

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: «Управління енерговикористанням на базі технічних засобів
автоматизованого обліку Товариства з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ»
селища міського типу Романів Житомирської області»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-18м
спеціальності 141 – Електротехнічні системи
електроспоживання

_____Падун А.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доцент Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2019 року

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

Освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр
Спеціальність– 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма – Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСЕЕМ
д.т.н.проф. Бурбело М.Й.

„____” ____ вересня 2018 р

ЗАВДАННЯ
на магістерську кваліфікаційну роботу
Падуну Андрію Васильовичу

1. Тема роботи: Управління енерговикористанням на базі технічних засобів автоматизованого обліку Товариства з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ» селища міського типу Романів Житомирської області

керівник роботи: Бабенко Олексій Вікторович, к.т.н., доцент,

затвержені наказом по ВНТУ від «____» _____ 2019 року, № _____

2. Строк подання студентом роботи «____» _____ 2019 року

3. Вихідні дані до роботи: відомості про електричні навантаження та планування підприємства, про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

Наукові публікації з питань оптимізації електропостачання на підприємствах харчової промисловості.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки.

Анотація.

Зміст

Вступ

Розділ 1 Відомості про підприємство та короткий опис технологічних процесів

Розділ 2 Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання

Розділ 3 Підвищення ефективності енерговикористання на базі технічних засобів АСКОВЕ

Розділ 4 Економічна частина

Розділ 5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

Висновок

Список використаних джерел

Додатки

5. Перелік графічного матеріалу:

Матеріал, необхідний для висвітлення сутності проведених досліджень та впровадження розроблених методик

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.п.н., професор		
Економічна частина	Демов О.Д., к.т.н., доцент		
Спеціальна частина	Бабенко О.В., к.т.н., доцент		
Нормоконтроль	Войтюк Ю.П., к.т.н., ст.викладач		

6. Дата видачі завдання «__»_____2019 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання		
2	Підвищення ефективності енерговикористання на базі технічних засобів АСКОВЕ		
3	Економічна частина роботи		
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях		
5	Написання пояснювальної записки		

Студент

(підпис)

Падун А.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник магістерської роботи

(підпис)

Бабенко О.В.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Падун Андрій Васильович Управління енерговикористанням на базі технічних засобів автоматизованого обліку Товариства з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ» селища міського типу Романів Житомирської області. Магістерська кваліфікаційна робота. Спеціальність 141 – Електротехнічні системи електроспоживання – Вінниця: ВНТУ, 2019 - 101 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання щодо оптимізації енерговикористання на товаристві з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ».

Магістерська кваліфікаційна робота базується на дані, які були отримані за період проходження переддипломної практики на підприємстві.

В роботі розглянуті питання розрахунку електропостачання підприємства в цілому, вибір кількості і потужності трансформаторних підстанцій; вибір провідників, комутаційних апаратів тощо.

В науково-дослідній частині розглянуті питання доцільності використання автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії та визначення оптимального тарифу оплати електроенергії.

Розраховано основні техніко-економічні показники СЕП підприємства.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: АСКОЕ, система електропостачання, електричні мережі трансформаторна підстанція, розрахункове навантаження.

ANNOTATION

Padun Andrii Vasylovych Energy management on the basis of automated accounting of the «ЕНЕЇ» limited liability company of the town of Romanov, Zhytomyr region. Master's qualification work. Specialty 141 - electrotechnical power systems - Vinnytsia: VNTU, 2019 - 100 p.

The master's qualification work deals with the optimization of energy use at the eney limited liability company.

The master's qualification work is based on the data received during the course of pre-diploma practice at the enterprise.

The paper considers the issues of calculating the electricity supply of the enterprise as a whole, the choice of the number and capacity of transformer substations; selection of conductors, switchgear and more.

The research part deals with the expediency of using an automated commercial electricity metering system and determining the optimal tariff for electricity payment.

The main technical and economic indicators of the sep of the enterprise are calculated.

The issues of occupational safety and health in emergency situations are considered.

Keywords: ASCAE, power supply system, electrical networks transformer substation, design load.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО ТА КОРОТКИЙ ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ	10
1.1 Характеристика технологічного процесу підприємства	10
1.2 Характеристики засобів автоматизованого обліку	15
РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	23
2.1 Визначення кількості та потужності цехових ТП.....	23
2.2 Розрахунок втрат потужності в цехових ТП	28
2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення	30
2.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ.....	35
РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ НА БАЗІ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АСКОЕ.....	38
3.1 Структура АСКОЕ	38
3.2 Управління енерговикористанням на підприємстві	40
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	52
4.1 Розрахунок капіталовкладень систему електропостачання.....	52
4.1.1 Мета розрахунків та характеристика вихідних даних.....	52
4.1.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	54
4.2 Розрахунок поточних витрат.....	55
4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі	55
4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі	59
4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	62
4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	67
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії	68
4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	68
4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії	71
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	74
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	75

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочого місця	75
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	79
5.2.1 Мікроклімат	79
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	80
5.2.3 Виробниче освітлення.....	82
5.2.5 Виробничі вібрації	83
5.2.6 Виробничі випромінення.....	85
5.2.7 Психофізіологічні фактори	87
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях	88
5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «ЕНЕЙ» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	88
5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електроспоживання ТОВ «ЕНЕЙ» в умовах дії іонізуючих випромінювань	89
5.3.3 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «ЕНЕЙ» в умовах дії електромагнітного імпульсу	91
5.3.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електроспоживання ТОВ «ЕНЕЙ» в умовах надзвичайних ситуаціях.....	94
ВИСНОВОК.....	97
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	99
ДОДАТКИ	

ВСТУП

Актуальність теми. Для оптимального функціонування підприємства необхідно правильно підібрати та синтезувати систему електропостачання. Звідси і виникає актуальність у виборі раціональних систем живлення, сучасного електрообладнання та провідників, підвищення надійності електропостачання та поліпшення існуючих мереж, зниження втрат.

