

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного  
менеджменту

## **Пояснювальна записка**

до магістерської кваліфікаційної роботи

\_\_\_\_\_магістр\_\_\_\_\_

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «Підвищення ефективності електропостачання на Жмеринській  
дистанції Південно - Західної залізниці»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕМ-19м

Спеціальність 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

\_\_\_\_\_Бондар О. Я.\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Керівник проф., д. т. н. Бурбело М. Й.\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2020 року

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки

Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСЕМ**

проф. М. Й. Бурбело

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Бондару Олексію Ярославовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення ефективності електропостачання на Жмеринській дистанції Південно - Західної залізниці

керівник роботи Бурбело Михайло Йосипович, д.т.н., проф.

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 року

№ \_\_\_\_\_

2. Термін подання студентом роботи “ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Генплан підприємства; відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

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

1 Загальні відомості про підприємство. 2 Оптимізація системи електропостачання підприємства шляхом математичного моделювання. 3 Підвищення ефективності електропостачання на Жмеринській дистанції Південно - Західної залізниці»

4 Економічна частина дипломної роботи. 5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки.Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

Генплан підприємства. Генплан підприємства. Перехідна анкерна опора із встановленням реклоузера. Структурна схема цифрового осередку. Схематичне зображення обертання площини поляризації в магнітному полі. Схематичне зображення обертання площини поляризації в магнітному полі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Бурбейло М. Й., д.т.н., проф., каф. ЕСЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		
Нормоконтроль	Войтюк Ю. П., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю. А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу	01.10.20	
2	Синтез зовнішньої СЕП	15.10.20	
3	Науково дослідна частина	01.11.20	
4	Економічна частина	15.11.20	
5	Охорона праці	01.11.20	
6	Графічна частина	10.12.20	

Студент \_\_\_\_\_ Бондар О. Я.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Бурбейло М. Й.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.311

### АНОТАЦІЯ

Бондар О. Я. Підвищення ефективності електропостачання на Жмеринській дистанції Південно - Західної залізниці. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінниця : ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2020. – 99 с.

Вихідні дані для дипломної роботи отримані під час проходження переддипломної практики на БМЕУ – 3 Південно – Західної залізниці. В МКР проаналізовано питання щодо підвищення надійності електропостачання на БМЕУ – 3 Південно – Західної залізниці.

В роботі розроблені математичні моделі для автоматизованого розрахунку навантажень підприємства та автоматизованого вибору основного обладнання системи електропостачання. В спеціальній частині роботи було проаналізовані сучасні засоби системи «Цифрова підстанція».

Ключові слова: цифрова підстанція, система електропостачання, надійність електропостачання, якість електроенергії.

Рисунків – 35

Таблиць – 17

Бібліографій – 32

## ABSTRACT

Bondar Oleksii. Improving of the electricity supply on BMEU-3 The South-West Railway. Masters diploma work. Specialty 141- Power engineering, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU, FEEEM, ESEEM department, 2020 – 99 p.

The initial data for the thesis were obtained during the undergraduate practice at BMEU - 3 South - Western Railway. The MCR analyzes the issue of increasing the reliability of electricity supply at BMEU - 3 of the South - Western Railway.

Mathematical models for automated calculation of enterprise loads and automated selection of the main equipment of the power supply system are developed in the work. In a special part of the work the modern means of the "Digital Substation" system were analyzed.

Key words: digital substation, power supply system, power supply, electricity quality.

Pictures – 35

Tables – 17

Bibliographies – 32

## Зміст

ВСТУП .....	9
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО.....	11
1.2 Відомості про електричне навантаження підприємства та його характеристика .....	12
2 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА ...	14
2.1 Визначення розрахункових та середніх навантажень заводу.....	14
2.2 Визначення кількості, потужності та місця розташування цехових ТП .....	16
2.3 Визначення оптимальних перерізів зовнішньої лінії живлення .....	19
2.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ – 10 кВ.....	24
2.5 Визначення оптимальних координат розміщення підстанцій СЕП.....	25
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ «ЖМЕРИНСЬКІЙ ДИСТАНЦІЇ ПІВДЕННО – ЗАХІДНОЇ ЗАЛІЗНИЦІ» .....	27
3.1 Загальна інформація про цифрові підстанції .....	27
3.2 Аналіз міжнародного стандарту ІЕС -61850 .....	30
3.3 Цифровий захист .....	34
3.4 Оптичний трансформатор струму .....	36
3.5 Оптичний трансформатор струму .....	38
3.6 Розрахунок РЗА .....	39
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ.....	45
4.1 Визначення капітальних вкладень .....	45
4.2 Річні витрати і втрати електроенергії .....	47
4.3 Розрахунок оплати за електроенергію .....	50

4.4 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу. Розрахунок фонду заробітної плати .....	50
4.4.1 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу .....	50
4.4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі .....	52
4.4.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	55
4.4.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	58
4.5 Розрахунок собівартості електроенергії .....	60
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	61
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації козлового крана.....	62
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії .....	64
5.2.1 Мікроклімат .....	64
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	66
5.2.3 Виробниче освітлення .....	66
5.2.4 Виробничий шум.....	68
5.2.6 Психофізіологічні фактори .....	70
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП підрозділу БМЕУ-3 в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	72
5.3.1 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання підрозділу БМЕУ-3 в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	74
5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання підрозділу БМЕУ-3 залізниці в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	75
ВИСНОВОК.....	78
Додаток Б.2 Визначення кількості та потужності цехових ТП .....	89
Додаток Б.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення ....	90
Додаток Б.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ .....	93
Додаток В – Генплан підприємства.....	94

	8
Додаток Г – Перехідна анкерна опора із встановленням реклоузера.....	95
Додаток Д – Структурна схема цифрового осередку .....	96
Додаток Е – Загальна структурна схема мікропроцесорних захистів .....	97
Додаток Є – Схематичне зображення обертання площини поляризації в магнітному полі .....	98
Додаток Ж – Принцип побудови цифрового трансформатора напруги.....	99



## ВСТУП

Актуальність теми. На даний час для підприємств особливо актуальне питання надійності системи електропостачання. Одним із засобів для його підвищення є впровадження автоматичних, сучасних інформаційних і технічних засобів. Розвиток автоматизації підстанцій почалося з появи та впровадження систем телемеханіки. Рішення для підвищення надійності СЕП є впровадженням цифрових підстанцій (ЦПС). Головною відмінністю ЦПС є наявність вбудованих в первинне обладнання аналогово-цифрових перетворювачів та інтелектуальних мікропроцесорних пристроїв, застосування обчислювальних мереж для комунікацій, цифрового способу доступу до інформації, її передачі і обробки, автоматизація роботи підстанції і процесів управління нею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи (МКР) є побудова математичних моделей системи електропостачання та огляд сучасних систем які використовуються в СЕП.

Задачі: Розробити математичні моделі для автоматизованого розрахунку навантажень підприємства та вибору обладнання СЕП.

Об'єкт дослідження – система електропостачання Жмеринської дистанції Південно - Західної залізниці.

Предмет дослідження – є методи та засоби зменшення втрат енергії в на підприємстві.

Методи досліджень. Для аналізу та вирішення поставлених задач було використано загальні методи теорії електротехніки та математичного моделювання.

Наукова новизна. Запропоновано впровадження засобів цифрових підстанцій на Жмеринській дистанції Південно - Західної залізниці.

Практична цінність. Проаналізовані технічні засоби для створення системи «Цифрова підстанція» на Жмеринській дистанції Південно - Західної залізниці.

Для правильного функціонування об'єкта було створено математичні моделі для автоматизованого розрахунку навантажень підприємства та автоматизованого проектування СЕП. Дане рішення дозволить з більшою економічною ефективністю обирати обладнання.

**Апробація матеріалів роботи.** Викладені в роботі результати досліджень були апробовані на таких наукових конференціях: XLVIII, науково-технічні конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 2019.

**Структура та обсяг роботи.** Кваліфікаційна робота складається із вступу, 5 розділів, списку використаних джерел. Загальний обсяг роботи становить 104 сторінки, з яких основний зміст викладений на 87 сторінках друкованого тексту, містить 35 рисунків, 17 таблиць. Список використаних джерел складається з 32 найменувань.

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

Центр будівельно-монтажних робіт та експлуатації будівель і споруд ПАТ «Укрзалізниця», не має статусу юридичної особи. Філія діє від імені Товариства та в його інтересах, здійснює делеговані функції відповідно до завдань, мети та предмету діяльності Товариства.

Об'єкт має окремий баланс. Показники окремого балансу та відповідних форм фінансової звітності він включаються до балансу Товариства і відповідних форм економічної звітності Товариства.

Метою діяльності об'єкта є задоволення потреб головного Товариства та його суб'єктів господарювання усіх форм власності у експлуатації будівель і споруд, будівництві, виробів та конструкцій, виробництві будівельних матеріалів.

Предметом діяльності філії є:

- спорудження житлових та нежитлових будівель; організація спорудження будівель; будівництво споруд; будівництво комунікацій; введення об'єктів в експлуатацію;
- обслуговування територій, будинків і споруд;
- переміщення вантажів;
- здійснення контролю за устаткуванням;
- виконання монтажу та ремонту устаткування;
- ремонт та технічне обслуговування транспортних засобів;
- забезпечення функціонування дитячих залізниць;
- виробництво пластмасових і гумових виробів;
- виробництво різних неметалевих мінеральних продукцій;
- виготовлення металевих виробів та металоконструкцій;
- добування декоративного та будівельного гіпсу, каменю, вапняку, крейди та глинистого сланцю, гравію, піску, глини і каоліну.

## 1.2 Відомості про електричне навантаження підприємства та його характеристика

Центр будівельно-монтажних робіт та експлуатації будівель і споруд ПАТ «Укрзалізниця» живиться від ПС 35/10 кВ, на підприємстві наявні 18 виробничих та допоміжних цехів які відносяться переважно до II категорії, лише деякі допоміжні системи такі як система пожежогасіння та аварійного освітлення відносять до I категорії, вони обладнані допоміжними джерелами електричної енергії такими як акумуляторні батареї..

Перша категорія:

1. Системи пожежогасіння;
2. Системи аварійного освітлення.

Друга категорія:

1. Столярні майстерні;
2. Побутовий корпус;
3. Механічні майстерні;
4. Підкрановий шлях;
5. Авторемонтні майстерні.

Третя категорія:

1. Гаражні та складські приміщення.

Об'єктом дослідження є системи електропостачання Центр будівельно-монтажних робіт та експлуатації будівель і споруд ПАТ «Укрзалізниця». Генплан підприємства показано на Рисунок 1.1.

Відстань від підприємства до точки забезпечення потужності енергосистеми 2 км.

Характеристика джерела живлення: Потужність короткого замикання ПС ПС 35/10 сторона НН  $S_{кз}=50$  МВА.

Час використання максимального навантаження  $T_m=3700$  год/рік.

Час максимальних втрат складає  $\tau_m=2137$  год/рік.

Тариф за активну електроенергію  $t=3,1$  грн/кВт\*год.

Дані про електричні навантаження підприємства внесені до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на генплані	Найменування будівлі	Рн кВт
1	Будівля контори	70
2	Столярні майстерні	300
3	Склад - навіс для деревообробного цеху	50
4	Гараж на 2 легкових автомобіля	100
5	Склад - навіс для обладнання та деревообробного цеху	50
6	Гараж для дерзини, і кладова	40
7	Виробничі кладові	80
8	Побутовий корпус	250
9	Будівля кімнат прийому їжі	65
10	Авторемонтні майстерні	360
11	Гараж - навіс для машин	30
12	Склад навіс для зберігання металевих виробів	40
13	Механічні майстерні	400
14	Розчинний вузол	200
15	Склад - навіс для зберігання мастил та пального	40
16	Склад - навіс для деревообробного цеху	40
17	Склад для сипучих матеріалів	40
18	Підкрановий шлях	200

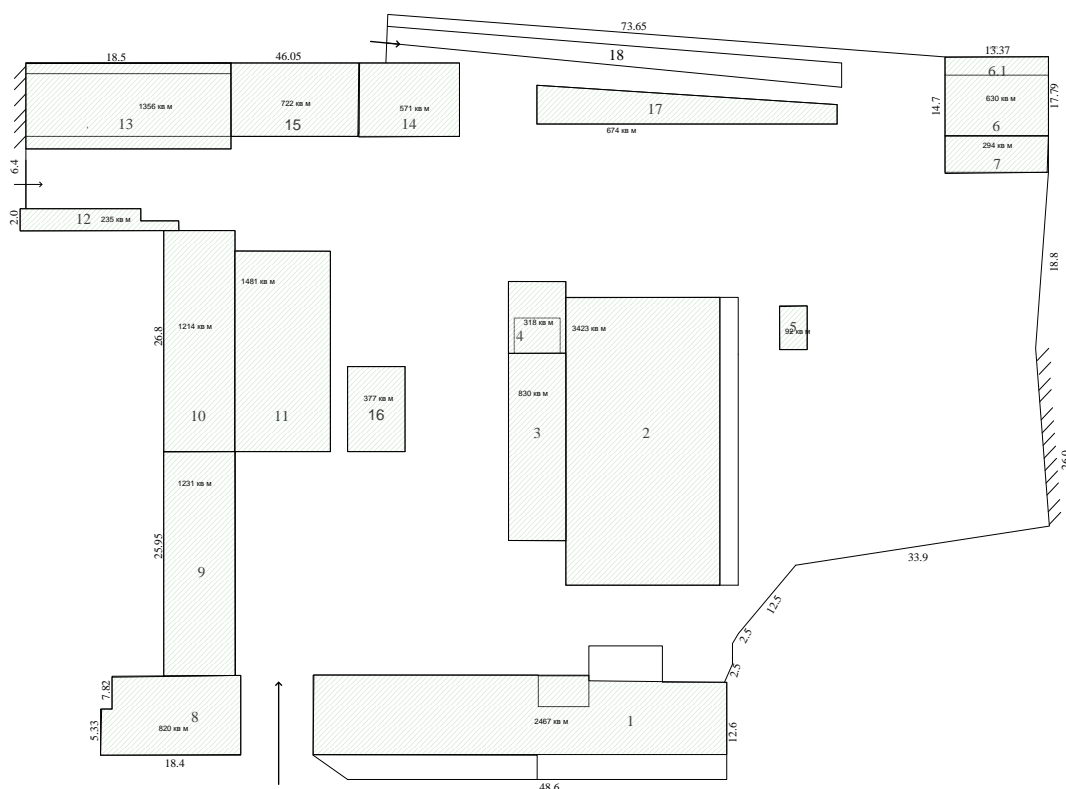


Рисунок 1.1 - Генплан Центру будівельно-монтажних робіт та експлуатації будівель і споруд ПАТ «Укрзалізниця»

## 2 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВА

### 2.1 Визначення розрахункових та середніх навантажень заводу

Визначення розрахункових та середніх навантажень центру будівельно-монтажних робіт та експлуатації будівель і споруд ПАТ «Укрзалізниця» здійснюється за методами коефіцієнтів використання та попиту відповідно [2].

Вирази для визначення даних параметрів приведено в Додатку Б.1.

№	Цех	Р <sub>н</sub> , кВт	cos	tg	Кп	Кв
	2	3	4	5	6	7
1	Будівля контори	70	0,8	0,75	0,5	0,25
2	Столярні майстерні	300	0,7	1,02	0,75	0,4
3	Склад - навіс для	50	0,8	0,75	0,4	0,3
4	Гараж на 2 легкових автомобіля	100	0,7	1,02	0,4	0,3
5	Склад - навіс для обладнання та де	50	0,8	0,75	0,4	0,2
6	Гараж для дерзини, і кладова	40	0,8	0,75	0,4	0,2
7	Виробничі кладові	80	0,65	1,17	0,35	0,15
8	Побутовий корпус	250	0,8	0,75	0,6	0,4
9	Будівля кімнат прийому їжі	65	0,7	1,02	0,4	0,3
10	Авторемонтні майстерні	360	0,8	0,75	0,6	0,5
11	Гараж - навіс для машин	30	0,8	0,75	0,4	0,2
12	Склад навіс для зберігання металев	40	0,7	1,02	0,4	0,2
13	Механічні майстерні	400	0,85	0,62	0,7	0,5
14	Розчинний вузол	200	0,65	1,17	0,5	0,4
15	Склад - навіс для зберігання масти	40	0,8	0,75	0,4	0,15
16	Склад - навіс для деревообробного	40	0,6	1,33	0,4	0,15
17	Склад для сипучих матеріалів	40	0,8	0,75	0,4	0,15
18	Підкрановий шлях	200	0,6	1,33	0,3	0,2
	<b>Всього по підприємству</b>	2355				

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для розрахунку навантажень

Дані сили		Світло											Середні нав-ня			Розрах. нав-ня			Ко=0,95		
№	Цех	Рн, кВт	cos	tg	Кп	Кв	лоща, м	Кп0	шиг, Вт/м	Кпра	tg0	Qm0, квар	Pr0, кВт	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА	Pr, кВт	Qr, квар	Sp, кВА	Ip, А	p0, кВА/м <sup>2</sup>
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	Будівля контори	70	0,8	0,75	0,5	0,25	1701	0,9	0,02	1,3	0,43	17,12	39,80	57,30	30,24	64,79	74,80	43,37	86,46	131,37	0,05
2	Столярні майстерні	300	0,7	1,02	0,75	0,4	396	0,8	0,01	1,2	0,43	1,63	3,80	123,80	124,06	175,26	228,80	231,18	325,26	494,18	0,82
3	Склад - навіс для	50	0,8	0,75	0,4	0,3	967	0,8	0,016	1,1	0,43	5,85	13,62	28,62	17,10	33,34	33,62	20,85	39,56	60,10	0,04
4	Гараж на 2 легкових автомобіля	100	0,7	1,02	0,4	0,3	504	0,95	0,016	1,1	0,43	3,62	8,43	38,43	34,23	51,46	48,43	44,43	65,72	99,85	0,13
5	Склад - навіс для обладнання та де	50	0,8	0,75	0,4	0,2	1089	0,6	0,01	1,2	0,43	3,37	7,84	17,84	10,87	20,89	27,84	18,37	33,36	50,68	0,03
6	Гараж для дерзини, і кладова	40	0,8	0,75	0,4	0,2	1260	0,6	0,01	1,2	0,43	3,90	9,07	17,07	9,90	19,74	25,07	15,90	29,69	45,11	0,02
7	Виробничі кладові	80	0,65	1,17	0,35	0,15	1026	0,85	0,016	1,1	0,43	6,60	15,35	27,35	20,63	34,26	43,35	39,34	58,54	88,94	0,06
8	Побутовий корпус	250	0,8	0,75	0,6	0,4	630	0,85	0,016	1,1	0,43	4,05	9,42	109,42	79,05	134,99	159,42	116,55	197,49	300,05	0,31
9	Будівля кімнат прийому їжі	65	0,7	1,02	0,4	0,3	594	0,9	0,02	1,3	0,43	5,98	13,90	33,40	25,87	42,25	39,90	32,50	51,46	78,19	0,09
10	Авторемонтні майстерні	360	0,8	0,75	0,6	0,5	1260	0,6	0,01	1,2	0,43	3,90	9,07	189,07	138,90	234,61	225,07	165,90	279,61	424,82	0,22
11	Гараж - навіс для машин	30	0,8	0,75	0,4	0,2	2142	0,85	0,016	1,2	0,43	15,03	34,96	40,96	19,53	45,38	46,96	24,03	52,75	80,14	0,02
12	Склад навіс для зберігання металев	40	0,7	1,02	0,4	0,2	1260	1	0,01	1,2	0,43	6,50	15,12	23,12	14,66	27,38	31,12	22,82	38,59	58,64	0,03
13	Механічні майстерні	400	0,85	0,62	0,7	0,5	1386	1	0,011	1,2	0,43	7,87	18,30	218,30	131,82	255,01	298,30	181,40	349,12	530,43	0,25
14	Розчинний вузол	200	0,65	1,17	0,5	0,4	630	0,8	0,016	1,1	0,43	3,81	8,87	88,87	97,34	131,81	108,87	120,73	162,57	246,99	0,26
15	Склад - навіс для зберігання масти	40	0,8	0,75	0,4	0,15	630	0,6	0,01	1,2	0,43	1,95	4,54	10,54	6,45	12,35	20,54	13,95	24,83	37,72	0,04
16	Склад - навіс для деревообробного	40	0,6	1,33	0,4	0,15	3087	0,95	0,016	1,1	0,43	22,19	51,61	57,61	30,19	65,05	67,61	43,53	80,41	122,18	0,03
17	Склад для сипучих матеріалів	40	0,8	0,75	0,4	0,15	693	0,6	0,01	1,2	0,43	2,15	4,99	10,99	6,65	12,84	20,99	14,15	25,31	38,46	0,04
18	Підкрановий шлях	200	0,6	1,33	0,3	0,2	3024	0,95	0,016	1,1	0,43	21,74	50,56	90,56	75,07	117,63	110,56	101,74	150,25	228,28	0,05
	<b>Всього по підприємству</b>	<b>2355</b>					<b>22279</b>					<b>137,28</b>	<b>319,25</b>	<b>1183,25</b>	<b>872,58</b>	<b>1470,20</b>	<b>1546,65</b>	<b>1195,07</b>	<b>1954,56</b>	<b>2969,65</b>	<b>0,09</b>

Таблиця 2.2 - Розрахунок навантаження підприємства

Навантажень підприємства по цехах та підприємства наведено на таб. 2.2.

