш 3 | Аркушів 5 | |

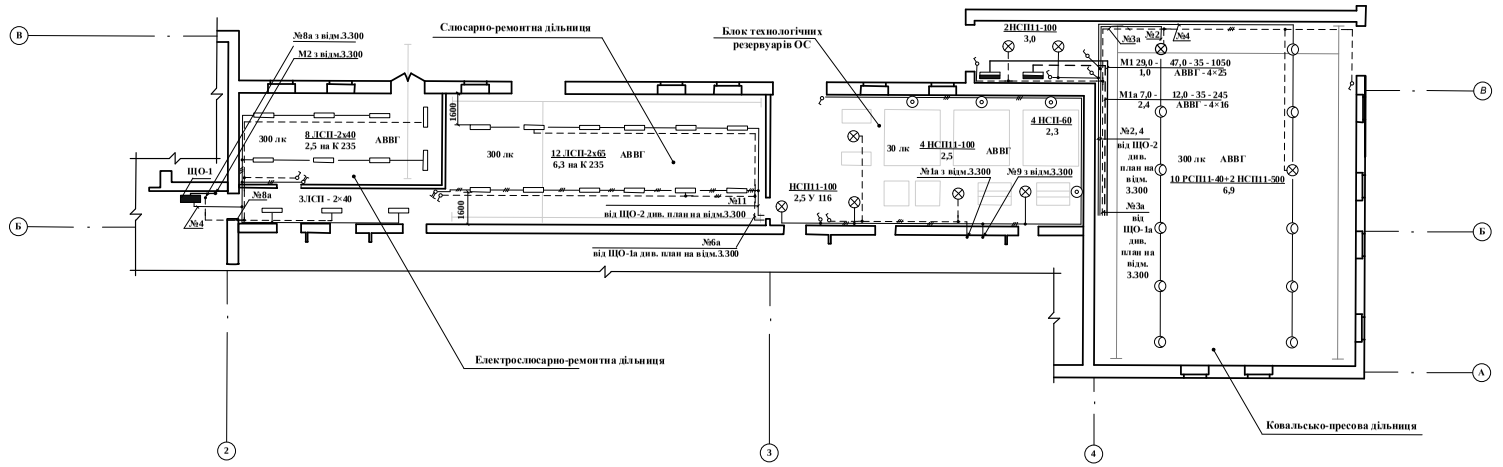
Сум.ДУ, гр.ЕТмдн-91п

| Зм | Арк | № докум. | Підпис | Дата |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

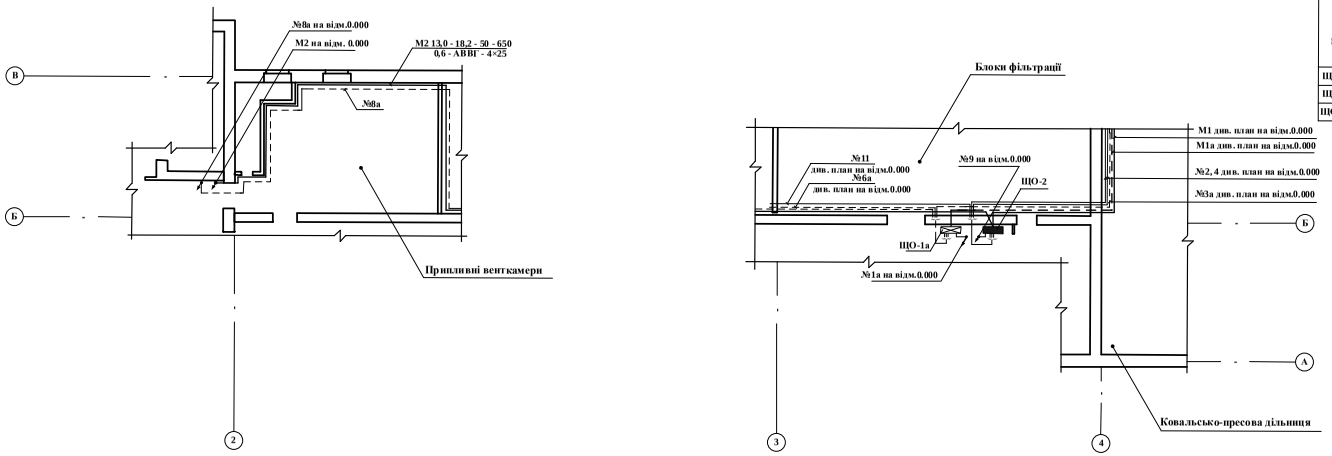
МР.5.8.141.113.ПЗ

Арк 115

## План на відм. 0.000




## План на відм. 3.300




### Дані про групові щитки з автоматичними вимикачами

| Номер щитка | Тип | Установлена потужність, кВт | Номери автоматичних вимикачів | | | | Струм | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Однополюсні | | Трьохполюсні | | | |
| | | | Зайняті | Резервні | Зайняті | Резервні | На вводі, А | На лінію, А |
| ЩО-1 | ПР8504-3002-21 | 13,0 | 1÷12 | — | — | — | — | 16 |
| ЩО-2 | ПР8504-3002-54 | 16,0 | 1÷12 | — | — | — | — | 16 |
| ЩО-1а | ПР8504-3002-54 | 7,0 | 1÷8 | 9÷12 | — | — | — | 16 |

**Примітки**

1. Мережу живлення виконати кабелем АВВГ з кріпленням накладними скобами і на монтажному профілі.