Мета дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є обґрунтування підвищення ефективності управління енерговикористанням в товаристві з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ» за умови використання технічних засобів автоматизованого обліку електроенергії АСКОЕ.

Основними задачами для досягнення мети є:

- задача оптимального вибору параметрів елементів системи електропостачання підприємства: числа і потужності трансформаторів, перерізу ліній живлення, засобів компенсації реактивної потужності;

- огляд характеристик засобів автоматизованого обліку та опис структури АСКОЕ, що пропонується на підприємстві;

- обґрунтування підвищення ефективності управління енерговикористанням за умови отримання оперативних даних за допомогою засобів АСКОЕ шляхом створення відповідної програми, оброблення даних та аналізу результатів розрахунків.

Об'єкт дослідження – технічні засоби автоматизованого обліку Товариства з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ».

Предмет дослідження – техніко-економічні показники процесу енерговикористання на підприємстві.

Методи досліджень. У магістерській роботі використовуються загальноприйняті методи розрахунку та аналізу.

Наукова новизна. Обґрунтовано напрями використання технічних засобів АСКОЕ для комплексного покращення техніко-економічних показників енерговикористання на підприємстві.

Практичне значення одержаних результатів. Проведене дослідження дозволить наглядно оцінити доцільність використання автоматичної системи комерційного обліку електроенергії та вплине на покращення техніко-економічних показників підприємства.

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи. Фундаментальні теоретичні положення та основні практичні результати виконаного дослідження було опубліковано в тезах доповіді [25].

РОЗДІЛ 1 ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО ТА КОРОТКИЙ ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

1.1 Характеристика технологічного процесу підприємства

Історія Романівського маслозаводу ТОВ «ЕНЕЙ» розпочалася ще в часи СРСР в Житомирській області. Після розпаду союзу завод став дочірнім підприємством Романівський маслозавод відкритого акціонерного товариства "житомирмолоко", пізніше він стає акціонерним товариством і отримав назву ВАТ "Дзержинський маслозавод". Пізніше в 2016 році "ЕНЕЙ" стає товариством з обмеженою відповідальністю (ТОВ). Підприємство є самостійним господарюючим суб'єктом, створеним з метою участі у формуванні ринку товарів та послуг, здійснення діяльності за напрямками, що відповідають цілям та завданням підприємства. В такому вигляді завод працює і до нині.

Даний маслозавод виготовлену продукцію транспортує в навколишні області тому числі і по Житомирській під однойменною маркою. В процесі розвитку підприємства сформувався наступний асортимент продукції, а саме:

- масло солодковершкове фасоване «ЕНЕЙ» 73% жирності;
- масло солодковершкове фасоване особливе «ЕНЕЙ» 73% жирності;
- масло солодковершкове фасоване «Золото Романава» 72,5% жирності;
- масло солодковершкове моноліт;
- спред солодковершковий «Любимий» моноліт 50% жирності;
- спред солодковершковий «Любимий» фасований;
- сир «Чечель».

Завод володіє власним автопарком, який включає в себе понад 30 одиниць техніки.

Вся продукція ТОВ «ЕНЕЙ» являється сертифікованою згідно чинних в Україні стандартів. На території заводу працює лабораторія, яка регулярно бере зразки продукції перш ніж та буде запакована та перевіряє її на відповідність згідно норм та стандартів.

Сировина на даний маслозавод поступає від господарів корів Романівського району. Бувають випадки коли сировину привозять з навколишніх районів. Для транспортування молока в автопарку маслозаводу присутні молоковози, як моделі часів СРСР так і сучасні.

Перед тим як запустити сировину в переробку лабораторія перевіряє її за такими критеріями: температура, щільність, кислотність, жирність, група чистоти. Після перевірки молока присвоюється певний ґатунок. Після цього молоком заповнюють відповідні ємності на зберігання. Далі, в сепароване молоко додають вершки жирністю 92...95%, знову сепарують, виливають в спеціальну ємність, де нормалізують суміш до потрібної жирності (72,5%). В маслоутворювачі суміш знаходиться півтори години, потім йде процес механічної обробки та охолодження (в останньому барабані кристалізується жир). Розфасоване в ящики масло, зберігають в холодильних камерах до реалізації споживачам. Холодом та паром маслозавод забезпечується від власних холодильних установок та котельні, яка знаходиться на території підприємства.

За надійністю електропостачання маслозавод відноситься до II категорії. Електроприводом технологічного обладнання являються трифазні асинхронні двигуни, що живляться напругою 380 В частотою 50 Гц в режимі S1 (Тривалий режим).

Згідно ПУЕ [1] приймачі електроенергії промислових підприємств по ступеню безперебійності електропостачання, що вимагається, підрозділяються на 3 категорії:

I - приймачі, перерва в електропостачанні яких може потягти за собою небезпеку для життя та здоров'я людей або значні народногосподарські втрати викликані пошкодженням обладнання, тривалим збоєм складного технологічного процесу або масовим браком продукції;

II - приймачі порушення електропостачання яких пов'язані тільки з масовим недовипуском продукції, простоем людей, механізмів та промислового транспорту - прокатні стани, електричні дугові печі, металорізальні верстати, штампованні преси, механізми текстильного виробництва та інше;

III - всі інші приймачі, які не підходять під визначення I та II. Споживачі III категорії - приймачі, допоміжні цехи, склади.