Результати розрахунку:

- Повна середня потужність заводу складає  $S_{ссум} = 1470$  кВА,
- Повна розрахункова потужність навантаження складає  $S_{рсум} = 1954$  кВА.
- Питома густина навантаження складає  $\sum \rho_0 = 0,09$  кВА/м<sup>2</sup>

## 2.2 Визначення кількості, потужності та місця розташування цехових ТП

Для вибору кількості трансформаторних підстанцій визначимо початкове значення потужностей ЦТП за допомогою питомої густини навантажень яке складає  $\sum \rho_0 = 0,09$  кВА/м<sup>2</sup>.

$$S_{НОМ.Т} = \begin{cases} 630, 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{якщо } S_{ПИТ} < 0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2, \\ 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{якщо } S_{ПИТ} = 0,2 \div 0,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2, \\ 2500 \text{ кВ}\cdot\text{А} & \text{якщо } S_{ПИТ} = 0,3 \div 0,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2. \end{cases} \quad (2.1)$$

На початковому етапі обираємо потужність ЦТП 630 кВА.

Розрахуємо кількість двотрансформаторних підстанцій:

$$N_{ек} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ек} \cdot k_3} = \frac{1954}{2 \cdot 630 \cdot (0,8 \div 0,85)} = 1,82 \div 1,9. \quad (2.2)$$

де  $k_3 = 0,8 \div 0,85$  - коефіцієнт завантаження трансформаторів двотрансформаторної підстанції споживачів II – III категорії.

Отже, необхідно встановити 2 двотрансформаторні підстанції.

Для живлення цехів необхідно розподілити їх навантаження між підстанціями. Розподіл навантаження цехів між підстанціями приведена на рис. 2.3.



№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахункова активна потужність Pp, кВт	Розрахункова реактивна потужність Qp, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Pс, кВт	Середня реактивна потужність Qс, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА
ТП1	1	Будівля контори	74,8034	43,365462	86,46451264	57,3034	30,240462	64,7932496
	2	Столярні майстерні	228,8016	231,1806018	325,2608842	123,8016	124,0591753	175,2641297
	3	Склад - навіс для деревооброби	33,61536	20,8546048	39,55890506	28,61536	17,1046048	33,33776137
	4	Гараж на 2 легкових автомобілі	48,42688	44,43172085	65,72168991	38,42688	34,22968024	51,46159846
	5	Склад - навіс для обладнання т	27,8408	18,371544	33,35601555	17,8408	10,871544	20,89221419
	6	Гараж для дерзини, і кладова	25,072	15,90096	29,68915143	17,072	9,90096	19,73530321
	7	Виробничі кладові	43,34896	39,33568021	58,53569911	27,34896	20,6296074	34,25706226
	16	Склад - навіс для деревооброби	67,61464	43,52762853	80,41389176	57,61464	30,1942952	65,04723057
		<b>Всього по ТП1</b>	<b>549,52364</b>	<b>456,9682022</b>	<b>714,7000551</b>	<b>368,02364</b>	<b>277,230329</b>	<b>460,7581306</b>
ТП2	8	Побутовий корпус	159,4248	116,552664	197,4861776	109,4248	79,052664	134,9930018
	9	Будівля кімнат прийому іжі	39,8996	32,50213359	51,46228491	33,3996	25,87080719	42,24727145
	10	Авторемонтні майстерні	225,072	165,90096	279,6078213	189,072	138,90096	234,6096713
	11	Гараж - навіс для машин	46,95744	24,0316992	52,74963258	40,95744	19,5316992	45,37619602
	12	Склад навіс для зберігання мет	31,12	22,82486498	38,59311935	23,12	14,66323249	27,3778156
	13	Механічні майстерні	298,2952	181,3953508	349,11932	218,2952	131,8158037	255,0062753
	15	Склад - навіс для зберігання ма	20,536	13,95048	24,82626005	10,536	6,45048	12,35378437
	15	Склад - навіс для зберігання ма	20,536	13,95048	24,82626005	10,536	6,45048	12,35378437
16	Склад - навіс для деревооброби	67,61464	43,52762853	80,41389176	57,61464	30,1942952	65,04723057	
		<b>Всього по ТП2</b>	<b>909,45568</b>	<b>614,6362611</b>	<b>1097,673616</b>	<b>692,95568</b>	<b>452,9304218</b>	<b>827,8487431</b>

Рисунок 2.3- Розподіл цехів між ЦТП

Для визначення оптимальної потужності трансформаторних підстанцій розробимо математичну модель вибору методом річних приведених затрат. Вирази для математичного моделювання вибору знаходяться Додаток Б.2.

Вибір оптимальної потужності ТП1 за мінімумом затрат														
<b>Дані нормального режиму</b>														
Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	714,7001			
Середня потужність ТП, кВА										Sc=	460,7581			
Кількість трансформаторів										kt=	2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
<b>Дані післяварійного режиму</b>														
Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі										kpa=	1,3			
Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0,8			
<b>Економічні характеристики</b>														
Питома вартість втрат, грн/кВт										Vo=	4275,511			
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036			
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Kтп, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Vв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2
	63	1,28	0,24	215,505	29,30868	82,36572	0,48	82,84572	354,2078	---	---	---	---	---
	100	1,97	0,33	228,8475	31,12326	50,31342	0,66	50,97342	217,9374	---	---	---	---	---
	160	3,1	0,51	246,2625	33,4917	30,92711	1,02	31,94711	136,5902	---	---	---	---	---
	250	4,2	0,74	268,785	36,55476	17,16275	1,48	18,64275	79,70728	---	---	+	---	---
	400	5,9	0,95	322,605	43,87428	9,417804	1,9	11,3178	48,38939	---	---	+	---	---
V	630	8,5	1,31	358,9425	48,81618	5,469599	2,62	8,089599	34,58717	83,40335	V	+	+	+
	1000	10,5	2,1	423,5175	57,59838	2,68168	4,2	6,88168	29,4227	87,02108		+	+	+
	1600	18	2,8	526,5	71,604	1,795768	5,6	7,395768	31,62068	103,2247		+	+	+
	2500	23,5	3,85	602,3925	81,92538	0,960297	7,7	8,660297	37,02719	118,9526		+	+	+
									Змін=	83,40335				
									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	630			

Рисунок 2.4- Вибір потужності ЦТП

Вибір оптимальної потужності ТП2 за мінімумом затрат														
<b>Дані нормального режиму</b>														
Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1097,674			
Середня потужність ТП, кВА										Sc=	827,8487			
Кількість трансформаторів										kt=	2			
Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
<b>Дані післяварійного режиму</b>														
Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі										kpa=	1,3			
Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0,85			
<b>Економічні характеристики</b>														
Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	4275,511			
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036			
*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kтп, тис. грн.	E*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Bв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2
	63	1,28	0,24	215,505	29,30868	194,2877	0,48	194,7677	832,7314	---	---	---	---	---
	100	1,97	0,33	228,8475	31,12326	118,6814	0,66	119,3414	510,2455	---	---	---	---	---
	160	3,1	0,51	246,2625	33,4917	72,95216	1,02	73,97216	316,2688	---	---	---	---	---
	250	4,2	0,74	268,785	36,55476	40,48422	1,48	41,96422	179,4185	---	---	---	---	---
	400	5,9	0,95	322,605	43,87428	22,21511	1,9	24,11511	103,1044	---	---	---	---	---
	630	8,5	1,31	358,9425	48,81618	12,90192	2,62	15,52192	66,36413	---	---	+	---	---
V	1000	10,5	2,1	423,5175	57,59838	6,325659	4,2	10,52566	45,00257	102,6009	V	+	+	+
	1600	18	2,8	526,5	71,604	4,235932	5,6	9,835932	42,05363	113,6576		+	+	+
	2500	23,5	3,85	602,3925	81,92538	2,265188	7,7	9,965188	42,60627	124,5316		+	+	+
										Zмін=	102,6009			
Опт. Пот. Трансформатора										St*=	1000			

Рисунок 2.5- Вибір потужності ЦТП2

Висновки по вибору оптимальної потужності ЦТП та їх річні приведені затрати вносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1- Результати вибору підстанцій

Номер ПС	Тип трансформатора	Потужність, кВА	Річні приведені затрати, т. грн
ЦТП 1	ТМ	630	83,4
ЦТП 2	ТМ	1000	102,6

Під час вибору перерізу зовнішньої лінії живлення необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторних підстанціях.

Втрати активної потужності в трансформаторах розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.3)$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.4)$$

Розрахунок втрат потужності в ЦТП наведені на рисунку 2.6.

№ ТП	S <sub>ном.т.</sub> , кВА	кт	dP <sub>хх</sub> , кВт	dP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	U <sub>к</sub> , %	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , кВАр	S <sub>р</sub> , кВА	dP <sub>тр</sub> , кВт	dQ <sub>тр</sub> , кВАр	dS <sub>тр</sub> , кВА	P, кВт	Q, кВАр
1	630	2	1,31	8,5	2	5,5	549,5236	456,9682	714,7001	8,089599	47,49666	48,18064	557,6132	504,4649
2	1000	2	2,1	10,5	1,4	6	909,4557	614,6363	1097,674	10,52566	64,14662	65,00445	919,9813	678,7829
Всього							1546,65	1195,067		18,61526	111,6433	113,1846	1565,265	1306,711

Рисунок 2.6 - Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

### 2.3 Визначення оптимальних перерізів зовнішньої лінії живлення

Центр будівельно-монтажних робіт та експлуатації будівель і споруд ПАТ «Укрзалізниця» знаходиться на відстані 2 км від точки забезпечення потужності, яка знаходиться на ПС 35/10 кВ.

Отже створимо математичну модель для вибору оптимального перерізу живлячої лінії електропередач. Оскільки дане підприємство знаходить за межами населеного пункту, тому є можливість прокладання повітряної лінії електропередач. Від живлячої підстанції до території прокладемо повітряну лінію електропередач із перехідної анкерної опори в кабельну лінію. Також встановлюємо реклоузера. Креслення перехідної анкерної опори приведено на рисунку 2.7.

Вирази для створення математичних моделей Додаток Б.3.

Вибір живлячої повітряної лінії рис. 2.8.

Вибір кабельної вставки рис. 2.9.

Оскільки по території підприємства рухається великогабаритна техніка необхідно обрати кабель з підвищеною механічною міцністю. Обираємо тип кабелю АПвЭБВ - для одиночного прокладання в приміщеннях, в сухих ґрунтах, каналах і тунелях, в місцях, де можливий механічний вплив на кабель.

Отже, для живлення підприємства застосовуємо повітряну лінію перерізом 120 мм<sup>2</sup>, проводом марки АС та з кабельною вставкою марки АПвЭБВ перерізом 95 мм<sup>2</sup>.

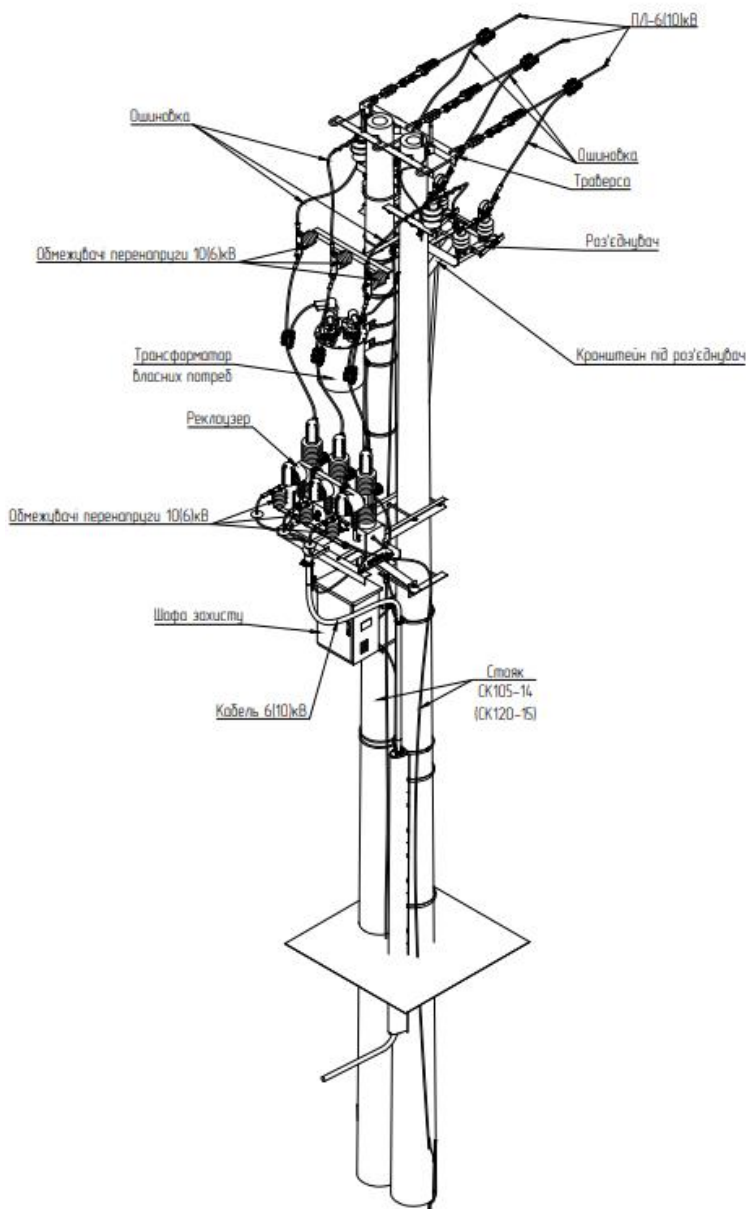


Рисунок 2.7 – Перехідна анкерна опора із встановленням реклоузера

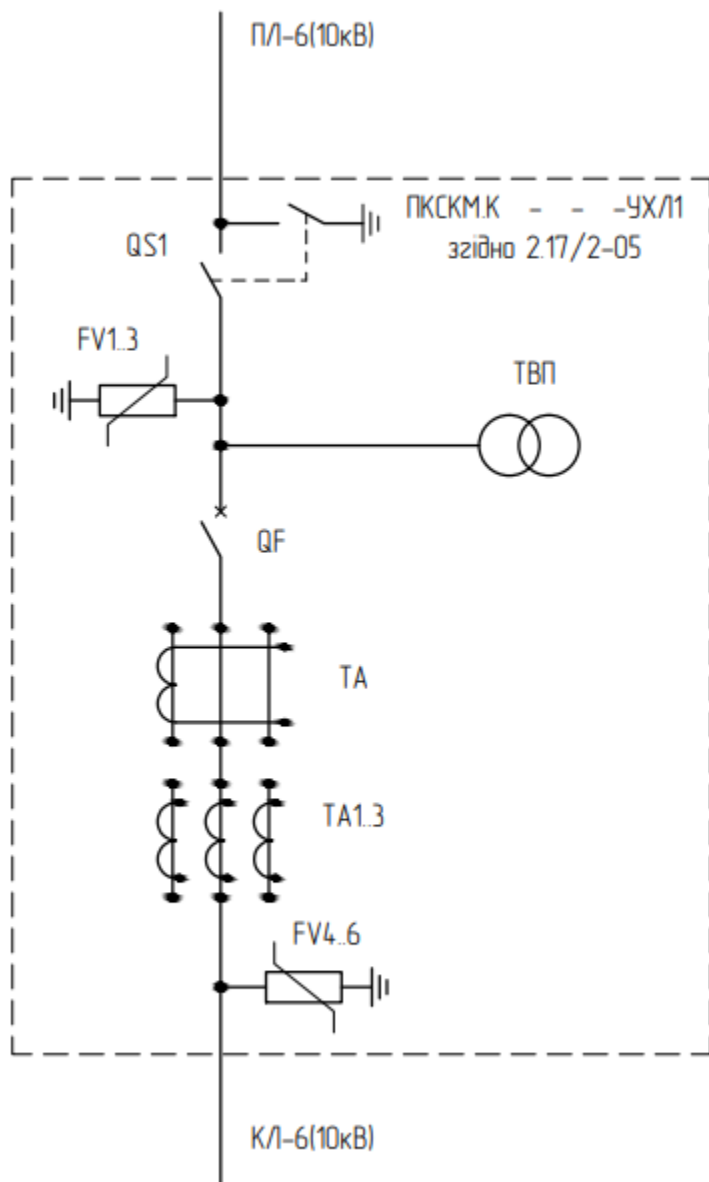


Рисунок 2.8 – Перехідна анкерна опора із встановленням реклоузера

Початкові дані				ПЛ																
Економічні характеристики																				
Питома вартість втрат, грн/кВт		Bo= 4275,51072																		
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень		Ee= 0,1																		
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію		Ea= 0,03																		
Нормальний режим				Поправочні коефіцієнти																
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н.режимі		Kдоп= 1		Коефіцієнт середовища 1																
Напруга, кВ		U= 10		Коефіцієнт прокладки 1																
Довжина ПЛ, км		l= 2		kдоп= 1																
Активна розрахункова потужність, кВт		P= 1565,265217																		
Реактивна потужність, квар		Q= 1306,71059																		
Розрахунковий струм окремого кабелю, А		Il= 58,86104943																		
Кількість ПЛ		k= 2																		
Мінімально допуст. переріз ПЛ за умовою механ. міцності		Fмех= 70																		
Допустима втрата напруги в ПЛ, %		ΔUдоп = 5																		
Аварійний режим																				
Струм КЗ на початку лінії, кА		Ikз = 3,358547272																		
Приведений час КЗ, с		tr = 1,5																		
Тепловий коефіцієнт C, (А*с^(1/2))/мм^2		C = 90																		
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2		Fкз = 45,70403941																		
Після аварійний режим																				
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження		Kпа = 1																		
Доля навантаження в післяаварійному режимі		Kнпа = 0,85																		
Допустима втрата напруги в ПЛ, %		ΔUпадоп = 5																		
F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	dUn, %	dUpa, %	Ko, тис.грн/км	dP,кВт	K	E*K, т.грн	Bв, т.грн	З, т. грн	Доп	Kдоп*Iдоп >= Il	Kпа*Kдоп оп*Iдоп >= Kнпа*Iл*Kл	ΔUn <= ΔUnдоп	ΔUpa <= ΔUpaдоп	F>=Fмех	F >= Fкз		
10	2,766	0,412313	84	4,868297516	8,276105777	215,552	114,99777	431,104	56,04352	491,6742	-	недоп	+	-	+	-	-	-		
16	1,801	0,398589	111	3,339883335	5,677801669	293,76	74,877435	587,52	76,3776	320,13928	-	недоп	+	+	+	-	-	-		
25	1,176	0,385489	142	2,344473981	3,985605768	304,704	48,892762	609,408	79,22304	209,04153	-	недоп	+	+	+	-	-	-		
35	0,79	0,373144	175	1,724150705	2,931056198	317,664	32,844627	635,328	82,59264	140,42756	-	недоп	+	+	+	-	-	-		
50	0,603	0,364764	210	1,420496088	2,41484335	331,424	25,070013	662,848	86,17024	107,18711	-	недоп	+	+	+	-	-	+		
70	0,428	0,35398	265	1,132482379	1,925220045	363,232	17,794304	726,464	94,44032	76,079739	170,5201	доп	+	+	+	+	+	+		
95	0,31	0,343369	330	0,933916259	1,58765764	401,536	12,888398	803,072	104,39936	55,104484	159,5038	доп	+	+	+	+	+	+		
120	0,25	0,335926	390	0,830274278	1,411466273	431,232	10,393869	862,464	112,12032	44,4391	156,5594	доп	+	+	+	+	+	+	v	
150	0,199	0,329645	450	0,742238574	1,261805576	499,424	8,2735201	998,848	129,85024	35,373524	165,2238	доп	+	+	+	+	+	+		
185	0,158	0,322587	520	0,668839129	1,137026519	625,28	6,5689255	1250,56	162,5728	28,085511	190,6583	доп	+	+	+	+	+	+		
240	0,122	0,313874	605	0,601104528	1,021877698	667,04	5,0722083	1334,08	173,4304	21,686281	195,1167	доп	+	+	+	+	+	+		
300	0,099	0,307262	710	0,556463514	0,945987973	725,568	4,1159723	1451,136	188,64768	17,597884	206,2456	доп	+	+	+	+	+	+		
мін затрати											156,5594									
Опт. Переріз ПЛ											120									
Ropt=											0,25									
Xopt=											0,335926									

Рисунок 2.9 – Вибір оптимального перерізу зовнішньої ПЛ

Початкові дані																		
Нормальний режим																		
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі											Кдоп= 0,966							
Напруга, кВ											U= 10							
Довжина КЛ, км											l= 0,13							
Активна розрахункова потужність, кВт											P= 1565,3							
Реактивна потужність, квар											Q= 1306,7							
Розрахунковий струм окремого кабелю, А											Iл= 58,86							
Кількість кабелів											k= 2							
Допустима втрата напруги в КЛ, %											ΔUдоп = 5							
Аварійний режим																		
Струм КЗ на початку лінії, кА											Iкз = 2,3991							
Приведений час КЗ, с											tp = 1,5							
Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2											C = 90							
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2											Fкз = 32,65							
Післяаварійний режим																		
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження											Кпа = 1,25							
Доля навантаження в післяаварійному режимі											Кнпа = 0,8							
Допустима втрата напруги в КЛ, %											ΔUпадоп = 5							
Економічні характеристики																		
Питома вартість втрат											Во = 4275,51							
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Ее = 10,00%							
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Еа = 5,00%							
F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUпа, %	dP, кВт	K, т. грн.	E*K, т. грн	Вв, т. Грн	З, т. грн	Доп	Кдоп*Iдоп п >= Ip	Кпа*Kдоп >= Кнпа*Iр *Кл	ΔUn <= ΔUндоп	ΔUпа <= ΔUпадоп	F >= Fкз	V
10	3,1	0,122	0	21,4605	0,325763156	0,521221	8,37745875	5,57973	0,83696	35,81791	---	НЕДОП	---	---	+	+	---	
16	1,94	0,113	75	31,01175	0,206977733	0,331164	5,24266774	8,063055	1,209458	22,41508	---	НЕДОП	+	---	+	+	---	
25	1,24	0,099	90	44,66925	0,134569059	0,21531	3,3509835	11,614005	1,742101	14,32717	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
35	0,89	0,095	115	58,39425	0,098619531	0,157791	2,40514138	15,182505	2,277376	10,28321	12,56058	ДОП	+	+	+	+	+	
50	0,62	0,09	140	83,0835	0,070724445	0,113159	1,67549175	21,60171	3,240257	7,163583	10,40384	ДОП	+	+	+	+	+	
70	0,443	0,086	165	113,6273	0,052376324	0,083802	1,19716588	29,543085	4,431463	5,118496	9,549958	ДОП	+	+	+	+	+	
95	0,326	0,083	205	147,2648	0,040217674	0,064348	0,88098437	38,288835	5,743325	3,766658	9,509983	ДОП	+	+	+	+	+	V
120	0,258	0,081	240	186,3518	0,033129329	0,053007	0,69722076	48,451455	7,267718	2,980975	10,24869	ДОП	+	+	+	+	+	
150	0,206	0,079	275	229,7453	0,02766886	0,04427	0,55669565	59,733765	8,960065	2,380158	11,34022	ДОП	+	+	+	+	+	
185	0,167	0,077	310	309,33	0,02353104	0,03765	0,45130181	80,4258	12,06387	1,929546	13,99342	ДОП	+	+	+	+	+	
240	0,129	0,075	355	429,012	0,019494963	0,031192	0,34861038	111,54312	16,73147	1,490487	18,22196	ДОП	+	+	+	+	+	
Мінімальні затрати на КЛ1											9,509983							
Оптимальний переріз КЛ1											95							

Рисунок 2.10 – Вибір оптимального перерізу зовнішньої ПЛ

## 2.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ – 10 кВ

З математичної моделі поданої в Додатку Б.2 сформуємо табличну форму для автоматизованого вибору КЛ [13].