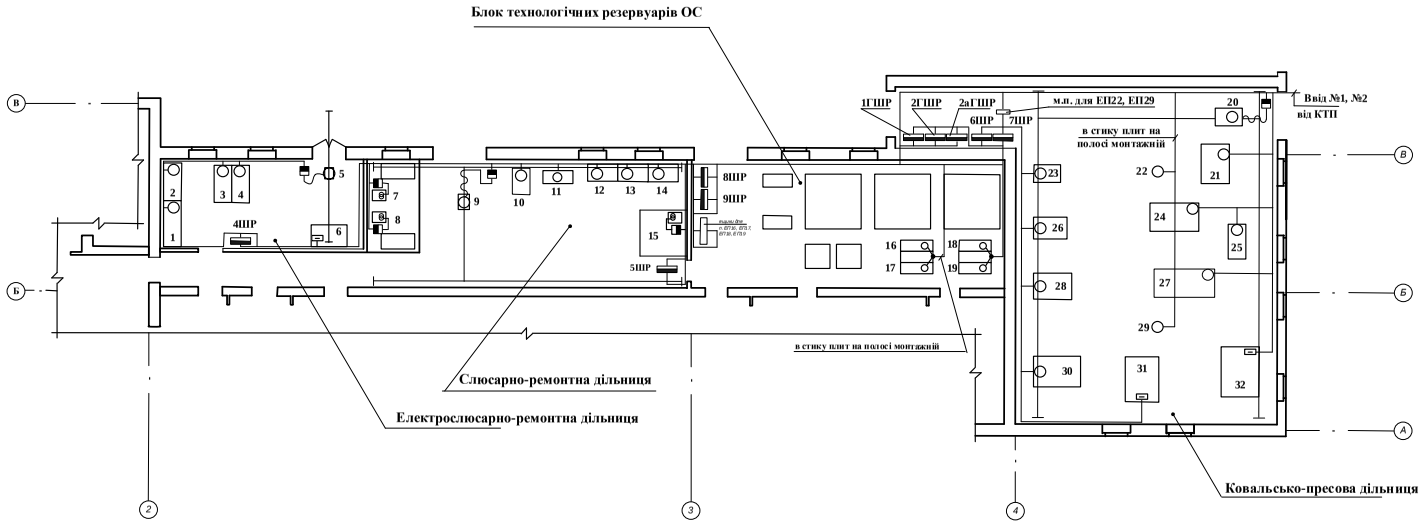
2. Світильники з висотою підвіса більше 5 м обслуговувати з телескопічного підйомача „Темп"

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | МР.5.8.141.113.ГЧ | |
| Розробив | | Чистяков О. | | | План електроосвітлення | Літ. / Маса / Масштаб: 1:500 |
| Перевірив | | Лебединський | | | | Н |
| Консульт. | | Лебединський | | | | Аркуш 4 / Аркушів 5 |
| Реценз. | | | | | Проектування системи електропостачання та визначення втрат електричної енергії заводу металовиробів | СумДУ, гр.ЕТмдн-91п |
| Н.контр. | | Єфімов Г.П. | | | | |
| Затвердив | | Лебединський | | | | |

Зм | Арк | № докум. | Підпис | Дата

МР.5.8.141.113.ПЗ

Арк 116




| Номер по плану | Назва | Примітка |
|---|---|---|
| 1 | Робочий стіл електрослюсаря | |
| 2 | Робочий стіл електрослюсаря | |
| 3 | Робочий стіл електрослюсаря | |
| 4 | Робочий стіл електрослюсаря | |
| 5 | Електроталь | |
| 6 | Шафа сушильна електрична | |
| 7 | Зварювальний трансформатор | |
| 8 | Зварювальний трансформатор | |
| 9 | Кран електричний | |
| 10 | Вертикально-свердлувальний верстат | |
| 11 | Обдирочно-шліфувальний верстат | |
| 12 | Робочий стіл електрослюсаря | |
| 13 | Робочий стіл електрослюсаря | |
| 14 | Робочий стіл електрослюсаря | |
| 15 | Зварювальний трансформатор | |
| 16 | Насос | |
| 17 | Насос | |
| 18 | Насос | |
| 19 | Насос | |
| 20 | Кран електричний | |
| 21 | Прес однокривошипний | |
| 22 | Вентилятор | |
| 23 | Прес однокривошипний | |
| 24 | Прес гідравлічний | |
| 25 | Молот кувальний пневматичний | |
| 26 | Прес однокривошипний | |
| 27 | Молот кувальний пневматичний | |
| 28 | Прес однокривошипний | |
| 29 | Вентилятор | |
| 30 | Прес однокривошипний | |
| 31 | Піч електрична камерна | |
| 32 | Піч нагрівальна на рідкому паливі | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Зм. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | МР.5.8.141.113.ГЧ |
| Розробив | | Чистяков О | | | План силових електромереж |
| Перевірив | | Лебединський | | | |
| Консульт. | | Лебединський | | | |
| Реценз. | | | | | Проектування системи електропостачання та визначення агрегат електричної енергії заводу металовиробів |
| Н.контр. | | Єфімов Г.П. | | | |
| Затвердив | | Лебединський | | | |

| Лт. | Маса | Масштаб |
|---|---|---|
| Н | | 1:500 |
| Аркуш 5 | Аркушів 5 | |

СумДУ, гр.ЕТмдм-91п

| Зм | Арк | № докум. | Підпис | Дата |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

МР.5.8.141.113.ПЗ

Арк 117