Переважною частиною електроприймачів підприємства є приймачі з тривалим режимом роботи. За надійністю електропостачання підприємство в цілому відноситься до II категорії.

Генеральний план підприємства наведено на рис. 1.1., а в таблиці 1.1 показано дані про електричні навантаження цехів підприємства.

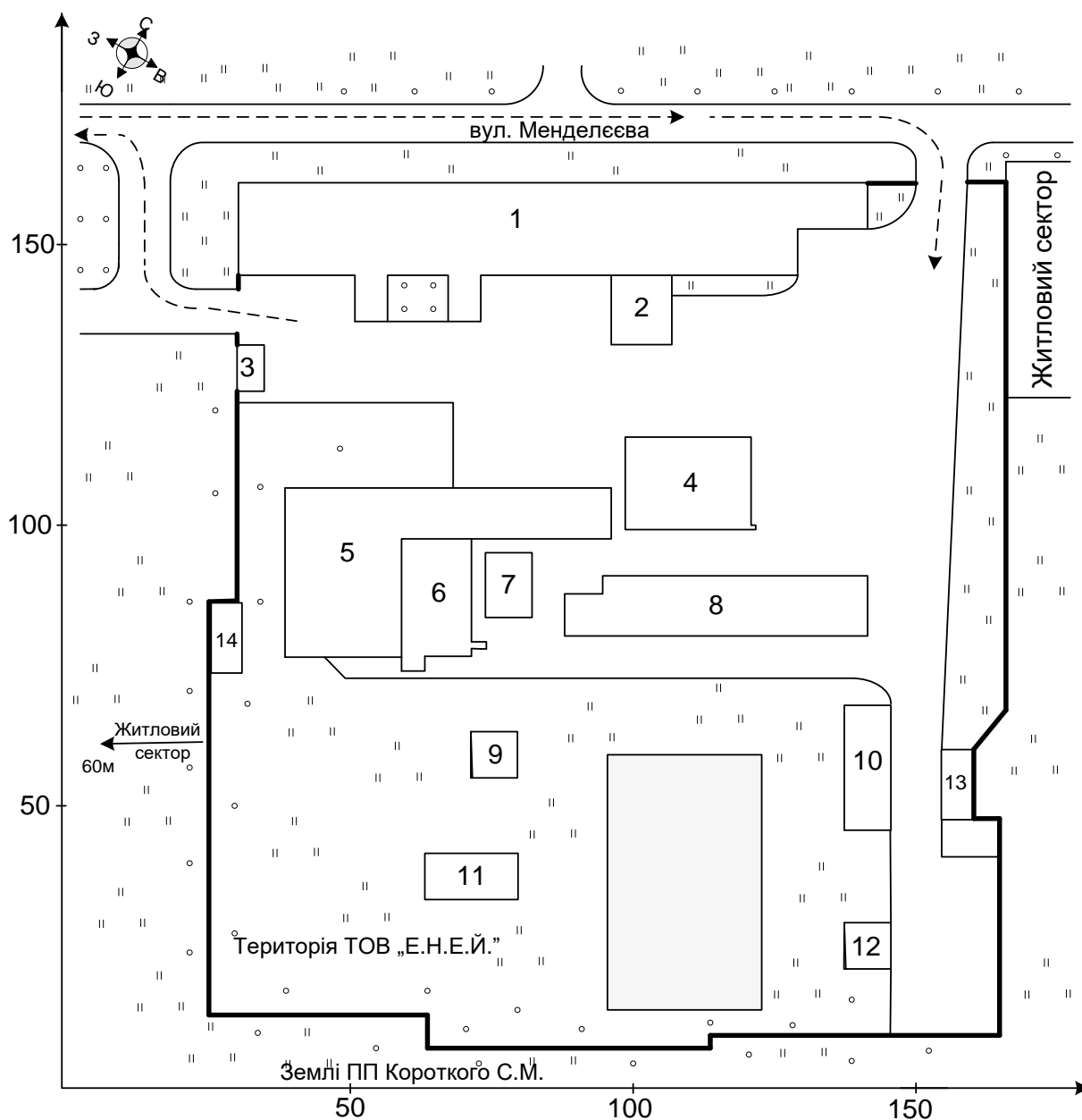


Рисунок 1.1 – Генплан ТОВ «ЕНЕЙ»

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на плані	Назва цеху	P_H , кВт	K_p	$\cos\phi/\text{tg}\phi$	F , м ²	$P_{\text{пит.о.}}$ кВт/м ²	$K_{\text{посв}}$
1	Корпус №1.	15	0,5	0,7/1,02	1760	0,021	0,95
2	Зворотні ємності	25	0,5	0,75/0,88	131	0,013	0,6
3	Прохідна	2	0,5	0,6/1,33	36	0,016	0,8
4	Холодильний цех	150	0,79	0,9/0,48	242	0,016	0,6
5	Корпус №2	120	0,5	0,85/0,62	933	0,021	0,95
6	Компресорна	163	0,87	0,9/0,48	533	0,015	0,8
7	Випарник	35	0,7	0,85/0,62	92	0,015	0,6
8	Склад	3	0,45	0,75/0,88	575	0,015	0,6
9	Склад	3	0,45	0,75/0,88	64	0,015	0,6
10	Артсвердловина	14,5	0,5	0,75/0,88	172	0,012	0,6
11	Градирня	68	0,7	0,85/0,62	128	0,014	0,8
12	Каналізаційна насосна	6	0,55	0,75/0,88	64	0,014	0,6