Початкові дані																		
Нормальний режим																		
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі										Кдоп= 0,966								
Напруга, кВ										U= 10								
Довжина КЛ, км										l= 0,1								
Активна розрахункова потужність, кВт										P= 557,6								
Реактивна потужність, квар										Q= 504,5								
Розрахунковий струм окремого кабелю, А										Iл= 21,71								
Кількість кабелів										k= 2								
Допустима втрата напруги в КЛ, %										ΔUдоп = 5								
Аварійний режим																		
Струм КЗ на початку лінії, кА										Ікз = 2,3991								
Приведений час КЗ, с										тп = 1,5								
Тепловий коефіцієнт С, (А*с^(1/2))мм^2										С = 90								
Мінімальний переріз ліній за умовою КЗ, мм^2										Fкз = 32,65								
Післяаварійний режим																		
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження										Кпа = 1,25								
Доля навантаження в післяаварійному режимі										Кпап = 0,8								
Допустима втрата напруги в КЛ, %										ΔUпадоп = 5								
Економічні характеристики																		
Питома вартість втрат										Во = 4275,51								
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее = 10,00%								
Коефіцієнт віпрахувань на амортизацію										Еа = 5,00%								
F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ко, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн	Вв, т. Грн	З, т. грн	Доп	Кдоп*Iдоп >= Iр	Кпа*Кдоп >= Кпап*Iр *Кл	ΔUn <= ΔUндоп	ΔUpa <= ΔUпадоп	F >= Fкз	V
10	3,1	0,122	0	21,4605	0,089507288	0,143212	0,87639684	4,2921	0,643815	3,747044	---	НЕДОП	---	---	+	+	---	
16	1,94	0,113	75	31,01175	0,056938711	0,091102	0,5484548	6,20235	0,930353	2,344924	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
25	1,24	0,099	90	44,66925	0,037069122	0,059311	0,35055874	8,93385	1,340078	1,498818	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
35	0,89	0,095	115	58,39425	0,027209997	0,043536	0,25161071	11,67885	1,751828	1,075764	2,827592	ДОП	+	+	+	+	+	V
50	0,62	0,09	140	83,0835	0,019556102	0,03129	0,17527937	16,6167	2,492505	0,749409	3,241914	ДОП	+	+	+	+	+	
70	0,443	0,086	165	113,6273	0,014520332	0,023233	0,12523994	22,72545	3,408818	0,535465	3,944282	ДОП	+	+	+	+	+	
95	0,326	0,083	205	147,2648	0,01182625	0,017892	0,09216302	29,45295	4,417943	0,394044	4,811986	ДОП	+	+	+	+	+	
120	0,258	0,081	240	186,3518	0,009236293	0,014778	0,07293883	37,27035	5,590553	0,311851	5,902403	ДОП	+	+	+	+	+	
150	0,206	0,079	275	229,7453	0,007736053	0,012378	0,05823798	45,94905	6,892358	0,248997	7,141355	ДОП	+	+	+	+	+	
185	0,167	0,077	310	309,33	0,00659826	0,010557	0,04721235	61,866	9,2799	0,201857	9,481757	ДОП	+	+	+	+	+	
240	0,129	0,075	355	429,012	0,005488349	0,008781	0,03646942	85,8024	12,87036	0,155925	13,02629	ДОП	+	+	+	+	+	
Мінімальні затрати на КЛ													2,827592					
Оптимальний переріз КЛ													35					

Рисунок 2.11 - Автоматизований вибір КЛ від ЦРП до ЦТП

Початкові дані																		
Нормальний режим																		
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі										Кдоп= 0,966								
Напруга, кВ										U= 10								
Довжина КЛ, км										l= 0,2								
Активна розрахункова потужність, кВт										P= 920								
Реактивна потужність, квар										Q= 679								
Розрахунковий струм окремого кабелю, А										Iл= 33,00								
Кількість кабелів										k= 2								
Допустима втрата напруги в КЛ, %										ΔUдоп = 5								
Аварійний режим																		
Струм КЗ на початку лінії, кА										Ікз = 2,40								
Приведений час КЗ, с										тп = 1,5								
Тепловий коефіцієнт С, (А*с^(1/2))мм^2										С = 90								
Мінімальний переріз ліній за умовою КЗ, мм^2										Fкз = 32,65								
Післяаварійний режим																		
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження										Кпа = 1,25								
Доля навантаження в післяаварійному режимі										Кпап = 0,85								
Допустима втрата напруги в КЛ, %										ΔUпадоп = 5								
Економічні характеристики																		
Питома вартість втрат										Во = 4275,51								
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее = 10,00%								
Коефіцієнт віпрахувань на амортизацію										Еа = 5,00%								
F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ко, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн	Вв, т. Грн	З, т. грн	Доп	Кдоп*Iдоп >= Iр	Кпа*Кдоп >= Кпап*Iр *Кл	ΔUn <= ΔUндоп	ΔUpa <= ΔUпадоп	F >= Fкз	V
10	3,1	0,122	0	21,4605	0,293475	0,498908122	4,052047	8,5842	1,28763	17,32457	---	НЕДОП	---	---	+	+	---	
16	1,94	0,113	75	31,01175	0,186147	0,316449265	2,535797	12,4047	1,860705	10,84183	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
25	1,24	0,099	90	44,66925	0,120798	0,205355982	1,620819	17,8677	2,680155	6,929828	---	НЕДОП	+	+	+	+	---	
35	0,89	0,095	115	58,39425	0,088327	0,15015552	1,16333	23,3577	3,503655	4,973828	8,477483002	ДОП	+	+	+	+	+	V
50	0,62	0,09	140	83,0835	0,063148	0,107351411	0,810409	33,2334	4,98501	3,464914	8,449923889	ДОП	+	+	+	+	+	
70	0,443	0,086	165	113,6273	0,046593	0,0792076	0,579051	45,4509	6,817635	2,475737	9,29337186	ДОП	+	+	+	+	+	
95	0,326	0,083	205	147,2648	0,035625	0,060562992	0,426118	58,9059	8,835885	1,821874	10,65775908	ДОП	+	+	+	+	+	
120	0,258	0,081	240	186,3518	0,029234	0,049697222	0,337235	74,5407	11,18111	1,441851	12,62295626	ДОП	+	+	+	+	+	
150	0,206	0,079	275	229,7453	0,024314	0,041333801	0,269265	91,8981	13,78472	1,151246	14,93596058	ДОП	+	+	+	+	+	
185	0,167	0,077	310	309,33	0,02059	0,035003538	0,218288	123,732	18,5598	0,933291	19,4909132	ДОП	+	+	+	+	+	
240	0,129	0,075	355	429,012	0,016959	0,028829673	0,168617	171,6048	25,74072	0,720926	26,46164563	ДОП	+	+	+	+	+	
Мінімальні затрати на КЛ													8,449923889					
Оптимальний переріз КЛ													35					



Рисунок 2.12 - Автоматизований вибір КЛ від ЦРП до ЦТП2

Таблиця 2.2- Результати вибору кабельних ліній внутрішньозаводської СЕП

Живлення	Тип кабелю	Переріз кабелю, мм <sup>2</sup>
ЦРП-ЦТП1	АПвЭБВ	35
ЦРП-ЦТП2	АПвЭБВ	35

### 2.5 Визначення оптимальних координат розміщення підстанцій СЕП

В магістерській кваліфікаційній роботі було розраховане оптимальне розміщення ЦРП по критерію мінімуму річних приведених затрат в СЕП.

Вирази для знаходження оптимального розміщення ЦРП та знаходження центру мережі знаходяться в Додатку Б.4.

При визначенні довжини кабелів живлення від точки підведення зовнішньої лінії живлення до ЦРП та від ЦРП до ЦТП буде використовуватися евклідова метрика.

Технічні характеристики мережі															
Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ									Уж=			10			
Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)									МетрикаЖ =			Е			
Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)									МетрикаР =			НЕ			
Економічні характеристики мережі															
Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км									а=			7			
Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої ПЛІ тис.грн/км									аж=			9			
Питома вартість втрат, грн/кВт									Во=			4275,51			
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень									Ее=			0,1			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію									Еа=			4,00%			
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії									Еаж=			3,00%			
Лінії живлення	X, м	Y, м	F, мм <sup>2</sup>	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro, Ом/км	Ko, т.грн/км	L, м	З, тис. грн				
ЖЛ	70	0	90	2	2118,96	2085,00	85,82	0,428	363,232	141,99	18,352				
ТП1	63	166	35	2	456,5289	384,9149	17,24	0,89	58,39425	82,00	1,977				
ТП2	189	135	35	2	524,8244	619,693	23,44	0,89	58,39425	75,00	2,241				
Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											22,56997				
Кординати ЦЕМ, м									Xo =			114	Yo=		135

Рисунок 2.13 - Таблична форма визначення оптимальних координат розміщення ЦРП

Отже координати розміщення ЦРП  $X_0=114$ ,  $Y_0=135$ .

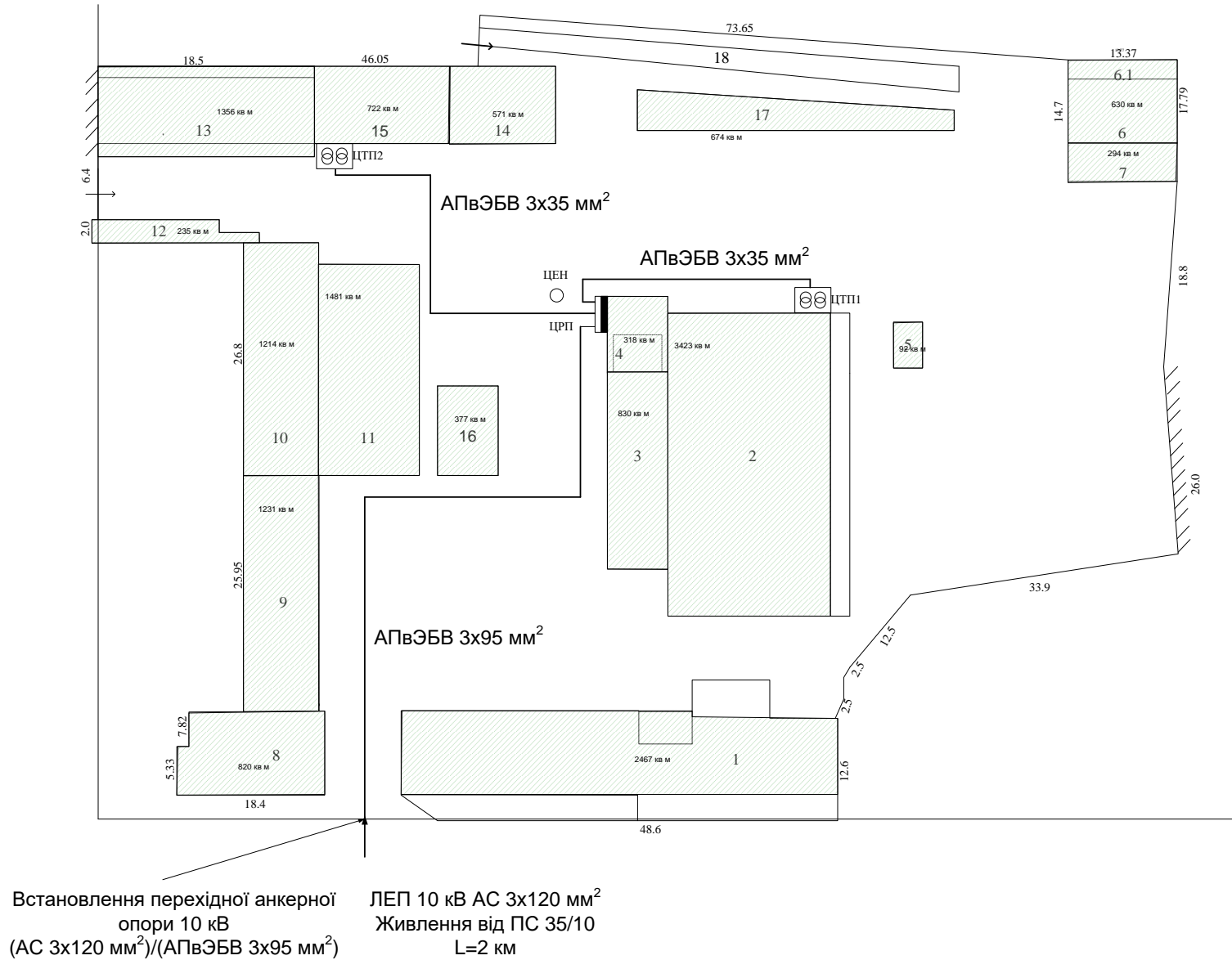


Рисунок 2.14 - Генплан підприємства із розташуванням ЦРП та ЦТП

### 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА «ЖМЕРИНСЬКІЙ ДИСТАНЦІЇ ПІВДЕННО – ЗАХІДНОЇ ЗАЛІЗНИЦІ»

Головною відмінністю ЦПС є наявність вбудованих в первинне обладнання аналогово-цифрових перетворювачів та інтелектуальних мікропроцесорних пристроїв, застосування обчислювальних мереж для комунікацій, цифрового способу доступу до інформації, її передачі і обробці, автоматизація роботи підстанції і процесів управління нею. Розвиток автоматизації підстанцій почалося з появи та впровадження систем телемеханіки. На базі систем телемеханіки розвивалися перші автоматизовані системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) електричних підстанцій і електростанцій. АСУ ТП дозволяли не тільки збирати інформацію, а і подальшу обробку, представляти її в зручному для користувача вигляді. З появою перших мікропроцесорних реле інформація від цих пристроїв також стала інтегруватися в системи АСУ ТП. Поступово кількість пристроїв з цифровими інтерфейсами збільшувалося (системи моніторингу силового обладнання, (протиаварійне автоматика, системи моніторингу щитів постійного струму і щитів власних потреб і т.п.). Вся ця інформація від пристроїв нижнього рівня інтегрувалася в АСУ ТП по цифровим інтерфейсам.

#### 3.1 Загальна інформація про цифрові підстанції

Цифрову підстанцію називають стрижневим компонентом створення інтелектуальної мережі – а ця тема останнім часом набуває все більшої популярності. Це проривний, визнаний на міжнародному рівні метод автоматизації, вирішальний завдання ефективного управління енергетичними об'єктами, повністю переводить його в цифровий формат. Це забезпечує підвищення надійності і готовності системи, а також оптимізацію вторинних ланцюгів на підстанції. Провідні компанії в цій галузі продовжують розвивати цю технологію, причому, як зазначають експерти, особливу цінність представляє об'єднання зусиль, враховуючи значущість і масштабність поставлених завдань. Силами однієї компанії цей стратегічно значущий для

галузі проект здійснити неможливо, зауважують фахівці. На їхню думку, час, коли всі ці технології склали комерційну таємницю, вже минуло й для впровадження цифрових підстанцій з'явилося реальне співнота, яке просуває цю технологію в усіх напрямках. Підтвердження цих слів – угода між компаніями Alstom і Cisco, які домовилися разом розробляти рішення для безпечної автоматизації цифрових підстанцій. У цих рішеннях будуть використовуватися маршрутизатори і комутатори для підстанцій Cisco Connected Grid в захищеному виконанні з розширеними комунікаційними можливостями і функціями інформаційної безпеки і система управління Alstom DS Agile для автоматизації підстанцій. Це дозволить вивести продуктивність IP-комунікації на новий рівень і забезпечити інтеграцію інформації безпеки, розподіленого моніторингу та управління. На основі такого рішення вже створені центри передачі інформації і розподілу енергії в рамках сучасної архітектури електромереж. Основні переваги цифрових підстанцій лежать в області економіки: знижується вартість створення і вартість експлуатації. Економія досягається за рахунок скорочення площ, необхідних для розміщення об'єкта, зниження кількості обладнання (наприклад, за рахунок поєднання різних пристроїв) і, як наслідок, вартості монтажних робіт. В результаті вартість автоматизації управління підстанцією складе не більше 15 відсотків від вартості її будівництва і оснащення первинним обладнанням. З точки зору надійності цифрова підстанція виграє за рахунок меншої кількості елементів і використання коштів моніторингу і діагностики.

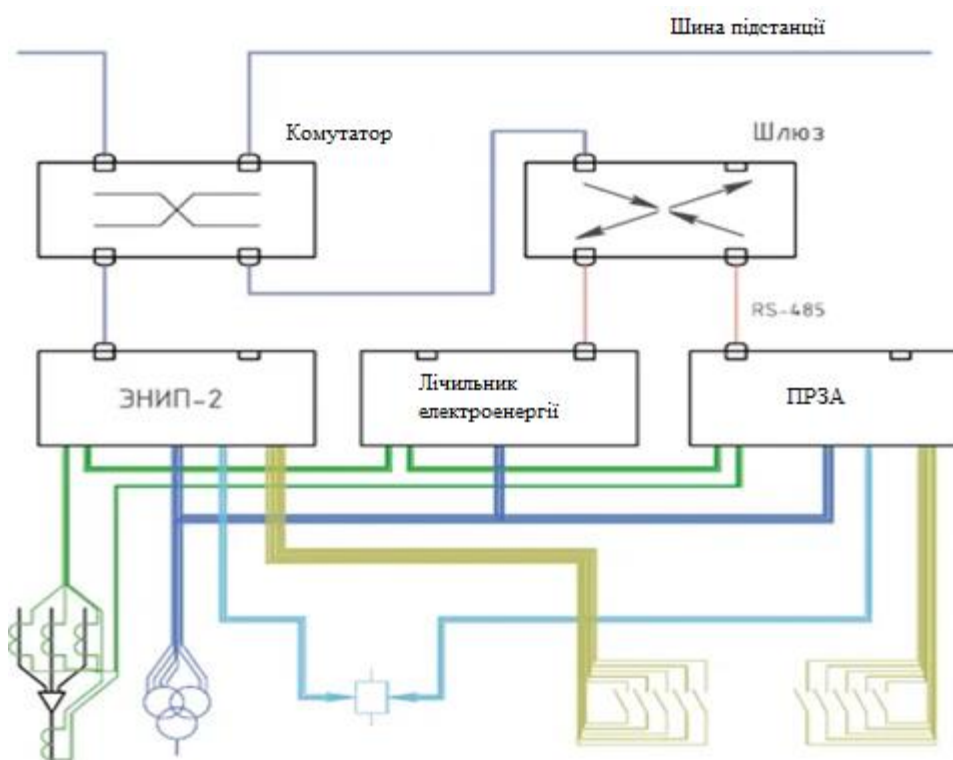


Рисунок 3.1 – Структурна схема цифрового осередку

Центральним компонентом цифрової осередки є багатofункціональний вимірювальний перетворювач еніпей-2, який забезпечує вимірювання параметрів режиму енергосистем на основі середньоквадратичних значень, а також на основі струмів і напруг головною гармоніки, виконання функцій телесигналізації і телекерування, технічного обліку електроенергії, заміщення щитових приладів при використанні модулів індикації, технічного обліку електроенергії, моніторингу якості електроенергії. Пристрої еніпей-2 містять один або два порти Ethernet (кручена пара  $2 \times 100\text{BASE-TX}$  або оптика  $2 \times 100\text{BASE-FX MM LC}$ ) з підтримкою MEK 61850-8-1. Можлива як незалежна робота портів, так і робота через вбудований мережевий комутатор. У еніпей-2 вбудований сервер MMS-повідомлень, публікатор і передплатник GOOSE-повідомлень для реалізації оперативних блокувань і управління. З метою розширення функціональних можливостей еніпей-2 доповнюються модулями дискретного введення / виведення, блоками телеуправління з вбудованими реле, модулями кабельних мереж 6-35 кВ, модулями введення / виведення з різних датчиків по шині 1-Wire (температурні датчики, датчики вологості,

датчики охоронних систем і т. д.), модулями індикації на основі світлодіодних індикаторів, чорно-білих і кольорових сенсорних РКІ.

### 3.2 Аналіз міжнародного стандарту IEC -61850

IEC-61850 - стандарт «Мережі і системи зв'язку на підстанціях», що описує формати потоків даних, види інформації, правила опису елементів енергооб'єкта і звід правил для організації подієвого протоколу передачі даних[18].

З появою перших цифрових пристроїв, почали формуватися вимоги до систем передачі даних. Ці вимоги стосувалися надійності, продуктивності і сумісності програмно-апаратних рішень.

З 1960-х років робилося безліч спроб створити систему, що задовольняє цим вимогам, але через технічні складнощі досягнення поставлених цілей було утруднено.

Рух до досягнення 100% надійності, сумісності та гарантованої доставки даних велось не тільки шляхом модернізації комп'ютерних систем і систем зв'язку, а й шляхом розробки нових протоколів передачі даних.

Кожен виробник будував систему на основі тих протоколів передачі даних, які він вважав найбільш підходящими для вирішення того чи іншого завдання. Використовувалися такі протоколи як IEC 60870-5-101 / 103/104, Modbus, DNP3 і т.д. Деякі з них стали більш популярними, деякі менш, але таке розмаїття рішень призводило до відсутності сумісності і взаємозамінності обладнання та ускладнення процесу системної інтеграції.

Історія створення IEC-61850 почалася ще в 1980-х роках в США в Детройті. На заводах, які збирають автомобілі, були встановлені роботи-збирачі, управління якими здійснювалося по протоколу MMS (англ.). Використання цього протоколу виявилось досить успішним і вже в 90-х роках він ліг в основу UCA2 (Utility Communication Architecture), який активно застосовувався в Європі в електроенергетиці.

Область застосування стандарту IEC 61850 - системи зв'язку всередині підстанції. Це набір стандартів, в який входять стандарт по тимчасовій зв'язку та зв'язку клієнт-сервер, стандарт по структурі і конфігурації підстанції, стандарт за методикою випробувань, стандарт екологічних вимог, стандарт проекту. Повний набір стандартів має наступні розділи:

Розділи стандарту:

IEC 61850-1: Введення і загальний огляд;

IEC 61850-2: Ключові параметри;

IEC 61850-3: Основні вимоги;

IEC 61850-4: Управління системою і проектуванням;

IEC 61850-5: Вимоги до зв'язку для функцій і моделей пристроїв;

IEC 61850-6: Мова опису конфігурації зв'язку між мікропроцесорними електронними пристроями підстанцій;

IEC 61850-7: Основна структура зв'язку для обладнання підстанції та лінії живлення (4 частини);

IEC 61850-8-1: Опис специфічного сервісу зв'язку (SCSM) - Опис передачі даних по протоколу MMS (ISO / IEC 9506 - Частина 1 і Частина 2) і по протоколу ISO / IEC 8802-3;

IEC 61850-9-1: Опис специфічного сервісу зв'язку (SCSM) - Вибіркові значення по послідовному ненаправленого багатоточковому каналу передачі даних типу точка-точка;

IEC 61850-9-2: Опис специфічного сервісу зв'язку (SCSM) - Вибіркові значення по ISO / IEC 8802-3;

IEC 61850-10: Перевірка на сумісність.

Переваги стандарту

Основною вимогою до системи збору даних в стандарті є забезпечення здатності мікропроцесорних електронних пристроїв до обміну технологічними і іншими даними. Стандарт пред'являє наступні вимоги до системи:

- Високошвидкісний обмін даними мікропроцесорних електронних пристроїв між собою (однорангова зв'язок).

- Висока надійність.
- Гарантований час доставки.
- Функціональна сумісність обладнання різних виробників.
- Засоби підтримки читання осцилограм.
- Засоби підтримки передачі файлів.
- Конфігурація / автоматичне конфігурування.
- Підтримка функцій безпеки.

IEC 61850 є об'єктним протоколом, фокусованим на автоматизацію підстанцій, і значно розширює можливості попередніх стандартів МЕК. Через складність програмної реалізації IEC 61850, що включає реалізацію цілого ряду стандартів з передачі даних (MMS ISO 9506, стека протоколів ISO, GOOSE і GSSE), на ринку практично відсутні надійні готові рішення, що дозволяють приймати дані з пристроїв, що підтримують 61850.

#### Огляд стандарту IEC -61850

IEC -61850 замислювався як універсальний стандарт, який дозволить упорядкувати розрізнені рішення різних виробників пристроїв релейного захисту та систем передачі даних, що застосовуються на підстанціях.

Стандарт вийшов відносно складним саме через свою універсальність. Він описує не тільки як передаються дані, але і закріплює вимоги до опису електричних систем на всіх рівнях, починаючи від рівня системи в цілому, закінчуючи конфігурацією окремого терміналу релейного захисту та автоматики (РЗА).

Згідно з цими вимогами, система описується в зрозумілою і стандартизованої формі. Вся інформація про конфігурації зберігається в файлах певного формату. Це призводить до того, що розробка систем на базі 61850 проста і зрозуміла.

Крім того, в стандарті прописані вимоги щодо електромагнітної сумісності, по взаємозамінності пристроїв і т. д.

Значна частина стандарту присвячена протоколам передачі даних - MMS і GOOSE.



## Передача даних в системах на базі IEC -61850

Згідно 61850 пристрою РЗА об'єднані шиною, по якій самі пристрої обмінюються даними між собою і передають ці дані на верхній рівень. Така архітектура зручна тим, що застосування технологічної шини значно зменшує кількість мідних проводів, що спрощує настройку, проектування і експлуатацію системи.

Дані від терміналів релейного захисту по станційній шині можуть передаватися на верхній рівень оператора, крім того, у контролюючих органів, що мають відповідний рівень доступу, є можливість отримувати оперативні дані з будь-якої підстанції і з будь-якого терміналу РЗА. Ця інформація дозволяє контролювати діяльність підпорядкованих служб, що підвищує надійність енергетичних об'єктів в цілому.

Можливість такого гнучкого конфігурування інформаційних потоків з'явилася, завдяки тій частині стандарту, яка присвячена передачі даних.

Основними протоколами передачі даних, відповідно до стандарту IEC-61850, є протоколи MMS і GOOSE.

MMS використовується для передачі даних від терміналів РЗА в SCADA систему для подальшої візуалізації, а GOOSE - для обміну даними між терміналами.

Важливою особливістю протоколів є гарантована доставка повідомлень, а швидкість передачі даних у MMS і GOOSE вище, ніж у інших протоколів передачі даних, таких як, наприклад, Modbus.

Взаємозамінність окремих компонентів системи досягається за рахунок стандартизації протоколів передачі даних, а також за рахунок жорстких вимог по сумісності обладнання.

Системи, побудовані на 61850, простіше обслуговувати через зменшення кількості кабельних ліній зв'язку, що позитивно позначається на надійності системи в цілому.

Архітектура системи інтуїтивно зрозуміла, в результаті розробники та інтегратори витрачають менше часу на розуміння архітектури конкретного об'єкта і, як наслідок, значно знижується вартість проектування і інтеграції.

Обслуговування таких систем у порівнянні зі стандартними в цілому простіше, хоч і пред'являє дещо інші вимоги до досвіду персоналу.

До недоліків можна віднести підвищену складність і новизну стандарту. У розробників та інтеграторів мало досвіду побудови подібних систем, але цей недолік, очевидно, тимчасовий.

Ще одним недоліком систем, побудованих на 61850, є підвищена вартість мікропроцесорного обладнання РЗА, однак, потрібно пам'ятати, що застосування 61850 дає ряд переваг, саме тому, кількість підстанцій по всьому світу, побудованих на основі 61850, збільшується.

### 3.3 Цифровий захист

Сучасні пристрої релейного захисту, як правило, виконуються цифровими. Це означає, що вимірювані значення струму і напруги перетворюються в дискретні значення, а потім обробляються в необхідні цифрове значення.

Всі цифрові захисту є багатофункціональні, тобто крім потрібних видів захистів електроустаткування паралельно застосовуються інші функції, такі як вимірювання (струм, напруга, потужність), контроль, управління і автоматика. Число таких функцій постійно збільшується разом з потужністю процесора і обсягом пам'яті терміналів.

Практично всі реально існуючі фізичні явища і про-процеси в природі описуються аналоговими сигналами. Аналоговий сигнал безперервно змінюється в часі і може приймати будь-які значення в деякому часовому діапазоні, що визначається природою фізичних величин.

Дискретний (цифровий) сигнал, на відміну від аналогового, може приймати лише кінцеве безліч значень і визначено лише для конкретних моментів часу.

Процес переходу від аналогового сигналу до дискретного передбачає дві операції: дискретизацію за часом і квантування за рівнем. А пристрої, що виконують цю операцію, називаються аналого-цифровими перетворювачами (АЦП). По-суті, аналого-цифрове перетворювання - це вимір миттєвих значень аналогового вхідного сигналу через задані інтервали часу  $\Delta t$  і кодування вимірених дискретних значень сигналу ( $U$ ) за рівнем. При кодуванні сигналу по рівню, його дискретне значення ( $U$ ) рівномірно розбивається на кінцеве число підрівнів, так зване рівнями квантування ( $\Delta U$ ). Кожному значенню рівня сигналу може бути присвоєно код (двійкове число від 0001 до 10001). Записані двійкові числа (код) передаються в мікропроцесор через певні проміжки часу  $t$ , так звані вибірки вибірками.

Загальна структурна схема мікропроцесорних захистів представлена на рис. 3.2.

Аналогові сигнали, отримані від вимірювальних трансформаторів ТА, TV у вигляді синусоїдальних струмів і напруг, після перетворення в проміжних трансформаторах TLA і TLV і частотних фільтрах ЧФ, перетворюються в дискретні і кодуються АЦП, в подальшому обробляються мікропроцесорною системою (МПС), побудованої на цифрових мікросхемах.

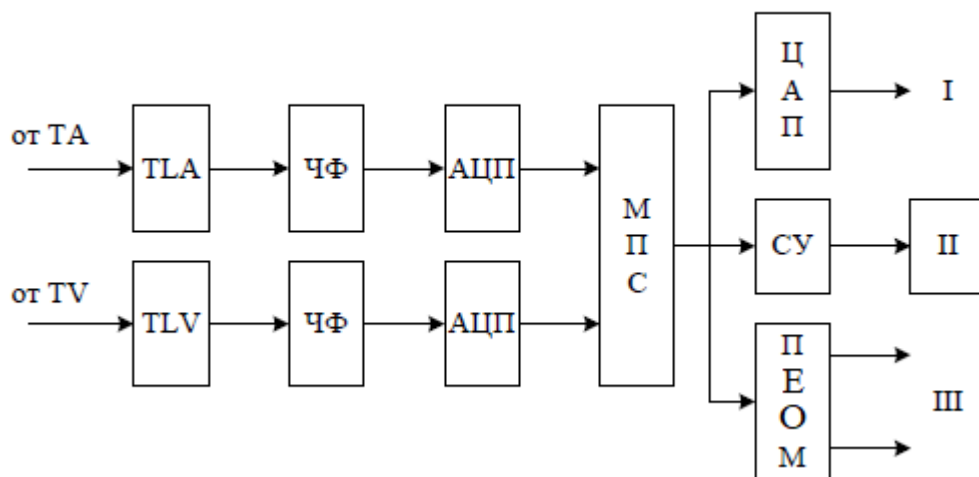


Рисунок 3.2 – Загальна структурна схема мікропроцесорних захистів

TLA, TLV - проміжні трансформатори струму і напруги; АЦП – аналогово-цифрові перетворювачі; ЧФ - частотний фільтр; МПС - мікропроцесорна система; ЦАП - цифро-аналоговий перетворювач; СУ - сигнальний пристрій;

РАС -реєстрація аварійних подій; ПЕОМ - персональна ЕОМ; І - на відключення ви-вимикачів; ІІ - до оперативного персоналу; ІІІ - до релейного персоналу

### 3.4 Оптичний трансформатор струму

Вимірювальний перетворювач струму (ЦТС) призначений для вимірювання та передачі параметрів струму приладів вимірювання, обліку, захисту, автоматики, сигналізації і управління в мережах змінного і постійного струму на номінальну напругу 6 (10) - 110 кВ (на більш високі класи напруги - виконується по погодженням) з частотою 50 і 60 Гц[19].

Передача даних може організовуватися по оптичним кабелям відповідно до протоколу ІЕС 61850-9-2 або по мідних кабелях у вигляді аналогового сигналу, ЦТС має кілька первинних перетворювачів, вимірювальна інформація з яких призначена для різних пристроїв - споживачів (РЗА, АІІС КУЕ).

Трансформатори конструктивно складаються з таких компонентів:

- первинні перетворювачі сили змінного і постійного струму;
- електронний блок на стороні високої напруги (для виконань від 35 кВ і вище);
- електронний блок на стороні низької напруги.

Первинні перетворювачі сили змінного і постійного струму є: малогабаритний трансформатор струму, пояс Роговського і датчик постійного струму (опція). Малогабаритний трансформатор струму призначений для передачі інформації пристроїв комерційного обліку електроенергії, а пояс Роговського і датчик постійного струму - пристроїв релейного захисту та автоматики.

Електронні блоки виконують перетворення вихідних сигналів первинних перетворювачів сили змінного і постійного струму в цифровий сигнал, його обробку і передачу вимірних значень сили і напруги змінного струму пристроїв релейного захисту, автоматики, комерційного обліку електроенергії та інших пристроїв на підстанції відповідно до протоколу ІЕС 61850-9 -2

(протокол передачі може бути змінений або доповнений іншим протоколом на вимогу замовника). На виході трансформатори формують кілька потоків вимірювань миттєвих значень сили струму і напруги з наступними частотами дискретизації:

- 1) 4000 Гц (80 звітів на період промислової частоти 50 Гц) - для пристроїв релейного захисту та автоматики;
- 2) 12800 Гц (256 звітів на період промислової частоти 50 Гц) - для пристроїв комерційного обліку електроенергії.

Трансформатори також можуть формувати потоки вимірних миттєвих значень з наступними частотами дискретизації (опція):

- 1) 4800 Гц (96 звітів на період промислової частоти 50 Гц і 80 звітів на період промислової частоти 60 Гц);
- 2) 15360 Гц (256 звітів на період промислової частоти 60 Гц);
- 3) 14400 Гц (288 звітів на період промислової частоти 50 Гц і 240 звітів на період промислової частоти 60 Гц);
- 4) 96000 Гц - для цілей обліку електроенергії і РЗА в мережах постійного струму.

Частота дискретизації може бути змінена на вимогу замовника, але не повинна перевищувати 96 000 Гц.

Опціонально ЦТС може видавати додаткову службову інформацію про параметри вимірюваних електричних сигналів і переданої електричної енергії, а також службову інформацію відображає стан цифрового трансформатора.

Синхронізація електронних блоків з системою точного часу здійснюється за зовнішнім сигналом 1PPS або даними синхронізації по протоколу РТР. Вибір типу синхронізації проводиться на вимогу замовника.

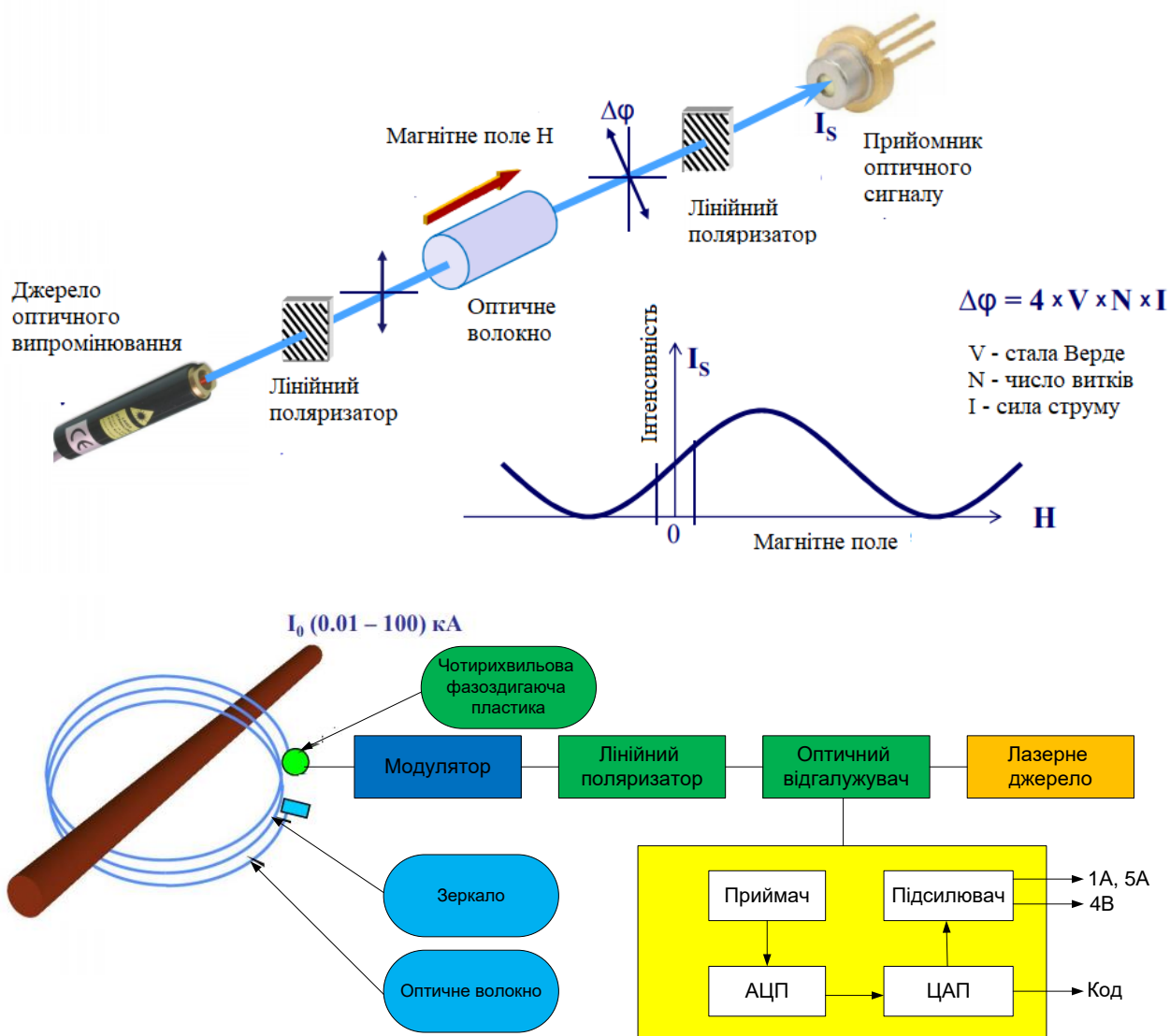


Рисунок 3.3 – Принцип побудови цифрового трансформатора струму

### 3.5 Оптичний трансформатор струму

Вимірювання напруги здійснюється ємнісним дільником з використанням електронно-оптичного перетворювача, встановленого в герметичному відсіку нижній частині ізоляційної колони. Вимірювальний сигнал знімається з нижньої секції конденсаторного дільника напруги, вимірювання проводяться на рівні мікрострумів, тому в конструкції не використовується ферорезонансний блок, застосовуваний в стандартних конструкціях ємкісних вимірників. Живлення подільника напруги здійснюється по оптичному волокну із застосуванням спеціалізованого лазерного джерела випромінювання високої надійності. інформація про виміряних значеннях напруги передається в блок

електронної обробки, в цифровому вигляді. Таким чином, досягається абсолютна гальванічна ізоляція первинних і вторинних ланцюгів[20].