Таблиця 1.2 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на плані	Назва ТП	P_H , кВА	Назва трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ
13	ЗТП 247	400	ТМ -400/10	10/0,4
14	ЗТП 80	320	ТМ-320/10	10/0,4

В під час роботи проведено дослідження холодильного цеху (рис. 1.3). Дані про електричні навантаження вказаного об'єкта подано в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Відомості про електричні навантаження цеху

№ на плані	Назва електроприймача	P_n , кВт	K_B	$\cos\phi/\text{tg}\phi$
1	Свердлильний верстат	7,5	0,4	0,7/1,02
2	Металообробний станок	9,5	0,4	0,7/1,02
3	Лабораторне обладнання	2	0,7	0,8/0,75
4,5	Холодильна камера	40	1	0,87/0,57
6-9	Вентилятор ВЦ 4 -75	5,5	0,6	0,7/1,02
10	Нагрівач НК 8000*5000-27	5	0,8	0,74/0,91
11-13	Насос водяний К 100*80	30	0,6	0,8/0,75
14-16	Насос росольний К 100*80	40	0,7	1/0
17-20	Насос водяний	15	0,7	0,85/0,62
21,22	Компресор повітряний	15,5	0,7	0,85/0,62
23	Фасовка АРМ	4	0,6	0,75/0,88
24	Моноліт	0,5	0,6	0,8/0,75

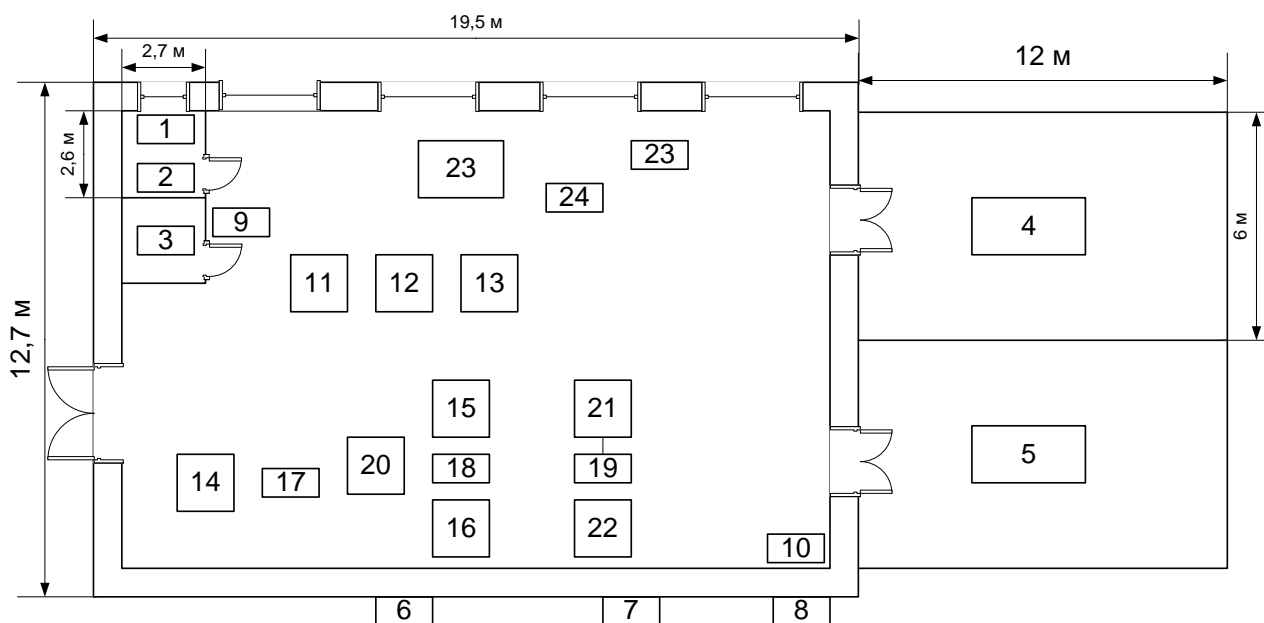


Рисунок 1.2 – План холодильного цеху

В ході виконання дослідження будуть розглянуті питання вибору оптимального тарифу на електроенергію, тому відомості про них відобразимо в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Відомості про тарифи на електроенергію

Період часу	нічний	напівпіковий	піковий
Двотарифні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,35	1,35	
Тривалість періоду, год	8	16	
Межі тарифних зон, год.	23.00-7.00	7.00-23.00	
Тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,25	1,02	1,8
Тривалість періоду, год.	7	11	6
Січень, лютий, листопад, грудень	23.00 – 6.00	6.00-8.00; 10.00-17.00; 21.00-23.00	8.00-10.00; 17.00-21.00
Березень, квітень, вересень, жовтень	23.00 – 6.00	6.00-8.00; 10.00-18.00; 22.00-23.00	8.00-10.00; 18.00-22.00
Травень, червень, липень, серпень	24.00 – 7.00	7.00-8.00; 11.00-20.00; 23.00-24.00	8.00-11.00; 20.00-23.00

1.2 Характеристики засобів автоматизованого обліку

Перші АСКОЕ було орієнтовано саме на розв'язання завдань управління енерговикористанням. Запровадження диференційованих за періодами часу тарифів на електроенергію надало новий поштовх у розвитку АСКОЕ, які забезпечували облік електроенергії за тарифними зонами на базі однозонних лічильників електроенергії. Це спонукало споживачів до зменшення «пікового» навантаження і використання електричної потужності в «позапікові» години доби на економічних засадах.