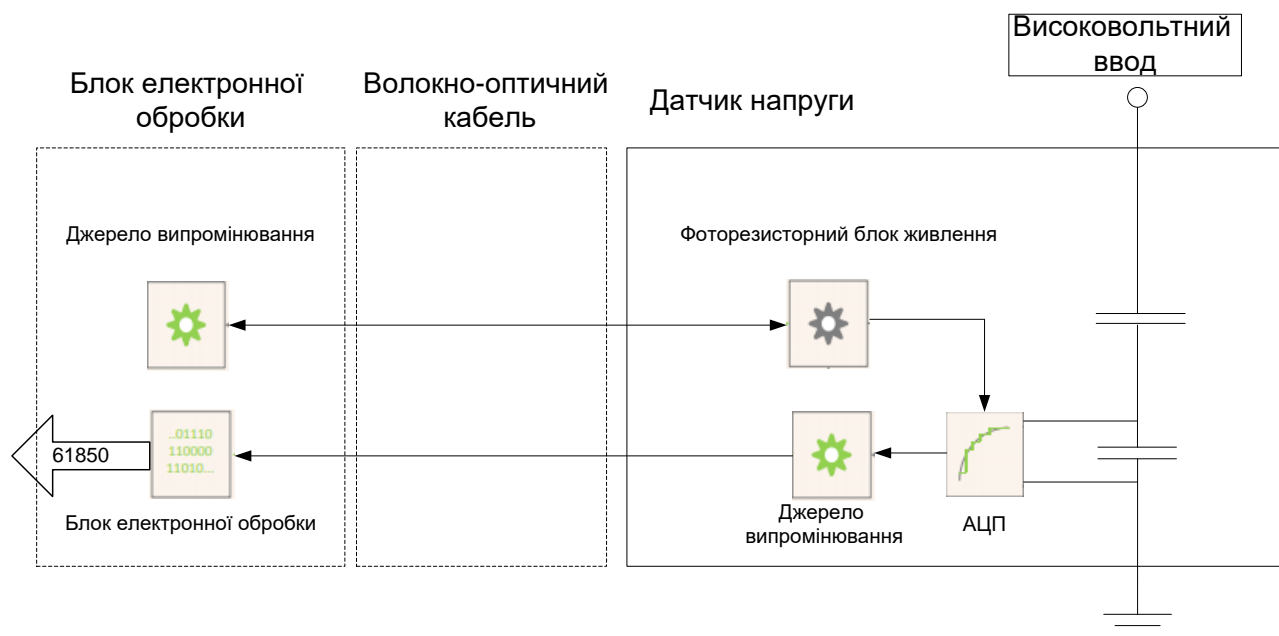


Рисунок 3.4 – Принцип побудови цифрового трансформатора напруги

### 3.6 Розрахунок РЗА

#### Захист трансформаторів

Для стійкості системи електропостачання на підприємства в аварійних режимах і для захисту обладнання СЕП використовують релейний захист та автоматику (РЗА)

Для зменшення попередження виходу з ладу елементів СЕП встановлюють РЗ. При встановленні РЗ повинні дотримуватись такі вимоги:

- 1) швидкодія;
- 2) селективність дії;
- 3) простота схеми;
- 4) чутливість захисту;
- 5) надійність відключення всіх видів пошкоджень;

Для захисту від внутрішньозаводських коротких замикань (К.З.) застосовують:

- а) диференційний захист або диференційна відсічка;
- б) струмову відсічку без витримки часу зі сторони живлення, коли відсутній диференційний захист;
- в) захист максимального струму.

На даного підприємства можна встановити струмову відсічку на початку ділянки лінія – трансформатор. Захист від струмів К.З. на понижаючих трансформаторах виконують з урахуванням максимального струму з витримкою часу.

Для трансформатора потужністю 630 кВА:

На двотрансформаторних підстанціях розрахунок проводимо в після аварійному режимі (вихід з ладу одного із них). В такому режимі трансформатор короткочасно може бути перевантажений не більше ніж 40%:

$$I_{\text{ном.АВ}} = \frac{S_{\text{вст}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{882}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51 \text{ А} \quad (3.1)$$

Струм спрацювання захисту від перевантаження:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{з}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{ном.АВ}} = \frac{1,3 \cdot 2,2}{0,85} \cdot 51 = 171 \text{ А}, \quad (3.2)$$

де:  $K_{\text{Н}} = (1,30-1,50)$  – коефіцієнт надійності;

$K_{\text{з}} = (2-2,20)$  – коефіцієнт самозапуску;

$K_{\text{В}} = (0,80-0,850)$  – коефіцієнт повернення.

Струм спрацювання вставки:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх}}}{n_{\text{Т}}} \cdot I_{\text{с.з.}} = \frac{5}{100} \cdot 171 = 8,57 \text{ А},$$

де:  $K_{\text{сх}} = 1,0$  – коефіцієнт схеми;

$n_{\text{Т}} = 5/100$  – коефіцієнт трансформації вимірювальних трансформаторів.

Для трансформатора потужністю 1000кВА:



При виході з одного трансформатора з ладу інший трансформатор може бути перевантажений не більше ніж 40%:

$$I_{ном.АВ} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,40 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129,33 А.$$

Струм спрацювання захисту від перевантаження:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном.АВ} = \frac{1,30 \cdot 2,20}{0,85} \cdot 129,32 = 435,16 А$$

де:  $K_H = (1,30-1,50)$  – коефіцієнт надійності;

$K_3 = (2-2,20)$  – коефіцієнт самозапуску;

$K_B = (0,80-0,850)$  – коефіцієнт повернення.

Струм спрацювання реле:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{n_T} \cdot I_{с.з.} = \frac{5}{100} \cdot 435,16 = 21,76 А ,$$

де:  $K_{сх} = 1$  – коефіцієнт схеми;

$n_T = 5/100$  – коефіцієнт трансформації.

Захист кабельних ліній

В кабельних лініях напругою 10кВ передбачений захист від замикання на землю.

Струм спрацювання захисту ліній:

$$I_{с.з.} = K_H \cdot K_B \cdot I_3 = 1,3 \cdot 4 \cdot 0,5 = 2,6 А ,$$

де:  $K_H = (1,30-1,50)$  – коефіцієнт надійності;

$K_B = 4$  – коефіцієнт, який враховує стрибок струму;

$I_3$  – струм замикання на землю,

$$I_3 = U \cdot L / 10 = 10 \cdot 0,50 / 10 = 0,50 А .$$

Розраховуємо струм спрацювання. Струм спрацювання миттєвої дії (струмової відсічки) вибираємо таким, щоб відсічка не спрацювала при К.З. на суміжній лінії:

$$I_{с.з.} = K_H \cdot I_{к1} = 1,2 \cdot 3,08 = 3,696 \text{кА} ,$$

де:  $K_H = (1,20-1,30)$  – коефіцієнт надійності;

$I_{к1}$  – струм на початку лінії.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.р.} = 5/100 \cdot 3,686 = 0,185 \text{кА}.$$

Вибір трансформаторів напруги та струму

Умови вибору трансформаторів напруги для живлення електровимірювальних приладів вибирають:

- ✓ за класом точності;
- ✓ за номінальною напругою первинного кола;
- ✓ за схемою з'єднання обмоток.

Схеми з'єднання приладів різні, тому перевіряємо трансформатори напруги по точкам вимірювання наближено, прирівнюючи сумарне трьохфазне навантаження всіх вимірювальних приладів з трьохфазною номінальною потужністю напруги в класі 0,5.

Таблиця 3.1 – Потужність яку споживають одмотки напруги вимірювальних приладів

прилади	Спож, ВА	кількість	Uн,В
лічильник активної та реактивної енергії	1,7	3	0,38
вольтметр	2,5	3	1

Таблиця 3.2 – Вибір трансформаторів напруги

	Тип	Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
U <sub>ном</sub> , кВ	НТМК-10	U <sub>n</sub> < U <sub>ном</sub>	10 кВ	10кВ
Клас точності		0,5		0,5
похибка		0,5%	0,5%	0,5%

Трансформатори струму ТС вибираються

- ✓ за номінальною напругою;
- ✓ за номінальним струмом;
- ✓ за навантаженням вторинного кола, яке забезпечує похибку в межах

паспортного класу точності.

Трансформатори струму вибирають для ліній вводу секціонування і для підходящих ліній. Вони повинні бути в класі точності: 0,5 – для розрахункових лічильників, 5 – для щитових приладів, Р – для релейного захисту.

Вибір на вторинному навантаженні:

$$Z_2 < Z_{2\text{ном}} \quad (3.3)$$

Де  $Z_2$  – вторинне навантаження ТС;

$Z_{2\text{ном}}$  - номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у вибраному класі точності.

Індуктивний опір таких кіл невеликий, тому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторинне навантаження  $r_2$  складається з опорів приладів, з'єднувальних проводів і перехідного опору.

$$r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пр}} + r_k \quad (3.4)$$

Опір контактів визначається:

$$r_{\text{пр}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 \quad (3.5)$$

Де  $S_{\text{прил}}$  – потужність, яку споживає прилад  
 $I_2$  - вторинний номінальний струм приладу.  
Опір контактів приймаємо – 0,1 Ом.

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

### 4.1 Визначення капітальних вкладень

Загальний розмір капіталовкладень у схему електропостачання підприємства може бути розрахований по наступним формулах:

а) для електричних ліній, грн.:

$$K_{л} = (K_{пит} \cdot k_{л} + K_{прок}) \cdot L, \quad (4.1)$$

де  $K_{пит}$  – питома вартість на 1км лінії, грн./км;  $K_{прок}$  – питома вартість прокладки, грн./км;  $k_{л}$  – кількість ліній;  $L$  – довжина лінії електропередачі, км.

$$K_{л1} = (K_{пит} \cdot k_{л} + K_{прок}) \cdot L = (47,92 \cdot 2 + 2,73) \cdot 0,082 = 8,06 \text{ (тис.грн)} \quad (4.2)$$

Для інших ліній розрахунки робляться аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 4.1;

Таблиця 4.1 – Розрахунок капіталовкладень для електричних ліній

Назва лінії	Марка кабелю	Кіл-ть	Довжина, км	$K_{пит}$ , тис.грн	$K_{прок}$ , тис.грн	$K_{л}$ , тис.грн
ЦРП - ТП1	АПВЭБВ 3x35	2	0,082	47,82	2,73	8,06634
ЦРП - ТП2	АПВЭБВ 3x35	2	0,075	47,82	2,73	7,37775
Всього						15,8727

б) для електричних підстанцій, тис. грн.:

$$K_{пс} = \sum_{i=1}^l n_i \cdot K_{оді} + K_{пост}, \quad (4.3)$$

де  $K_{оді}$  - вартість однієї трансформаторної підстанції (ТП) із трансформаторами визначеного діапазону потужності;  $n$  - кількість ТП даного виду, шт.;  $l$  - число різновидів ТП у схемі електропостачання;  $K_{пост}$  - постійні витрати, що мало залежать від потужності підстанції і зв'язані з устроєм

території, з створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла і т.д.

Визначимо капіталовкладення для ТП1, тис.грн.:

$$K_{\text{пс1}} = 214 \cdot 2 + 71,79 = 285,79 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.4)$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок капіталовкладень для цехових ТП

№	Тип тр-ра	Кількість т-рів	К <sub>од</sub> , тис.грн	К <sub>пост</sub> , тис.грн	К <sub>пс</sub> , тис.грн
КТП-1	ТМ-630	2	90	71,79	251,79
КТП-2	ТМ-1000	2	190	71,79	451,79
Всього					703,58

При плануванні розвитку існуючих мереж нерідко виконується реконструкція і модернізація: змінюються траси, напруги окремих ланцюгів, замінюється провід, опори і т.д. На підстанціях демонтуються старі і монтуються нові трансформатори, виконується заміна силового устаткування, приладів і вимикачів. Найчастіше потрібне перекомпонування підстанції, переробка будівельної частини, фундаментів для устаткування.

У цих випадках необхідно складати об'єктні кошториси, для чого використовують дані споріднених проектів, довідкові і нормативні матеріали.

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно однолінійної схеми, кількість вимикачів 10 кВ – 6 шт. Вартість вимикача 10 кВ можна прийняти рівною ( 20 -25 ) тис. грн.

Сумарна вартість вимикачів:  $K_B = 6 \cdot 20 = 120$  тис. грн.

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 120 + 703 + 15,87 = 839 \text{ тис.грн.}$$

## 4.2 Річні витрати і втрати електроенергії

Показники витрати і втрат потрібні для визначення собівартості 1 кВт·год. електроенергії, що споживається підприємством.

Річні витрати активної електроенергії промислового підприємства визначаються як сума витрат електроенергії силових і освітлювальних споживачів з урахуванням втрат у лініях і трансформаторах. У даному випадку рекомендується виконувати розрахунок кількості корисної електроенергії виходячи з установленної потужності електроспоживачів цехів, коефіцієнта попиту і числа годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{\pi} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.5)$$

де  $P_p$  - розрахункове (тривале максимальне) навантаження підприємства, кВт;  $T_m$  - річна кількість годин використання максимуму активного навантаження, год;  $K_{\pi}$  - коефіцієнт попиту по активній потужності групи електроспоживачів.

Річна кількість годин використання максимуму активної потужності по галузях промисловості при різному числі робочих змін приводяться в галузевих інструкціях і довідкових матеріалах. Величина  $T_m$  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...8000 год.

Річна витрата активної електроенергії для столярні майстерні, кВт·год/рік:

$$E_a = 225 \cdot 2750 = 618750 \text{ (кВт год./ рік)}. \quad (4.6)$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок річних витрат активної електроенергії промислового підприємства

Назва цеху	К-сть змін	Sp, кВА	Tм, год.	cos φ	Pp, кВт	Ea, кВт·год./рік
ЦТП1	1	714,7	2750	0,77	550,319	1965425
ЦТП2	1	1097,6	2750	0,83	911,008	3018400
Всього						4983825

Кількість електроенергії, розрахована вище, не враховує втрат у внутрішньозаводській розподільній мережі. Тому для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати її втрати в лініях і трансформаторах.

Розрахунок втрат електроенергії в лініях, кВт·год./рік:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.7)$$

де  $I_{\text{м}}$  - максимальний струм у лінії, А;  $R$  - активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (4.8)$$

де  $r_0$  - питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км.

Необхідно пам'ятати, що для двох паралельно працюючих ліній активний опір зменшується вдвічі, отже, у два рази нижче будуть і втрати електроенергії;

$\tau$  - час максимальних втрат, год./рік. Його величина визначається по заданій кількості годин використання максимуму  $T_{\text{м}}$  і характеризується наближеними значеннями.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{2750}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1394.$$

Розрахунок проводимо в табличній формі.



Таблиця 4.4 – Розрахунок втрат електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I <sub>м</sub> , А	R, Ом	τ, год./рік	R <sub>пит</sub> , Ом/км	ΔE <sub>л</sub> , кВт·год.
ЦРП - ТП1	АПвЭБВ 3x35	2	0,082	23	0,0902	1394,60076	1,1	399,2669457
ЦРП - ТП2	АПвЭБВ 3x35	2	0,075	27	0,0825	1394,60076	1,1	503,2486572
Разом								902,5156029

Втрати енергії групи однакових паралельно включених трансформаторів можуть бути визначені по формулі, кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.9)$$

де n - число трансформаторів у групі; ΔP<sub>к</sub> і ΔP<sub>xx</sub> номінальні (табличні) втрати відповідно короткого замикання і холостого ходу, кВт; T<sub>p</sub> - час роботи трансформаторів, год/рік.

Розрахунок заносимо до таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок втрат в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔP <sub>к</sub> , кВт	S <sub>p</sub> , кВА	S <sub>н</sub> , кВА	ΔE <sub>т</sub> , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-630	2	1,68	7,6	714,7	630	31138,66119
КТП-2	ТМ-1000	2	2,4	7,6	1097,6	1000	43644,10589
Разом							74782,76707

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

$$E = E_a + E_l + E_T \quad (4.10)$$

$$E = 4983825 + 902,5 + 74782,7 = 5059510,283 \text{ (кВт·год/рік)}. \quad (4.11)$$

### 4.3 Розрахунок оплати за електроенергію

Плата за електроенергію розраховуємо по одноставковому тарифі .

Визначимо плату за спожиту електроенергію за визначений період, грн./рік:

$$Ц = в \cdot E, \text{ (грн)}, \quad (4.14)$$

$$Ц = 2,76 \cdot 5059510,283 = 13964248,38 \text{ (грн)}, \quad (4.15)$$

де  $E$  - кількість електроенергії, що споживається, врахована по лічильнику;  $в$  – тарифна плата за електроенергію,  $в = 2,76$  грн./кВт·год.

### 4.4 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу.

Розрахунок фонду заробітної плати

#### 4.4.1 Розрахунок чисельності ремонтного та обслуговуючого персоналу

Витрати підприємства на зарплату визначаються на основі розрахунку чисельності експлуатаційних і ремонтних робочих. Основним критерієм при цьому є кількість і вигляд електрообладнання загальнозаводської частини енергогосподарства. Персонал, що обслуговує електроприймачів виробничих цехів, можна віднести до робітників цих підрозділів.

Кількість робітників, необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування і мереж, визначається виходячи з трудомісткості робіт, що виконуються. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи ППР обладнання і мереж промислової енергетики.

Персонал для ремонтних робіт, чел.:

$$N_{\text{ТР}} = \frac{T_{\text{ТР}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{ВН}}}, \quad (4.18)$$

$$H_{mp} = \frac{217,53}{1900 \cdot 1,1} = 0,1. \quad (4.19)$$

Експлуатаційні робітники, чол.:

$$H_{обсл} = \frac{T_{обсл}}{\Phi_d \cdot K_{ВН}}, \quad (4.20)$$

$$H_{обс} = \frac{2115}{1900 \cdot 1,05} = 1,03, \quad (4.21)$$

де  $T_{тр}$  - річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд-год;  $\Phi_d$  - дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робочого в рік; звичайно приймається рівним 1850-1900 год;  $K_{ВН}$  - плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках можна брати для ремонтного персоналу його значення 1,10, а для експлуатаційного - 1,05;  $T_{обс}$  - річна планова трудомісткість технічного обслуговування з обліком трудозатрат на огляди (перевірки, іспити), створювані як самостійні операції, люд-год.

Планова трудомісткість відповідного виду робіт  $T$  ( $T_{тр}$ ,  $T_{обс}$ ) залежить від кількості однотипного устаткування, трудомісткості одиниці цих робіт і числа їх повторень протягом року.

Згідно ПУЭ приймаємо  $H_{тр} = 2$  люд.,  $H_{обс} = 1$  люд.

Планову трудомісткість, люд.-год/рік:

$$T_{тр} = \Pi \cdot t_{норм} \cdot \beta_p \cdot h, \quad (4.22)$$

де  $\Pi$  - число ремонтів даного виду в рік, на одиницю обладнання;  $t_{норм}$  - норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год;  $\beta_p$  - поправочний коефіцієнт;  $h$  - кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить цьому виду ремонтних робіт.

Для вимикачів, люд.-год/рік:

$$T_{при} = 1 \cdot 11 \cdot 0,67 \cdot 6 = 44,22 \quad (4.23)$$

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і зв'язані з ними розрахункова кількість ремонтів у рік у системі ППР розроблені стосовно до енергоустаткування, що працює в двох змінах, тобто при  $K_{см} = 2$ . При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт:

$$\beta_p = \frac{2}{K_{см}} = \frac{2}{3} = 0.67 . \quad (4.24)$$

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

$$T_{обс} = 12 \cdot t_{тр} \cdot K_{ср} \cdot K_{зм} \cdot h, \quad (4.25)$$

де 12 - число місяців у році;  $t_{тр}$  - планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год;  $K_{ср}$  - 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 вимикачів, люд.-год/рік:

$$T_{обсi} = 12 \cdot 16 \cdot 0,1 \cdot 3 \cdot 6 = 417$$

#### 4.4.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Основою для розрахунку фондів заробітної плати є системи, що застосовуються при оплаті праці, чисельність експлуатаційного і ремонтного персоналу, діюча тарифна система. Плановим фондом заробітної плати називається сума коштів, що повинна бути нарахована працівниками енергогосподарства за роботу в час планового періоду. З метою планування фонд заробітної плати робітників підрозділяється на годинний, денний і місячний (річний).

Виплата, зв'язана з фактично обробленим часом або виконаною роботою, утворюють 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.

Суми, не зв'язані з виплатами за фактично вироблений час, являє собою додаткову заробітну плату. Це доплати підліткам за скорочений робочий день, оплата перерв у роботі матерів, що годують дітей, оплата відпусток і часу виконання державних обов'язків, виплата вихідних, доплата за вислугу років і ін.

Впровадження в нашій країні нових умов оплати праці дозволяє підвищити мінімальну заробітну плату трудящих, збільшити тарифні ставки і посадові оклади працівників.

Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників в дипломному проекті рекомендується використовувати почасово-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання і мереж, економію енергоресурсів. Ремонтний персонал преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

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:

$$\Phi_T = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{чз}} \cdot \Phi_d, \quad (4.26)$$

$$t_{\text{чз}} = ((K3 + K5)/2) \cdot C_I = ((1,18 + 1,36)/2) \cdot 27,12 = 34,44; \quad (4.27)$$

$$\Phi_T = 5 \cdot 0,9 \cdot 34,44 \cdot 1900 = 56139,3 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.28)$$

де  $\Phi_T$  - заробітна плата робітників-погодинників по тарифу;  $N_{\text{обс}}$  - число експлуатаційного персоналу по списку, люд.;  $\beta_n$  - коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу (можна приймати рівним 0.9);  $t_{\text{чз}}$  - годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду

експлуатаційних робітників, рівному 3,5 розряду;  $\Phi_d$  - ефективний фонд часу одного робітника в рік, год;

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

$$\Phi_c = T_{тр} \cdot t_{чр}, \quad (4.29)$$

$$\Phi_c = 217,53 \cdot 35,66 = 7757,11 \text{ (грн./рік)} \quad (4.30)$$

де  $\Phi_c$  - відрядна заробітна плата ремонтників, грн/рік;  $t_{чр}$  - годинна тарифна ставка відрядників, що відповідає середньому розряду ремонтників, прийнята рівна 4,5 розряду;

$$t_{чр} = ((K4 + K5)/2) \cdot C_1 = ((1,27+1,36)/2) \cdot 27,12 = 35,66; \quad (4.31)$$

$T_{тр}$  - сумарна річна планова трудомісткість поточного ремонту всіх груп енергообладнання і мереж, люд. - год.