Зі створенням Оптового ринку електричної енергії (ОРЕ) України, де диференціація обліку електроенергії здійснюється погодинно, а розрахунки за

неї проводяться щоденно, АСКОЕ стали базовим інструментом визначення обсягів купівлі-продажу електроенергії [1].

В умовах лібералізації ринку електричної енергії автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням набувають чи не найважливішого значення в рамках вирішення завдань підвищення ефективності вироблення, передавання, розподілення та використання електроенергії.

На роздрібному ринку електропередавальні компанії, які володіють ліцензіями продають електричну енергію за роздрібними тарифами та є природними монополістами. Для створення конкуренції на роздрібний ринок допущено постачальника за нерегульованим тарифом (ПНТ). При цьому власне передавання електричної енергії до кінцевого споживача здійснюється розподільними мережами електропередавальної компанії – постачальник за регульованим тарифом (ПРТ) і оплачується ПНТ останньому разом з інформаційними послугами.

Такий режим функціонування оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) вимагає погодинного обліку електроенергії на межі балансової належності електричних мереж суб'єктів ОРЕ України. Вимоги щодо обліку електроенергії на роздрібному ринку залежать від обраних споживачем тарифу та шляхів енергозабезпечення. В разі постачання споживачу електроенергії за регульованим тарифом, останній має забезпечити облік електроенергії за розрахунковий період сумарно або за тарифними зонами залежно від виду тарифу, що застосовується. В разі постачання споживачу електроенергії за нерегульованим тарифом (договірною ціною), останній має забезпечити облік електроенергії за правилами ОРЕ [2].

В 2003 – 2005 роках в Україні було прийнято Програму послідовного впровадження АСКОЕ у суб'єктів ОРЕ України . Відповідно до прийнятої Програми в 2003 – 2004 роках було розроблено та впроваджено інформаційно-обчислювальний комплекс (ІОК) Головного оператора та автоматизовану систему збирання, оброблення та обміну даними комерційного обліку

електричної енергії в Оптовому ринку. З метою забезпечення інформаційної сумісності АСКОЕ суб'єктів ОРЕ в рамках цього проекту було розроблено специфікацію уніфікованого протоколу передавання даних вимірювань (УППДВ), систему кодів якості (достовірності) даних комерційного обліку електроенергії, уніфіковану базу даних (УБД) та уніфікований реєстр даних (УРД) комерційного обліку електроенергії Головного оператора [1].

Створення АСКОЕ у суб'єктів роздрібного ринку електричної енергії України здійснюється на підставі Правил користування електричною енергією у редакції Постанови НКРЕ від 17.10.2005 №910, які зобов'язували споживачів електричної енергії з приєднаною потужністю 150 кВт і вище та середньомісячним обсягом споживання електричної енергії за 12 попередніх розрахункових періодів не менше 50 000 кВт•год на місяць впровадити засоби диференційованого обліку електроенергії та локальне устаткування збирання та оброблення даних (ЛУЗОД) протягом 2005 – 2008 років.

Таким чином, в період з 2003 по 2010 рік в Україні відбувалося активне створення АСКОЕ як на оптовому, так і на роздрібному ринках електричної енергії, що мало на меті автоматизувати комерційний облік електричної енергії в цілому.

Концепцією функціонування і розвитку Оптового ринку електроенергії України [1] було передбачено перехід від моделі «єдиного покупця» до лібералізованого ринку електричної енергії. В жовтні 2013 року набув чинності закон «Про засади функціонування ринку електричної енергії», яким передбачено реформування ринку електричної енергії України і утворення ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку (РДДБР). Головним очікуваним результатом запровадження РДДБР вважається перспектива створення повноцінного балансуючого механізму узгодження попиту й пропозиції на електричну потужність (електроенергію) в реальному часі. Головне завдання полягає у визнанні кінцевого споживача рівноправним суб'єктом електроенергетики та ефективному використанні його технічного

потенціалу для узгодженого управління попитом і надання допоміжних послуг на ринку електричної енергії.