Фонд основної заробітної плати, грн/рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0.05+0.01+\alpha), \text{ (грн/рік);} \quad (4.32)$$

$$\Phi_{от} = 56139,3 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 70735,51 \text{ (грн/рік);} \quad (4.33)$$

$$\Phi_{oc} = 7757,1198 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 10161,82 \text{ (грн/рік),} \quad (4.34)$$

де  $\Phi$  – тарифний фонд  $\Phi_r$  експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати  $\Phi_c$  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 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:

$$\Phi_{об} = \Phi_o \cdot 1,15; \quad (4.35)$$

$$\Phi_{обт} = 70735,518 \cdot 1,15 = 81345,84 \text{ (грн/рік)}; \quad (4.36)$$

$$\Phi_{обс} = 10161,82694 \cdot 1,15 = 11686,10 \text{ (грн/рік)}; \quad (4.37)$$

де  $\Phi_o$  - фонд основної заробітної плати відповідно експлуатаційних або ремонтних робітників грн/рік.

З метою утворення фонду зайнятості, фонду соціального і пенсійного страхування виділяються нарахування за рахунок засобів підприємства на заробітну плату. З цих фондів кошти витрачаються на виплату по тимчасовій утраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку трудящих, оздоровчі заходи для дітей працівників і інше.

Щоб визначити витрати по заробітній платі  $C_{зп}$ , необхідно у величині сумарного фонду по кожній категорії енергоперсоналу врахувати відрахування на соціальне страхування  $\beta_{соц}$ , грн/рік:

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{соц} + \beta_{пенс} + \beta_3}{100}\right) \quad (11.38)$$

$$C_{зпт} = 81345,8457 \cdot \left(1 + \frac{4 + 32 + 1.5}{100}\right) = 109816,89 \text{ (грн/рік)}; \quad (11.39)$$

$$C_{зпо} = 11686,101 \cdot \left(1 + \frac{4 + 32 + 1.5}{100}\right) = 15776,23 \text{ (грн/рік)}. \quad (12.40)$$

#### 4.4.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок потреби необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування і мереж виробляється на підставі трудомісткості річного плану ППРОСПЄ і

приведених норм витрати матеріалів. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство саме їх розробляє і затверджує.

З метою спрощення планування в системі витрата матеріалів віднесена до 100 люд.-год. трудомісткості усіх видів ремонтів, включаючи технічне обслуговування. Таким чином, знаючи трудомісткість плану, легко розрахувати потреби матеріалів.

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

$$C_{\text{мтр}} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{\text{три}} \sum_{j=1}^q m_{\text{три}j} \cdot \Pi_{\text{mj}} = 11353 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.41)$$

де - 0,01 - коефіцієнт приведення;  $f$  - кількість груп устаткування і мереж у схемі електропостачання;  $T_{\text{три}}$  - трудомісткість поточного ремонту  $i$ -ої групи енергоустаткування, люд.-год;  $q$  - число різновидів матеріалів;  $m_{\text{три}j}$  - норма витрати  $j$ -го виду матеріалу на 100 люд.-год трудомісткості поточного ремонту  $i$ -ої групи устаткування і мереж;  $\Pi_{\text{mj}}$  - ціна одиниці матеріалу, грн.

Аналогічно проводиться розрахунок планової вартості матеріалів для здійснення технологічного обслуговування устаткування і мереж, грн/рік:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \sum_{i=1}^f T_{\text{три}} \sum_{j=1}^q m_{\text{три}j} \cdot \Pi_{\text{mj}} = 95405 \text{ (грн/рік)}. \quad (4.42)$$

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Тому що вартість конкретного виду матеріалу являє собою добуток норми його витрати на ціну, то доцільно по кожному виду устаткування і мереж визначити підсумкову вартість усіх матеріалів, а потім її помножити на трудомісткість поточного ремонту чи технологічного обслуговування. Дані розрахунків заносимо до таблицю 4.7.



Таблиця 4.7 – Розрахунок трудомісткості

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування		Вартість матеріалу, грн.	
Силові трансформатори		630,00	1000,00	630,00	1000,00
Сталь сортова, кг	13,38	5,00	6	66,92	80,30
Провід установлюваний, м	5,55	1,00	0,5	5,55	2,78
Мідь-алюміній (гола), кг	124,62	36,00	42	4486,32	5234,04
Картон електроізоляційний, кг	60,09	1,20	1,4	72,10	84,12
Лакотканина (ширина 700мм), м	166,64	0,15	0,2	25,00	33,33
Кабельний папір, кг	49,14	0,50	0,6	24,57	29,48
Стрічка кіперна, кг	167,00	2,50	4	417,50	668,00
Стрічка тафтяна, кг	132,00	12,00	18	1584,00	2376,00
Стрічка азбестова, м	13,15	0,04	0,05	0,53	0,66
Лаки ізоляційні, кг	71,88	0,80	1,5	57,50	107,82
Емалі ґрунтові, кг	78,85	2,00	2,5	157,69	197,11
Масло трансформаторне, кг	24,36	0,30	0,58	7,31	14,13
Бензин, кг	12,36	0,60	0,7	7,42	8,65
Розчиники кг	34,83	0,70	0,8	24,38	27,87
Маслостійка гума, кг	89,35	0,30	0,4	26,81	35,74
Гума профільна, кг	89,35	0,12	0,13	10,72	11,62
Припій олов'яно-свинцевий, кг	850,63	0,02	0,02	17,01	17,01
Припій мідно-фосфорний, кг	158,12	0,02	0,03	3,16	4,74
Електроди, кг	29,37	0,10	0,15	2,94	4,41
Засоби кріплення, кг	37,41	1,50	2	56,12	74,83
Дріт кручений,	4,88	0,12	0,3	0,59	1,46
Матеріали обтиску, кг	48,72	0,30	0,4	14,62	19,49
Разом:				7068,75	9033,58
Кабельні лінії					
Сталь сортова, кг	13,38392	2		26,76784	
Електроди, кг	29,39424	0,1		2,939424	
Разом:				29,707264	

Розрахунок вартості матеріалів включених у норму витрати.

Таким чином, можна розрахувати витрати по обслуговуванню електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зп.те}} + C_{\text{мто}}, \quad (4.43)$$

$$C_{\text{обс}} = 109816,89 + 95405,22904 = 205222,1207 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.44)$$

витрати по їхньому поточному ремонті, грн/рік:

$$C_{\text{тр}} = C_{\text{зп.тр}} + C_{\text{м.тр}}, \quad (4.45)$$

$$C_{\text{тр}} = 15776,23 + 11353,43421 = 27129,67053 \text{ (грн/рік)}. \quad (4.46)$$

#### 4.4.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Основні фонди в процесі експлуатації піддаються фізичному і моральному зносу. Це вимагає безупинного їхнього відтворення, а також виконання капітальних ремонтів і модернізації. Засоби, призначені для повної заміни і часткового відновлення основних фондів, називаються амортизаційними відрахуваннями. Вони включаються в собівартість виготовленої на даному підприємстві продукції і реалізуються при її продажі.

Амортизаційні відрахування визначаються від первісної вартості ОФ по нормах. Норма амортизації являє собою встановлений у плановому порядку щорічний відсоток погашення вартості відповідних ОФ за рахунок амортизаційних відрахувань.

Для визначення річного амортизаційного фонду необхідно знати вартість амортизаційних ОФ (величину капіталовкладень), розрахованих у попередніх розділах.

Амортизаційні відрахування, грн/рік:

$$C_a = \sum_{i=1}^f P_{ai} \cdot K_i; \quad (4.47)$$

$$C_a = 0,06 \cdot 15,8727 + 0,06 \cdot 823,58 + 0,06 \cdot 120 = 50367,162 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.48)$$

де  $f$  – число груп енергоустаткування і мереж;  $P_{ai}$  – норма амортизації для даної групи;  $K_i$  – капіталовкладення в  $i$ -ту групу устаткування системи електропостачання, грн.

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:

$$C_{пр} = \beta_{п.р} \cdot (C_{обс} + C_{тр} + C_a); \quad (4.49)$$

$$C_{пр} = 0,25 \cdot (205222,1207 + 27129,67053 + 50367,162) = 70679,73832 \text{ (грн/рік)}, \quad (4.50)$$

де  $\beta_{п.р}$  - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передачі і розподілу електроенергії зведемо їх в таблицю 4.8.

Таблиця 4.8 – Визначення відрахувань і інших витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації обладнання	205222,1207	58,07099053
Витрати на поточний ремонт	27129,67053	7,676788618
Витрати на амортизацію	50367,162	14,25222085
Інші витрати	70679,73832	20
Разом	353398,6916	100

Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{сум} = Ц + C_{п},$$

де  $Ц$  - плата за електроенергію енергосистемі;  $C_{п}$  - річні витрати підприємства по передачі електроенергії.

$$C_{сум} = 13964248,38 + 353398,6916 = 14317647,07 \text{ (грн./рік)}.$$

#### 4.5 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість - це всі грошові витрати підприємства на виробництво і реалізацію продукції. Для підрахунку продукції усі витрати плануються по статтях калькуляції (витрат).

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./кВтг:

$$S = \frac{C_{\text{сум}}}{E_a}, \quad (11.51)$$

$$S = \frac{14317647,07}{5059510,283} = 287 \text{ (грн./кВтгод)}, \quad (11.52)$$

де  $C_{\text{сум}}$  - 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.

Для наочності результати калькулювання собівартості кіловат-години споживаної підприємством електроенергії рекомендується звести в таблицю 4.9.

Таблиця 4.9 – Основні показники електроспоживання

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої електроенергії	$E_a$	4983825	кВт·год.
Річне споживання електроенергії із втратами	$E$	5059510,283	кВт·год.
Плата за електроенергію	$П_1$	13964248,38	грн.
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	$C_{\text{п}}$	353398,6916	грн.
Сумарні витрати підприємства	$C_{\text{сум}}$	14317647,07	грн.
Собівартість електроенергії	$S$	287,2822997	коп/кВт·год.

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У даній магістерській роботі розробляються заходи з підвищення ефективності електропостачання на Центр будівельно-монтажних робіт та експлуатації будівель і споруд ПАТ «Укрзалізниця».

Згідно ГОСТ 12.003-74, при обслуговуванні оперативно-ремонтним персоналом енергетичного обладнання, яке встановлено на Жмеринській дистанції енергопостачання, існують наступні шкідливі та небезпечні фактори.

### Фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена запыленість та загазованість повітря робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- підвищений рівень шуму;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

### Хімічні:

по характеру дії на організм людини:

- токсичні (вуглець);

по шляху проникнення в організм людини через:

- органи дихання;
- шкірні покриви і слизові оболонки;

### Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

## 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації козлового крана

Живлення силового обладнання та системи освітлення Жмеринської дистанції ПЗЗ здійснюється від трипровідної мережі з заземленою нейтраллю 10 кВ і чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;
- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;
- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється.

Всі обертові частини механізму повинні мати добре закріплену огорожу. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

Для надання першої медичної допомоги при нещасних випадках повинна бути аптечка з набором необхідних перев'язочних матеріалів та медикаментів.

Під час роботи, пов'язаної з дотиком до струмовідних частин електродвигуна, що обертаються, і механізму, який вони приводять в рух, необхідно зупинити двигун і на його пусковому пристрої або ключі керування, якщо можливе обертання електродвигунів від з'єднаних з ним механізмів, слід зачинити і замкнути на замок засуви і шибери цих механізмів, а також вивісити плакат «Не вмикати! Працюють люди».

Забороняється знімати огороження тих частин електродвигунів, що обертаються під час їх роботи.

Під час роботи електродвигунів заземлення може бути встановлене на будь-якій ділянці кабельної лінії, що з'єднують електродвигуни з РУ (збіркою). Під час роботи на механізмі, не пов'язаної з доторканням до частин, що

обертаються, і у випадку роз'єднання з'єднувальної муфти, заземлювати кабельну лінію не слід.

На однотипних або близьких за габаритом електродвигунах, встановлюють поряд з тим, на якому проводять роботи, слід вивісити плакат «Стій! Напруга» незалежно від того, чи перебувають вони у роботі чи у резерві.

## 5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 5.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Параметри мікроклімату характеризуються такими показниками: температурою повітря і відносною вологістю повітря, швидкістю його переміщення, потужністю теплових випромінювань. При цьому слід розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Оптимальні мікрокліматичні умови - поєднання кількісних показників, які при тривалому та систематичному впливові на людину забезпечують збереження нормального теплового стану організму без напруження механізмів терморегуляції. Допустимі мікрокліматичні умови - поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності.

Допустимі величини показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми.



Оптимальні параметри мікроклімату в кабіні за технологічними вимогами забезпечити неможливо по технічним та економічним причинам, тому встановлюються допустимі параметри. Крім того, між людиною та навколишнім середовищем відбуваються процес безперервного теплового обміну, при цьому слід враховувати, що незалежно від температури навколишнього середовища (влітку сонце нагріває кабіну оператора крану до температури 50-60 °С, а взимку до 0 °С) температура людини залишається постійною - 36,5-37 С. вологість в свою чергу значно впливає на терморегуляцію організму людини.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Робота кранівника відноситься до легкої фізичної роботи категорія Ia, бо людина-оператор практично весь свій робочий день проводить сидячи. Параметри мікроклімату в кабіні крану наведено в таблиці

Таблиця 5.1 - Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Ia	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2
Холодний	Ia	21-25	75 при 25°С	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається:

- В холодну пору року використання калорифера;
- В літню пору застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву;

Провітрювання кабіни.

### 5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони на залізничній станції можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 5.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі ' робочої зони в кабіні оператора крана

Назва речовини	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглець (окис СО)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Сажа	0,15	0,15	3

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

Провітрювання кабіни кранівника;

Цілісність конструкції кабіни та вікон для перешкодження попадання пилу в приміщення кабіни під час роботи крану;

Встановлення пиловловлюючих засобів.

### 5.2.3 Виробниче освітлення

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків. 5% травм можна пояснити недостатнім освітленням, а у 20% випадків воно сприяло їх появі. Погане освітлення може призвести до професійних захворювань: погіршують загальне самопочуття, зменшують фізичну і розумову працездатність.

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або  $e$ :

$$e = E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}} \cdot 100\%, \quad (5.1)$$

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

$E_{\text{зов}}$  – зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, виміряна одночасно з  $E_{\text{вн}}$ , лк.

Характеристика зорових робіт - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в».

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової Роботи	Найменшій або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє $E_{\text{н пр}}$	Сумісне $E_{\text{сум}}$
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу

кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

#### 5.2.4 Виробничий шум

Рівень звуку вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 20 \cdot \lg \left( \frac{P}{P_0} \right) = 20 \cdot \lg \left( \frac{U}{U_0} \right), \quad (5.2)$$

де  $L$  - рівень шуму, дБ;

$P$  - звуковий тиск, Па;

$U_0$  - коливальна швидкість,  $5 \cdot 10^{-8}$  м/с;

$P_0$  - нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц, умовно прийняте рівним  $2 \cdot 10^{-5}$  Па.

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Таблиця 5.3 - Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

### 5.2.5 Виробнича вібрація

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

У приміщеннях системи енергопостачання присутня вібрація типу - За. Тобто технологічна вібрація діюча на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються установка купажу води та лінія розливу води, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці .

Таблиця 5.4 - Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		м·с <sup>-2</sup>	ДБ	м·с <sup>-2</sup> ·10 <sup>-2</sup>	ДБ
Загальні	Z <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub> , X <sub>0</sub>	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;

- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

#### 5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу,

затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Вільна зручна поза, можливість зміни пози (сидячи, стоячи) за бажанням працівника. Знаходження в позі стоячи до 40% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 250

Нахили корпусу (вимушені, більше 30), кількість за зміну: до 50

Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км

По горизонталі: до 4

По вертикалі: до 2

Інтелектуальні навантаження: Відсутня необхідність прийняття рішення

Зміст роботи: Сприймання сигналів, але без потреби в корекції дій, Обробка та виконання завдання, Робота за індивідуальним планом

Сенсорні навантаження:

Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) до 25

Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи до 75

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5

Навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) до 2

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%

Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) до 16

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – Несе відповідальність за виконання окремих елементів завдання. Вимагає додаткових зусиль в роботі з боку працівника

Ступінь ризику для власного життя – Виключений

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – Виключений

Монотонність навантажень:

Кількість елементів (приймів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово більше 10

Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) більше 100

Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) менше 75

Режим праці

Фактична тривалість робочого дня (год.) 8

Змінність роботи Однозмінна робота (без нічної зміни)

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви регламентовані, достатньої тривалості 7% і більше часу зміни

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП підрозділу БМЕУ-3 в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Забезпечення безпеки роботи системи електропостачання підрозділу БМЕУ-3 у НС базується на комплексі організаційних, інженерно-технічних заходів і засобів, спрямованих на збереження її працездатності в умовах дії загрозливих чинників. Для цього необхідно: прогнозувати та оцінити можливі наслідки; заздалегідь спланувати заходи із запобігання та зменшення вірогідності виникнення НС і скорочення масштабів прояву результатів НС; організація робіт в умовах НС та ліквідація її наслідків.

Вплив іонізуючих випромінювань ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ) на матеріали і деталі обладнання СЕП підрозділу БМЕУ-3 залежить від виду випромінювання, дози та умов навколишнього середовища. В обладнанні застосовуються елементи,



до складу яких входять такі матеріали: метали, неорганічні матеріали, провідники і різноманітні органічні сполуки (діелектрики, смоли і т.д.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до впливу іонізуючих випромінювань, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв. Відомо, що іонізуючі випромінювання викликають зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть відбуватися порушення роботи електричних елементів схеми, що призводять до виходу з ладу апаратури. Так, проходячи через елементи, потік гамма-випромінювань створює в них вільні носії електричних зарядів, в результаті переміщення яких виникає помилковий імпульс, який призводить до спрацьовування пристрою. В результаті опромінення у транзисторах змінюється обернений струм і коефіцієнт підсилення, у конденсаторах знижуються напруги пробією та опір стікання, змінюється провідність і внутрішній нагрів; руйнується електрична ізоляція дротів тощо. [24]

Для інженерної практики найбільший інтерес представляє оцінка безпеки системи захисту роботи СЕП при впливі на її компоненти іонізуючих випромінювань протягом певного часу.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи електропостачання, зв'язку, сигналізації і керування. ЕМІ ушкоджують напівпровідниковим приладам, резисторам, конденсаторам та представляє велику небезпеку для обладнання СЕП добре захищеної від впливу інших вражаючих факторів. Тому слід пам'ятати, що апаратура може втратити працездатність, знаходячись у надійних захисних спорудженнях [25].

### 5.3.1 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання підрозділу БМЕУ-3 в умовах дії іонізуючих випромінювань

Максимально допустимі значення потужності дози  $\gamma$ -випромінювань для вище перерахованих елементів наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.5 - Максимально допустимі потужності дози СЕП.

№	Бл	Елементи системи електропостачання	$P_{гр,i}$ (Р/год)	$P_{гр}$
1	Б	Транзистори КТЗ102В	$10^5$	$10^4$
	Ж	Діоди загального призначення S1M	$10^5$	
2	Б	Конденсатори SMD1206 1nf, 16V	$10^6$	
	У	Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	$10^6$	
3	У	Мікросхеми PIC16F877	$10^4$	
	МПК	Діелектрики GTP15	$10^4$	

1. За мінімальним значенням  $p_{гр}$  (див. табл. 5.1) межа безпеки роботи СЕП складає  $p_{гр} = 10^4$  (Р/год).

2. Для оцінки безпеки роботи підрозділу «Жмеринська дистанція» визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ( $p_{гр}$ ) за наступною формулою:

$$P_{gp} = K \times p_{gp} \times K_n, \quad (5.3)$$

де:  $K$  – коефіцієнт надійності,  $K = 0,9..0,95$ ;

$p_{гр}$  – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{пос} = 2$ ),

$$P_{гр} = 0,94 \times 10^4 \times 2 = 1,88 \times 10^4 \text{ (Р/год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека роботи системи електропостачання в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме  $P_{гр} = 1,88 \times 10^4$  (Р/год).