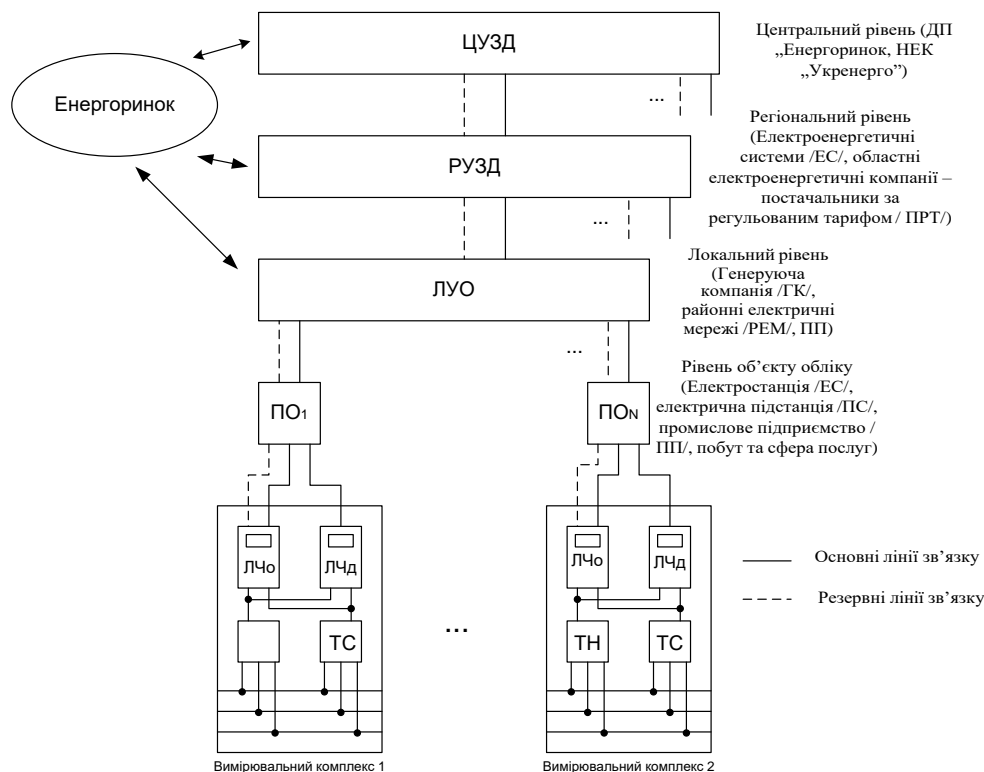


Рисунок 1.3 – Основні принципи організації збору та обробки даних комерційного обліку в АСКОЕ в умовах енергоринку України

Поступовий перехід ОРЕ України від моделі ринку «єдиного покупця» до лібералізованого ринку електричної енергії [1] вимагатиме формування відповідного інформаційного забезпечення розрахунків за електричну енергію. Інформаційне забезпечення розрахунків за електричну енергію в ОРЕ України формується АСКОЕ, які створюються у суб'єктів енергоринку відповідно до [14]. Загальну структуру побудови АСКОЕ в умовах енергоринку України наведено на рисунок 1.3.

Розрізняють системи, в яких інформація передається до ПО у вигляді імпульсів (імпульсні ВК), і системи, в яких інформація передається до ПО у вигляді цифрового коду. В першому випадку (рисунок 1.4) лічильники електроенергії, які входять до складу вимірювальних комплексів, вимірюють активну електричну енергію та/або інтегровану в часі реактивну потужність в прямому та/або зворотному напрямках. В АСКОЕ першого типу дані обліку

обчислюються (зокрема, агрегуються), відображуються і передаються на верхні рівні практично в реальному часі, що дозволяє ефективно використовувати такі системи не лише для комерційного обліку електроенергії, а й для контролю поточних параметрів режиму електроспоживання. Інша суттєва перевага АСКОЕ першого типу полягає в можливості використання в їхньому складі будь-яких лічильників електроенергії. З точки зору комерційного обліку електроенергії головним недоліком АСКОЕ першого типу є необхідність передавання лініями зв'язку необробленої інформації (імпульси) і, як наслідок, ймовірність втрати даних у разі пошкодження лінії зв'язку. Тому АСКОЕ першого типу не може бути застосовано для контролю частоти мережі, рівня напруги, сили електричного струму, $\cos(\varphi)$, миттєвої потужності тощо [1].