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування обладнання системи захисту в умовах дії іонізуючих випромінювань:

$$D_m = \frac{2P_{ep}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{II}^2})}{1}, \quad (5.4)$$

де:  $\sqrt{t_{II}^2}$ , дорівнює 1;

$D_m$  – дорівнює  $10^3$ ;

Оскільки всі значення відомі, то допустимий час роботи СЕП «Жмеринська дистанція» Південно-Західної залізниці буде таким:

$$t_d = \left( \frac{10^3 \cdot 7 + 2 \cdot 6,3 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,3} \right)^2 = 16141286(\text{год}).$$

З розрахунків можна зробити висновок, що робота системи електропостачання в умовах впливу іонізуючих випромінювань буде працювати безпечно 5,03 роки, а це більше часу морального старіння обладнання системи. Отже, проводити заходи щодо підвищення безпеки її роботи не потрібно.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електропостачання підрозділу БМЕУ-3 залізниці в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Початкові дані:  $U_{ж} = 5$  (В) - напруга живлення;

$l_{г} = 1,68$  м – максимальна довжина горизонтальних струмоведучих провідників.

Плати пристроїв як правило розташовані горизонтально. Так як вертикальна складова напруженості електричного поля приблизно на три порядки більша за горизонтальну, подальші розрахунки здійснюємо з врахуванням вертикальної складової.

В якості показника безпеки виступає коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою:

$$K_{\delta} = \frac{201gU_D}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40[\text{дБ}], \quad (5.5)$$

де:  $U_{B(\Gamma)}$  – напруга наведення у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах.

$$U_{\text{д}} = \frac{U_{\text{ж}} + U_{\text{ж}}n}{100}, \quad (5.6)$$

де:  $n$  – відхилення напруги живлення від її номінальної,  $n = 25\%$ ;

$$U_{\text{д}} = 5 + \frac{5}{100} \cdot 25 = 6,25(B),$$

Допустима напруга наведення  $U_{\Gamma}$ :

$$U_B = \frac{U_{\text{д}}}{\frac{40}{10^{20}}} = \frac{6,25}{100} = 0,0625(B),$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{l_B}, \quad (5.7)$$

$$E_{\Gamma} = \frac{0,0625}{1,68} = 0,037(B / м)$$

Оціночно:

$$E_B = E_{\Gamma} \times 10^3 = 0,037 \times 10^3 (B/м),$$

Отже, оцінюючи безпеку роботи системи електропостачання потрібно відмітити, що вертикальна складова напруженості електричного поля повинна не перевищувати  $0,037 \times 10^3$  В/м, граничне значення потужності дози гамма-випромінювання  $P_{\text{гр}} = 1,88 \times 10^4$  (Р/год), а також допустимий максимальний час перебування системи електропостачання підрозділу «Жмеринська дистанція» Південно-Західної залізниці в умовах дії іонізуючих випромінювань більше 5 років, що визначено відповідними розрахунками.

Також визначено, що основними засобами для забезпечення безпеки роботи системи електропостачання в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу є:

- використання спеціальних екранів;
- використання активного захисту від дії потоку заряджених частинок.

При імпульсній дії ЕМІ, крім перерахованих способів використо-вуються пристрої, що вимикають апаратуру і обладнання системи електропостачання підрозділу «Жмеринська дистанція» Південно-Західної залізниці на період його дії, а також збільшення відстані між елементами, що під напругою.

## ВИСНОВОК

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було розглянуто підвищення ефективності електропостачання на БМЕУ-3 розроблена.

В першому розділі було приведені відомості про підприємство та короткий опис технологічного процесу. Також представлені вихідні дані для розрахунку системи електропостачання. Варто зазначити, що необхідні дані були зібрані під час проходження переддипломної практики.

В другому розділі було розроблені математичні моделі для розрахунку навантажень підприємства. Для розрахунку були використані методи коефіцієнтів попиту та коефіцієнтів використання. Створено математичні моделі для автоматизованого вибору обладнання СЕП, що дозволяють більш ефективно, з економічної точки зору, обирати елементи системи електропостачання підприємства. Було проведено вибір живлячої повітряної лінії, кабельних ліній електропередач внутрішньозаводської мережі та потужність цехових трансформаторних підстанцій з мінімізацією річних приведених затрат. Дані методи спрощують задачу проектування промислових підприємств і дають змогу економити кошти під час подальшої експлуатації підприємств.

Результати моделювання:

Повна середня потужність підприємства 1586 кВА;

Розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності 2522 кВА;

Питома густина навантаження підприємства (0,12 кВА/м<sup>2</sup>);

Переріз живлячої лінії: АС 3х120мм<sup>2</sup>/ АПвЭБВ 3х95 мм<sup>2</sup>;

Переріз кабельних мереж заводської мережі КЛ1 - АПвЭБВ 3х35 мм<sup>2</sup> та КЛ2 - АПвЭБВ 3х35 мм<sup>2</sup>;

Потужність цехових ТП: ЦТП1 – ТМ 630 кВА, ЦТП2 – ТМ 1000 кВА.

Центр електричних навантажень:  $X_0=114$ ,  $Y_0=135$ .

В третьому розділі було розглянуто питання цифрових підстанцій. Здійснено огляд міжнародного стандарту стосовно їх побудови та проведені сучасні засоби використання цифрових вимірювальних пристроїв в системах електропостачання.

В четвертому розділі були розглянуті питання ОП та ПБ. Також визначено заходи забезпечення безпеки роботи СЕП в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітних імпульсів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Справочник по проектированию электроснабжения. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
2. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. /Под ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – Т.1 – 580с., Т.2 – 591 с.
3. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.
4. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок.
5. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
6. ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008 (ІЕС/TR 60909-4:2000, ІДТ) Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання.
7. СН 174-75 Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятия.
8. СН 357-77 Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий.
9. РД 153-34.0-15.501-00 Контроль качества электрической энергии
10. Підтримка MS Office [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://office.microsoft.com/uk-ua/support>
11. Приемы работы с Excel [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://msexcel.ru/content/blogcategory/25>
12. Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж : монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін – Вінниця: УНІВЕРСУМ - Вінниця, 2005. –122с
13. Конспект лекції з дисципліни САПР СЕП.
14. Руководство Mathcad [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.exponenta.ru/soft/Mathcad>



15. Электроснабжение: учебное пособие по дипломному проектированию / Л.С. Синенко, Т.П. Рубан, Ю.П. Попов.– Красноярск : ИПК СФУ, 2008.
16. Каталог конденсаторных установок [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.kpenri.com.ua/-prod02.php>
17. Цифровая подстанция. Подходы к реализации [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://energосmi.ru/archives/9450>.
18. Стандарт IEC-61850 [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://ru.wikipedia.org/wiki/МЭК-61850>
19. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения : Учебно-методическое пособие. – Псков : Издательство ПсковГУ. 2012.-138 с.
20. Демов О. Д., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві: Навчальний посібник / О.Д. Демов, О.О. Бірюков, Л.М. Мельничук – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 92 с.
21. Афанасьев Н. А., Юсипов М. А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий / Н.А. Афанасьев, М.А. Юсипов – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
22. Демов О. Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах / О.Д. Демов – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 95 с.
23. ГОСТ 12.0.003-74 – «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
24. ДНАОП 0.03-3.01-71 – «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий».
25. ГОСТ 12.1.008-83 - « Шум. Общие требования безопасности».
26. ГОСТ 12.1.012.-90 - «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования».
27. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу “Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський , О.П. Терещенко – В .: ВНТУ, 2003.- 46 с.

28. ГОСТ 12.0.003 – 74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.
29. ГОСТ 12.1.030 – 81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
30. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
31. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
32. ДБН В.2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення.

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

\_\_\_\_\_ 2020р.  
“ ” \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й. \_\_\_\_\_  
“ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему:

Підвищення ефективності електропостачання на Жмеринській дистанції  
Південно - Західної залізниці

Науковий керівник:

д.т.н., проф. Бурбело М. Й. \_\_\_\_\_  
(підпис)

Виконавець: студентка гр. ЕМ - 19м

Бондар О. Я. \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вінниця 2020 р.

## 1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № \_\_\_\_ від \_\_\_\_ . \_\_\_\_ .20.

Дата початку роботи \_\_\_\_ . \_\_\_\_ .20р.

Дата закінчення роботи \_\_\_\_ . \_\_\_\_ .020.

## 2. МЕТА І ПРИЗНАЧЕННЯ МКР. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБКИ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

а) мета – розробка захисту підземних комунікацій від блукаючих струмів.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

Генплан підприємства (рисунок А.1); відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства (таблиця А.1); відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

## 3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. Г.Л. Лисенко, А.Г. Буда, Р.Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 60 с,

3.2 Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - X.: Міненерговугілля України, 2014.

3.3. М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків».- Вінниця: ВНТУ, 2005р.

3.4 ДБН В.2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення.

3.5 Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Л.Б. Терешкевич, О.Д. Демов, Ю.А. Шулле. – Вінниця: ВНТУ, 2006р.

#### 4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження		
4.2 Проведення дослідних розрахунків		
4.3 Розробка робочих креслень		
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи		

#### 5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

#### 6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

#### 7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

##### 7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

#### 8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Таблиця А.1 - Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на генплані	Найменування будівлі	Рн кВт
1	Будівля контори	70
2	Столярні майстерні	300
3	Склад - навіс для деревообробного цеху	50
4	Гараж на 2 легкових автомобіля	100
5	Склад - навіс для обладнання та деревообробного цеху	50
6	Гараж для дерзини, і кладова	40
7	Виробничі кладові	80
8	Побутовий корпус	250
9	Будівля кімнат прийому їжі	65
10	Авторемонтні майстерні	360
11	Гараж - навіс для машин	30
12	Склад навіс для зберігання металевих виробів	40
13	Механічні майстерні	400
14	Розчинний вузол	200
15	Склад - навіс для зберігання мастил та пального	40
16	Склад - навіс для деревообробного цеху	40
17	Склад для сипучих матеріалів	40
18	Підкрановий шлях	200

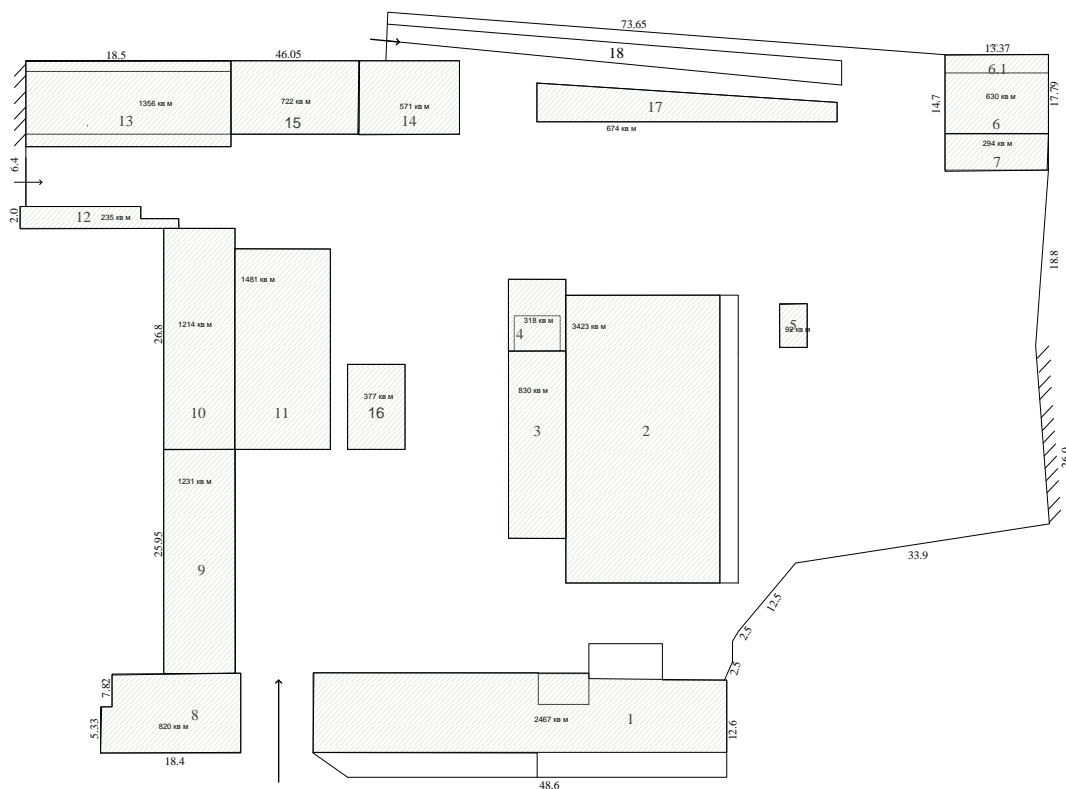


Рисунок А.1 - Генплан Центр будівельно-монтажних робіт та експлуатації будівель і споруд ПАТ «Укрзалізниця»

Додаток Б.1 – Визначення середніх та розрахункових навантаження цехів заводу методами коефіцієнтів використання та попиту з допомогою електронного процесора Excel

Активна потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$P_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot P_{numi} \cdot k_{пра},$$

Реактивна потужність електричного освітлення і-того цеху:

$$Q_{poi} = K_{noi} \cdot F_i \cdot P_{numi} \cdot k_{пра} \cdot tg_o,$$

де  $K_{noi}$  - коефіцієнт попиту освітлювального навантаження і-того цеху;  
 $F_i$  - площа і-того цеху, м<sup>2</sup>;  
 $P_{numi}$  - питома густина освітлювального навантаження і-того цеху, кВт/м<sup>2</sup>;  
 $k_{пра}$  - коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;  
 $tg_o$  - коефіцієнт реактивної потужності освітлювальної мережі.

Середнє активне навантаження і-того цеху:

$$P_{ci} = K_{vi} \cdot P_{номi} + P_{poi},$$

де  $P_{номi}$  - номінальна потужність і-того цеху, кВт;  
 $K_{vi}$  - коефіцієнт використання і-того цеху (відношення середньої по цеху активної потужності окремих приймачів до суми номінальних активних потужностей електроприймачів цеху).

Середнє реактивне навантаження і-того цеху:

$$Q_{ci} = P_{ci} \cdot tg\varphi_i,$$

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

Повне середнє навантаження і-того цеху:

$$S_{ci} = \sqrt{P_{cmi}^2 + Q_{cmi}^2}.$$

Активне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$P_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номi} + P_{poi},$$

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

Реактивне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$Q_{pi} = K_{ni} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i + Q_{poi}.$$

Повне розрахункове навантаження і-того цеху:

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}.$$

Розрахунковий струм і-того цеху

$$I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

де  $U_{ном}$  - номінальна напруга мережі.

Навантаження всіх цехів:

$$P_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{ci} ;$$

$$Q_{c\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{ci} ;$$

$$P_{p\Sigma} = \left( \sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\Pi} \right) \cdot K_o + P_{po\Sigma} ;$$

$$Q_{p\Sigma} = \left( \sum_{i=1}^N P_{номi} \cdot k_{\Pi} \cdot tg_{\phi i} \right) \cdot K_o + Q_{po\Sigma} ;$$

де  $P_{c\Sigma}$  - сумарна середня активна потужність, кВт;

$Q_{c\Sigma}$  - сумарна середня реактивна потужність, кВАр;

$Q_{p\Sigma}$  - сумарна розрахункова реактивна потужність, кВАр;

$K_o$  - коефіцієнт одночасності максимумів навантаження.

$N$  - кількість цехів.

Повне сумарне навантаження визначається за формулою:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2} ;$$

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

де  $S_{c\Sigma}$  - повне середнє навантаження;

$S_{p\Sigma}$  - повне розрахункове навантаження;

Сумарний струм:

$$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} . \quad (3.16)$$



## Додаток Б.2 Визначення кількості та потужності цехових ТП

Математична модель вибору потужності трансформаторів цехових ТП:

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}},$$

де  $B_{ТП}(S_T)$  - річні приведені витрати в ТП потужністю  $S_T$ , визначаються як:

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a)K_{ТП}(S_T, K_T),$$

де  $E_e$  - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$E_a$  - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$K_{ТП}(S_T, K_T)$  - капіталовкладення в ТП в залежності від потужності  $S_T$  та кількості трансформаторів  $k_T$ .

$B_B(S_T)$  - вартість річних втрат електроенергії, визначається як:

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau,$$

де  $\Delta P_{xx}(S_T)$  - втрати холостого ходу трансформатора потужністю  $S_T$ ;

$\Delta P_{кз}(S_T)$  - втрати короткого замикання трансформатора потужністю  $S_T$ ;

$k_T$  - кількість трансформаторів;

$K_3$  - коефіцієнт завантаження трансформатора;

$S_{CT}$  - множина стандартних потужностей трансформаторів, МВА.

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується наступним чином:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{S_{ТП} \cdot k_T}.$$

Змінні втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left( \frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right),$$

$\Delta P_{кз}$  - втрати короткого замикання трансформатора;

$S_T$  - потужність трансформатора ТП;

$k_T$  - кількість трансформаторів.

Постійні втрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{nc} = \Delta P_{xx} \cdot k_T.$$

Сумарні втрати активної енергії будуть визначатись так[5]:

$$\Delta P = \Delta P_{nc} + \Delta P_{зм}.$$

При розв'язанні задачі необхідно враховувати такі обмеження[5]:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_n \geq S_{ТПсм},$$

де  $S_{ТПсм}$  - середня потужність ТП.

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{на} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП},$$

### Додаток Б.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

ПЕР з критерієм оптимальності вибору зовнішньої лінії живлення матиме вигляд[13]:

$$Z(F) = ((E_a + E_e) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I_l \cdot r_0(F) \cdot k_l \cdot t \cdot \tau) \cdot L \rightarrow \min_{F \in X}, \quad (4.17)$$

де  $Z(F)$  - річні приведені затрати в лінію живлення, залежно від перерізу ПЛ, тис. грн.;

$K_0(F)$  - вартість 1 км ПЛ перерізом  $F$ , грн/км;

$r_0(F)$  - активний опір проводу, залежно від перерізу  $F$ , Ом/км;

$E_a$  - коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$E_e$  - коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$L$  - довжина лінії, км;

$I_l$  - струм, що протікає в ПЛ, А;

$k_l$  - кількість ліній ПЛЕП;

$t$  - тариф за активну електроенергію, грн/кВт\*год;

$\tau$  - число годи максимальних втрат.

Обмеження на керовану змінну будуть такими:

1) Переріз ПЛ за умовою допустимості нагрівання в нормальному режимі вибирається згідно такого виразу:

$$k_{дон} \cdot I_{дон}(x) \geq I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot k_l}, \quad (4.18)$$

де  $k_{дон}$  - коефіцієнт, що вносить корективи на струми в залежності від температури землі і повітря, згідно (ПУЕ таблиця 1.3.3);

$I_{дон}(x)$  - допустимий тривалий струм навантаження, який залежить від перерізу ПЛ, А;

$S_p$  - повна потужність навантаження, кВА;

$U_{ном}$  - номінальна напруга КЛ.

Коефіцієнт  $k_{дон}$  визначається згідно формули:

$$k_{дон} = k_{сер} \cdot k_{зр} \cdot k_{нр}, \quad (4.19)$$

де  $k_{сер}$  - коефіцієнт середовища (ПУЕ, табл. 1.3.49). Так як ПУЕ не передбачає ніяких додаткових умов прокладки  $k_{сер} = 1$ ;

$k_{нр}$  - коефіцієнт прокладки, враховує особливості та тип прокладки ліній. Враховуючи те, що ми прокладаємо повітряні лінії  $k_{нр} = 1$ ;

$k_{зр}$  - коефіцієнт, що враховує особливості та тип ґрунту. Так як живляча лінія буде повітряною,  $k_{зр}$  не враховується.

$$k_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 = 1.$$

Повітряні лінії перевіряються також на стійкість до загального коронування. Згідно ПУЕ 1.3.38 на корону перевіряються ПЛ напругою 35 кВ і вище. Так як наша ПЛ прокладається на напрузі 10 кВ, перевірка на стійкість до загального коронування не виконується.

2) Переріз ПЛ за умовою допустимості нагрівання в післяаварійному режимі вибирається згідно такого виразу:

$$k_{na} \cdot k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq k_l \cdot I_l \cdot k_{н.на},$$

де  $k_{na}$  - коефіцієнт перевантаження ПЛ в післяаварійному режимі;

$k_{н.на}$  - частина навантаження, що залишилася в післяаварійному режимі;

3) Переріз ПЛ за умовою втрат напруги в нормальному режимі вибирається згідно такого виразу[13]:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_l(F) = \frac{P_p \cdot r_0(F) + Q_p \cdot x_0(F)}{k_l \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot 1000} \cdot L \cdot 100\%$$

де  $\Delta U_{\text{доп}}$  - допустимі втрати напруги в лінії, %;

$\Delta U_l(F)$  - фактичні втрати напруги в лінії, залежно від перерізу, %;

$P_p$  - активна потужність навантаження, кВт;

$Q_p$  - реактивна потужність навантаження, кВАр;

$x_0(F)$  - реактивний опір проводу, залежно від перерізу, Ом/км.

4) Умова допустимості втрат напруги в післяаварійному режимі:

$$\Delta U_{na,\text{доп}} \geq \Delta U_{na,l}(F),$$

де  $\Delta U_{na,\text{доп}}$  - допустимі втрати напруги в лінії в післяаварійному режимі, %;

$\Delta U_{na,l}(F)$  - фактичні втрати напруги в лінії в післяаварійному режимі, залежно від перерізу, %.

5) Так як лінія обладнана пристроями швидкодіючого автоматичного повторного включення, то відповідно до [3] потрібно провести перевірку на термічну стійкість лінії до дії струмів короткого замикання:

$$F \geq F_{кз},$$

де  $F_{кз}$  - мінімальний переріз, який витримує термічну дію струмів к.з.