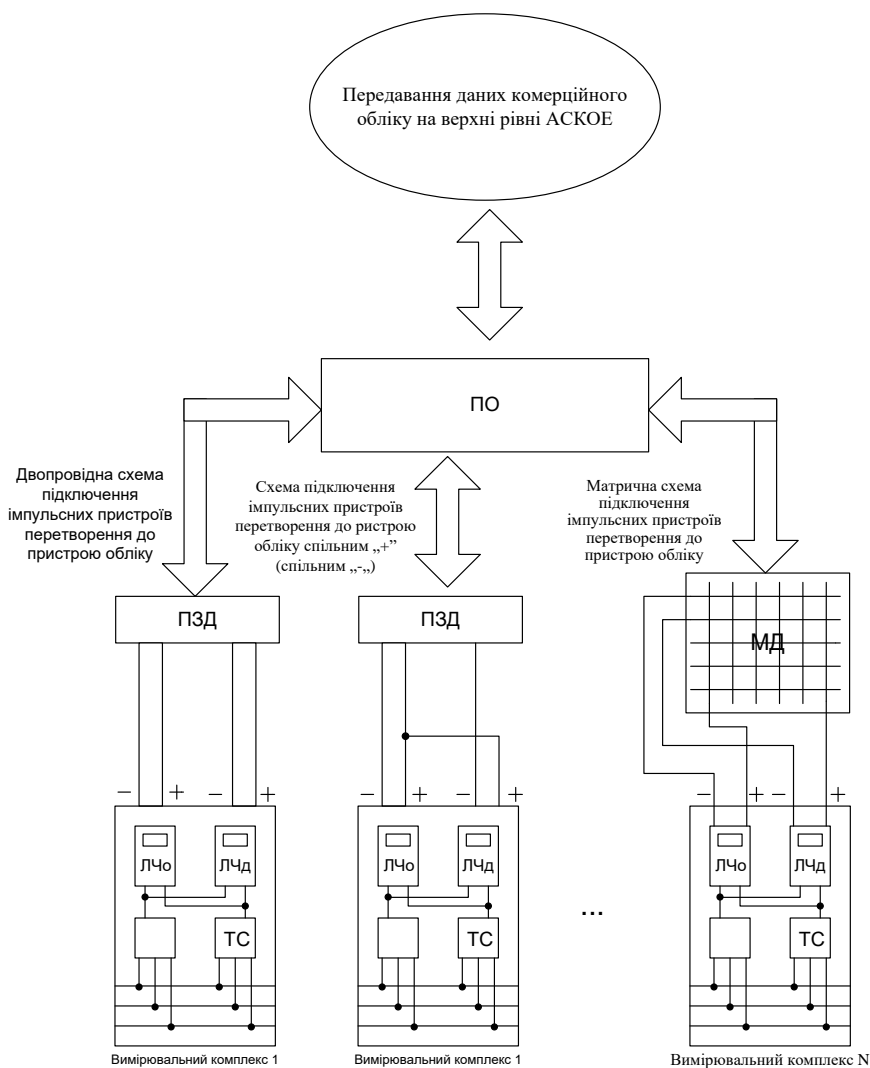


Рисунок 1.4 – Схема побудови АСКОЕ на базі імпульсних вимірювальних каналів

В АСКОЕ другого типу (рисунок 1.5) параметри обліку визначаються і зберігаються безпосередньо в багатофункціональних електронних лічильниках електроенергії. ПО в таких системах вирішує завдання зчитування сформованих даних з первинної бази даних (ПБД) лічильників каналами зв'язку та передавання зчитаних даних на верхні рівні АСКОЕ. АСКОЕ другого типу вимагають застосування в своєму складі багатофункціональних електронних лічильників електроенергії і характеризуються достатньо високою надійністю, що зумовлює їхню порівняно високу вартість. Втім слід зазначити, що АСКОЕ другого типу також мають певні обмеження. Швидкість обміну інформацією між вимірювальними комплексами та пристроями збирання та передавання даних (ПЗПД) в АСКОЕ другого типу незначна. Для забезпечення синхронності вимірювань в АСКОЕ другого типу необхідно забезпечити прив'язку шкали часу інтегрованих годинників ПЗПД і кожного багатофункціонального електронного лічильника електроенергії до національної шкали координованого часу, що з причин, є нетривіальним завданням для лічильників, які застосовуються в Україні. Внаслідок зазначених недоліків АСКОЕ другого типу практично не може бути достатньо ефективно застосовано для контролю поточного параметру режиму електроспоживання (ППРЕ). Незважаючи на певні обмеження, саме АСКОЕ другого типу набули поширення в Україні останнім часом.

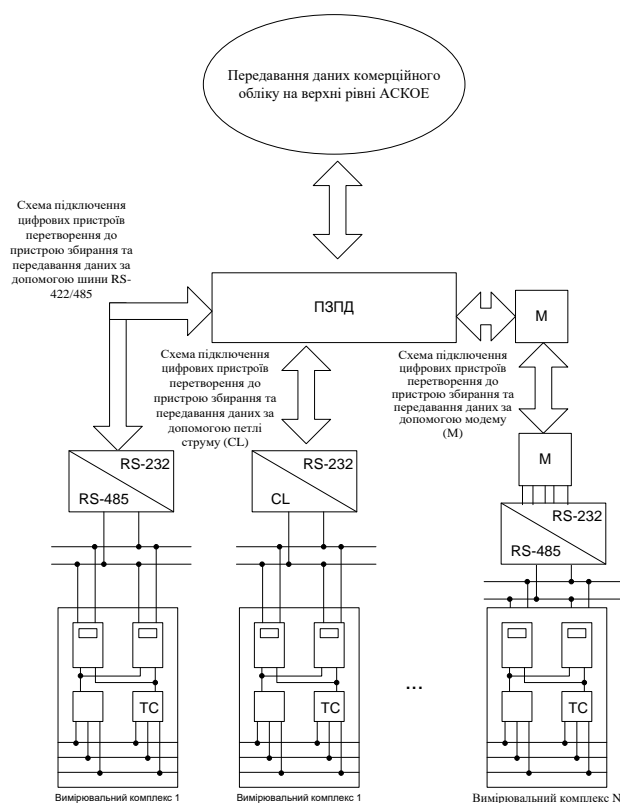


Рисунок 1.5 – Схема побудови АСКОЕ на базі цифрових вимірювальних каналів

Загальну структуру АСКОЕ об'єкту обліку, що забезпечує надійний облік електроенергії, контроль ППРЕ в реальному часі та інформаційну взаємодію з АСКОЕ верхніх рівнів наведено на рисунок 1.6. Запропонована типова АСКОЕ об'єкту обліку складається з вимірювальних комплексів, ПО та ПЗПД, з'єднаних лініями та/або каналами зв'язку. Вимірювальні комплекси, призначені для комерційного обліку електроенергії в точках на межі суб'єкта із суміжними суб'єктами ринку електричної енергії, та технічного обліку електроенергії в мережі суб'єкта. До АСКОЕ об'єкту обліку можуть також входити засоби відображення та документування даних комерційного обліку, наприклад, – автоматизовані робочі місця (АРМ) операторів. Доступні дані даного АСКОЕ, зокрема, агреговані для об'єкту обліку, приведені до межі балансової належності електричних мереж суб'єкта ринку електричної енергії, верифіковані (мають високий рівень достовірності) і можуть бути використані без додаткового оброблення [1].

Останнє дозволить використовувати АСКОЕ об'єкту обліку за будь-якої моделі ринку електричної енергії.