Переріз  $F_{кз}$  можна визначити за формулою:

$$F_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_n}}{C},$$

де  $I_{кз}$  - струм короткого замикання на стороні 10 кВ, А;

$t_n$  - приведений час к. з., с;

$C$  - термічний коефіцієнт,  $A \cdot c^{0.5}/\text{мм}^2$ . Згідно ГОСТ 30323-95 Таблиці 9 для алюмінієвого проводу марки АС при допустимій температурі нагріву проводів при КЗ  $200^\circ\text{C}$   $C=90 A \cdot c^{0.5}/\text{мм}^2$ . Струм короткого замикання на стороні 10 кВ визначається за формулою (4.30):

б) Для повітряної лінії виконується перевірка на механічну міцність. Згідно ПУЕ Таблиці 2.5.15 для ПЛ до 20 кВ переріз проводів має бути більший чи рівний  $F_{\text{мех}}=70 \text{ мм}^2$ :

$$F \geq F_{\text{мех}},$$

#### Додаток Б.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ

Складемо математичну модель вибору оптимальних перерізів КЛ 10 кВ [13].

Керована змінна: переріз КЛ ( $\text{мм}^2$ ).

Множина доступних рішень: множина всіх стандартних перерізів КЛ 10 кВ.

ПЕР – річні приведені затрати.

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(F) = \left[ (E_e + E_a) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I_l^2 \cdot r_0(F) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_l \rightarrow \min_{F \in X} \\ k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(F) \geq I_l \\ k_{\text{на}} \cdot I_{\text{доп}}(F) \geq I_l \cdot k_l \cdot k_{\text{нна}} \\ \Delta U_n(F) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ \Delta U_{\text{на}}(F) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ F \geq F_{\text{кз}} \\ F \in X \end{array} \right.$$

де  $K_0(F)$  – питома вартість КЛ, що залежить від перерізу і кількості ліній;

$I_l$  – струм однієї лінії;

$I_{\text{доп}}(F)$  – допустимий струм за ПУЕ по перерізу ( [3] §1.3.13–§1.3.18);

$K_{\text{доп}}(F)$  - коефіцієнт допустимого навантаження ( [3] §1.3.22);

$\Delta U_n(F)$  – втрати напруги в лінії в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{на}}(F)$  – втрати напруги в лінії перерізом  $x$  в після аварійному режимі;

$\Delta U_{\text{доп}}$  – допустимі втрати напруги ( [9] А.4.7);

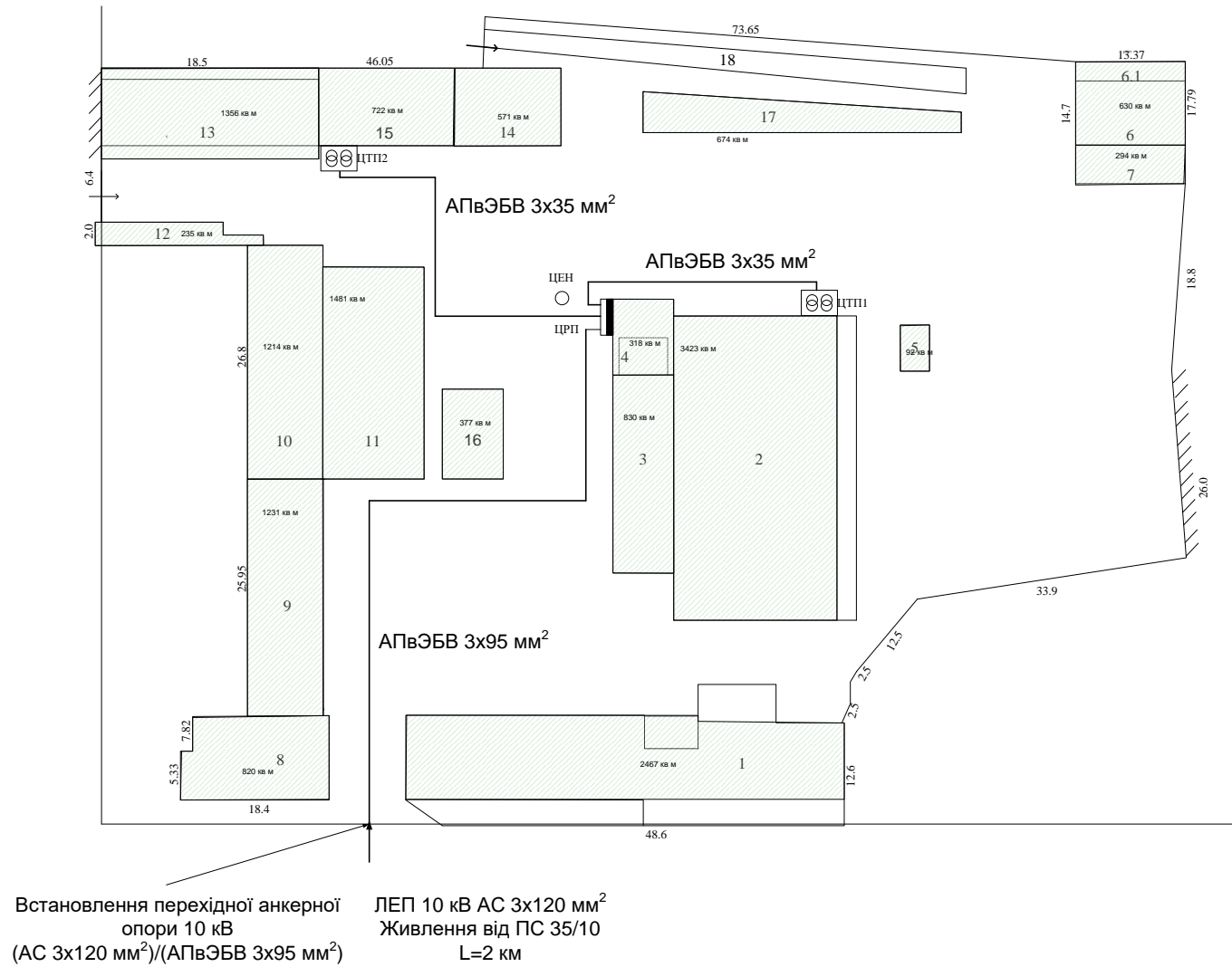
$k_{\text{доп}}$  – коефіцієнт допустимого навантаження,  $k_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{с}} \cdot k_{\text{зр}}$  ;

$I_{\text{кз}}$  – струм к. з. на початку лінії;

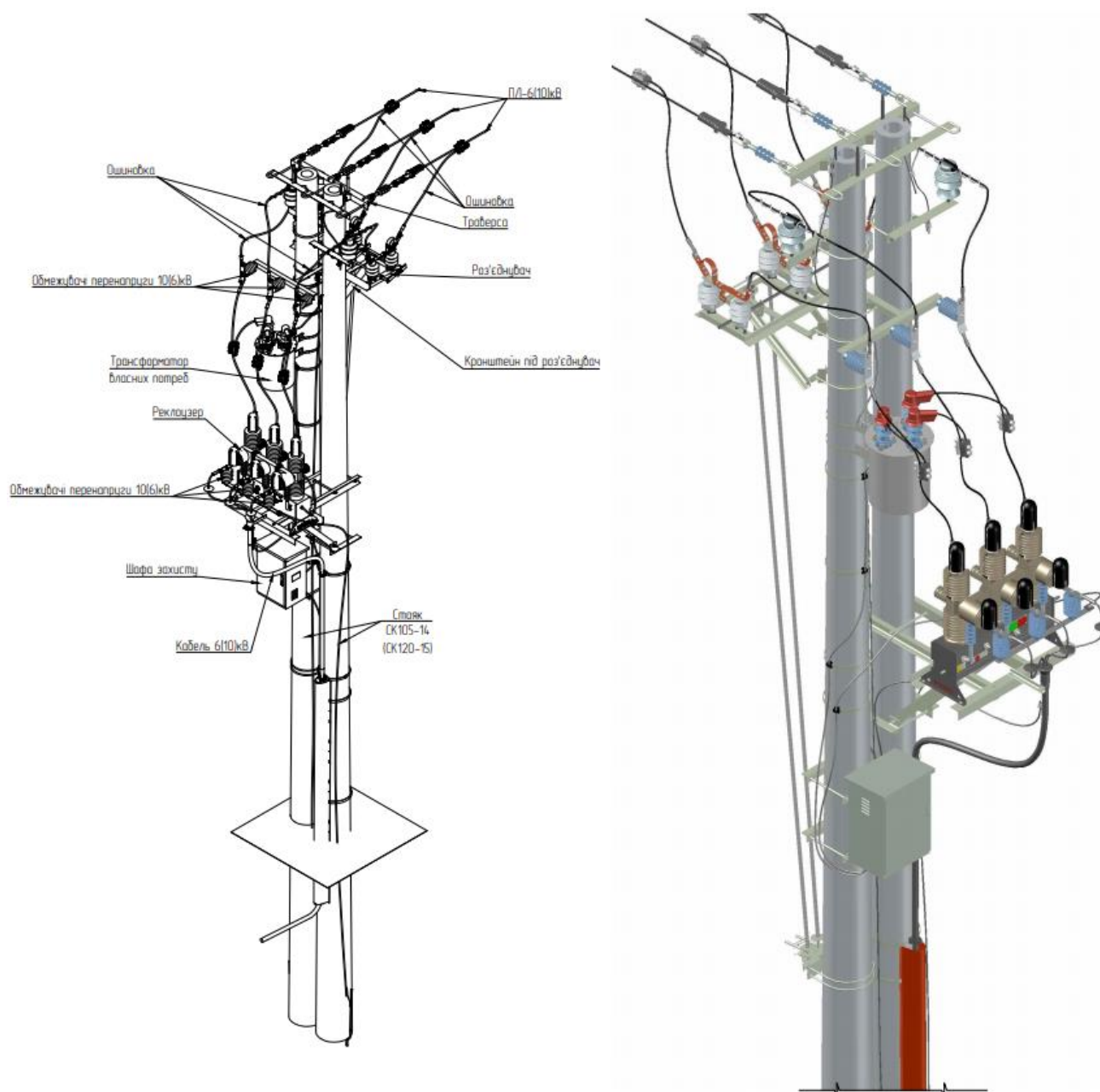
$t_n$  – приведений час к. з. (с)  $\approx 1,5$  с;

$C$  – тепловий коефіцієнт  $\frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2}$  ( [6], для кабелів 10кВ з АL жилами = 90).

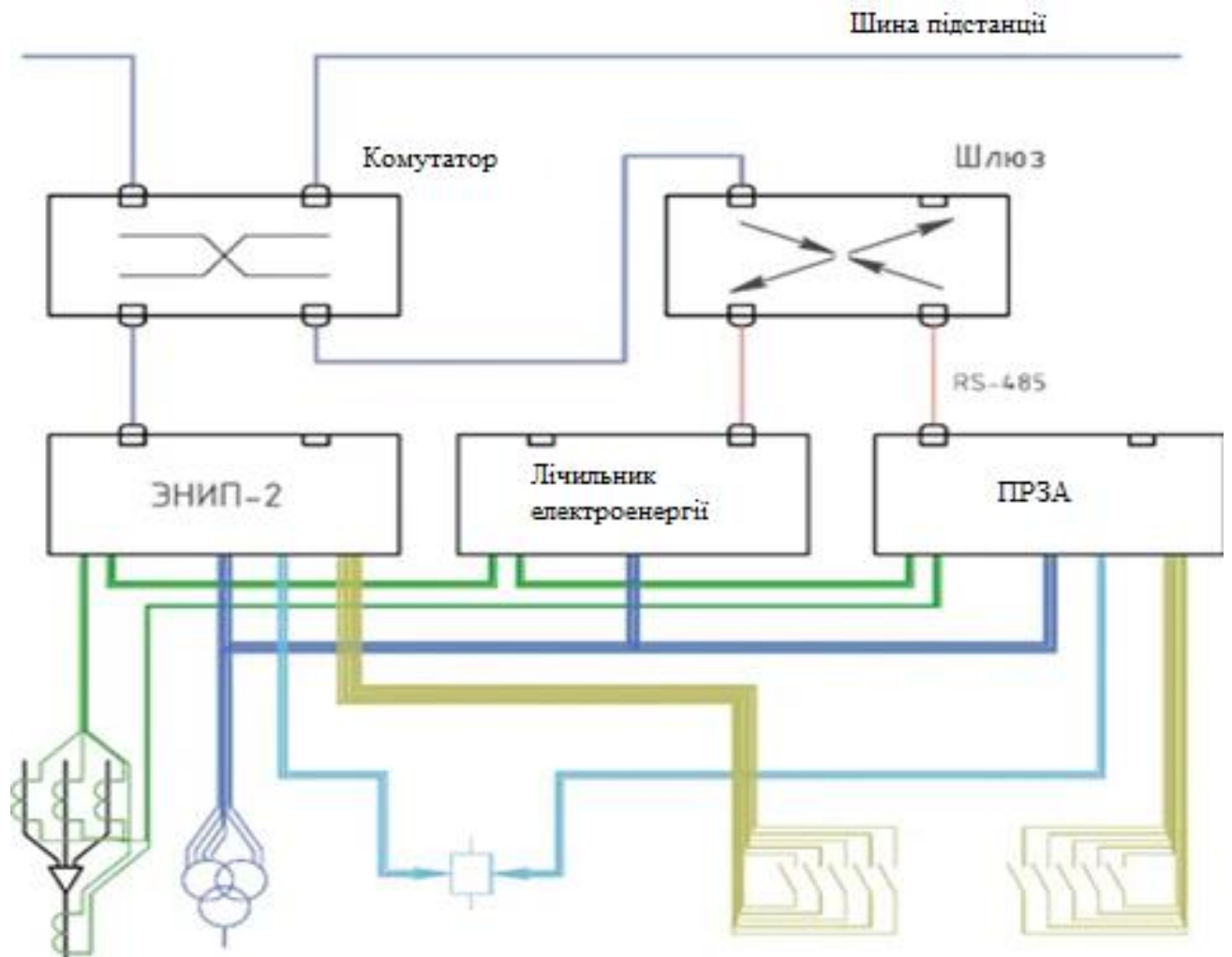
## Додаток В – Генплан підприємства



## Додаток Г – Перехідна анкерна опора із встановленням реклоузера

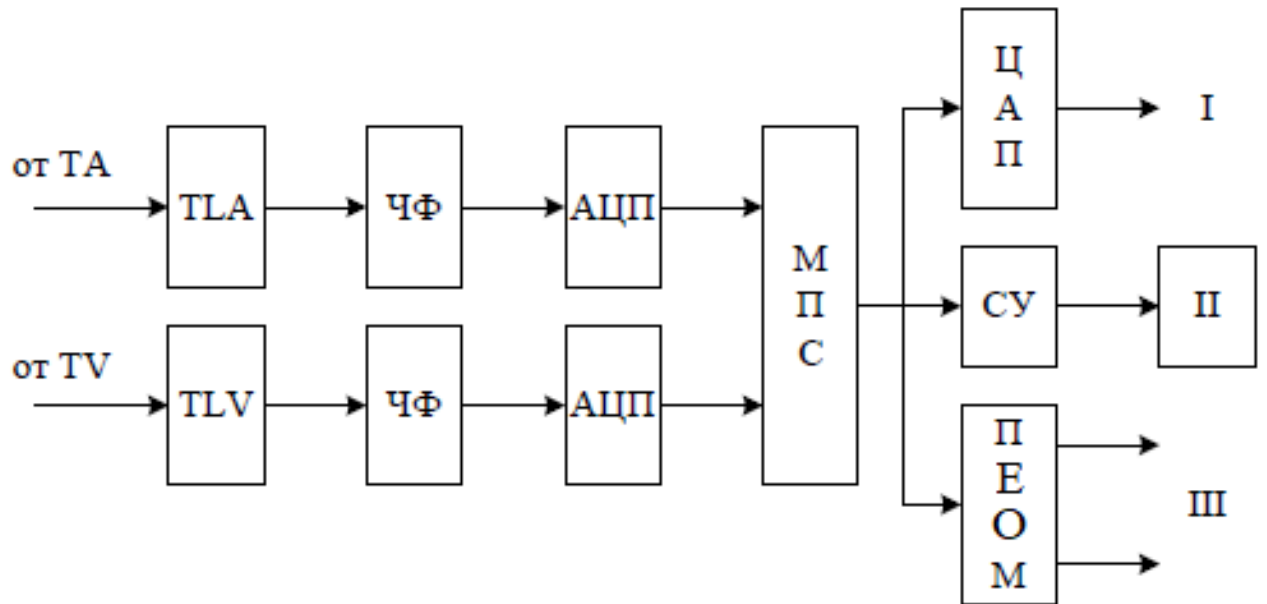


## Додаток Д – Структурна схема цифрового осередку

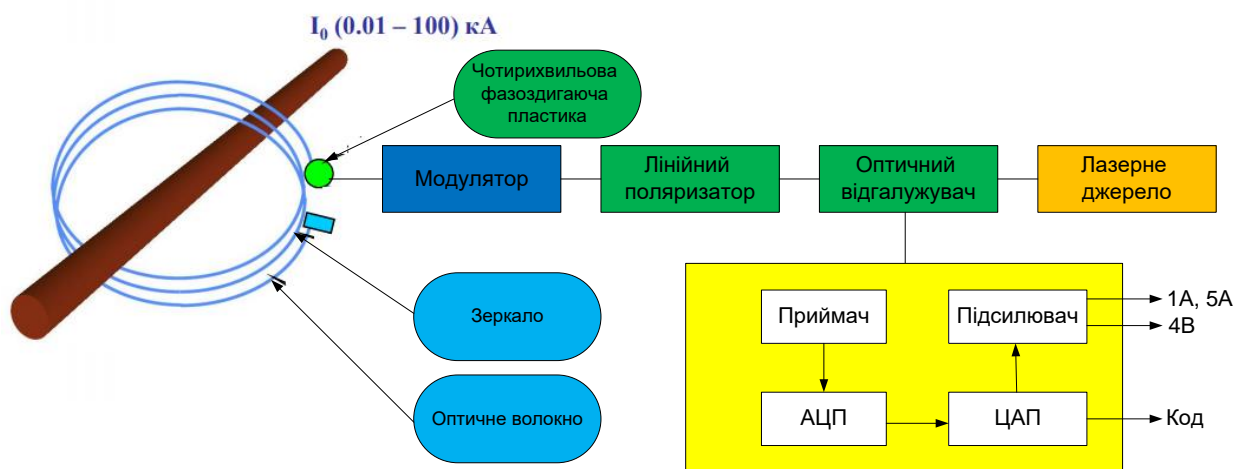
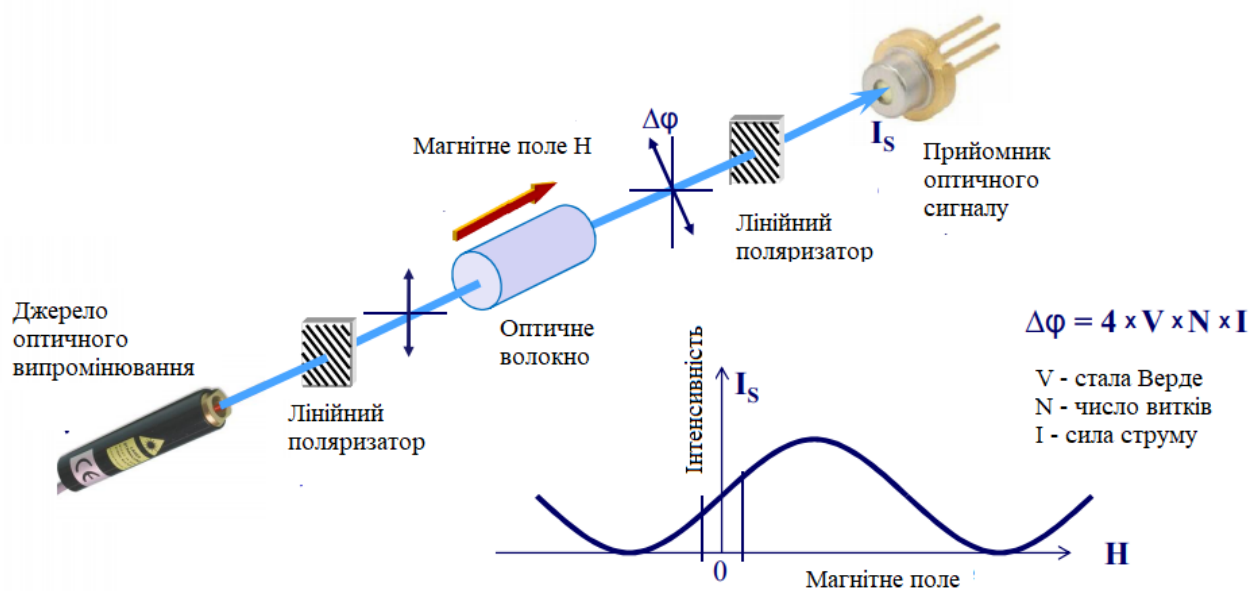




## Додаток Е – Загальна структурна схема мікропроцесорних захистів



Додаток Є – Схематичне зображення обертання площини поляризації в магнітному полі



## Додаток Ж – Принцип побудови цифрового трансформатора напруги