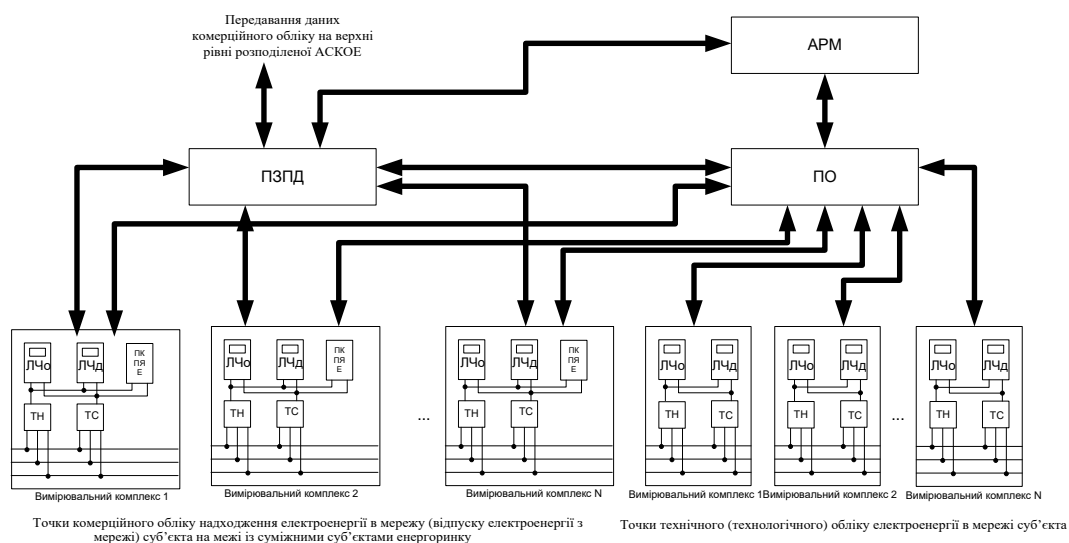


Рисунок 1.6 – це Схема побудови АСКОЕ на базі цифрових та імпульсних вимірювальних каналів

Висновок. Описано характеристики технологічного процесу підприємства, характеристики навантажень. Описано структури засобів автоматизованого контролю та обліку електроенергії на підприємствах.

РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Визначення кількості та потужності цехових ТП

Під час вибору трансформаторів підстанції необхідно виконувати такі вимоги:

- показником ефективності вибору трансформаторів ТП повинні бути річні приведені затрати в підстанцію;

- кількість стандартних потужностей трансформаторів цехових ТП на підприємстві не повинна перевищувати дві (максимум три) [4].

Наближеним орієнтиром оптимальної ступені потужності трансформаторів ЦТП виступає питома густина навантаження.

Оскільки підприємство належить до другої категорії електропостачання, то необхідно, щоб система електропостачання мала як найвищу надійність, тому всі цехи живляться від двотрансформаторних підстанцій. Зорієнтувавшись на питому густину навантаження, яка складає $\sum p_0 = 0,15$ кВА/м², рекомендується обирати трансформатори потужністю менше 1000 кВА. Також доцільно розподілити навантаження між двома ЦТП, адже територія підприємства займає значну площу, де розташовані споживачі II та III категорії. Усі ЦТП повинні бути двохтрансформаторними, бо живлять споживачів II категорії, тому не можна допускати значних перерв в електропостачанні.. Перша ЦТП заживить цехи під номером 1-3; друга ЦТП – 4-12. Встановлення 2-х ЦТП дозволить знизити довжини кабельних ліній 0,38 кВ, що призведе до зниження втрат потужності.

Розподіл цехів між ЦТП та дані навантаження на ЦТП наведені на рисунку 2.1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахунок ва активна потужність Pr, кВт	Розрахунок а реактивна потужність Qr, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Pc, кВт	Середня реактивна потужність Qc, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА	
1										
2	ТП1	1	Корпус №1. Адміністрація	258,777	210,696	333,704	238,777	193,057	307,060	
3		2	Зворотні ємності	21,236	18,170	27,948	19,236	16,406	25,282	
4		3	Прокідна	3,760	4,327	5,733	3,460	3,927	5,234	
5			Всього по ТП1	283,773	233,192	367,295	261,473	213,390	337,496	
6	ТП2	4	Холодильний цех	55,826	26,857	61,951	52,326	25,162	58,062	
7		5	Корпус №2	110,957	64,789	128,488	92,957	53,633	107,320	
8		6	Компресорна	49,038	23,558	54,403	45,788	21,984	50,792	
9		7	Випарник	17,869	11,941	21,492	16,669	11,197	20,081	
10		8	Склад №1	42,415	47,338	63,560	38,415	43,810	58,267	
11		9	Склад №2	9,802	10,688	14,502	8,802	9,806	13,177	
12		10	Артевердловина	11,497	15,450	19,259	9,497	13,687	16,659	
13		11	Градієрна	18,563	19,505	26,926	17,263	18,699	25,450	
14	12	Каналізаційна насосна станція	8,998	12,088	15,070	8,248	11,427	14,093		
15			Всього по ТП2	324,966	232,214	399,407	289,966	209,405	357,674	
16										
17	Назви комірок, діапазонів та опорні формули:									
18										
19	C2:C15:=номер	G5:=Sp1сум	I2:I5:=Qc1	Pp1=ВІП(номер;Табл_1;18;0)	Qc1=ВІП(номер;Табл_1;16;0)	Sp1сум=КОРЕНЬ(Pp1сум^2+Qc1сум^2)				
20	E2:E4:=Pp1	G15:=Sp2сум	I5:=Qc1сум	Pp2=ВІП(номер;Табл_1;18;0)	Qc2=ВІП(номер;Табл_1;16;0)	Sp2сум=КОРЕНЬ(Pp2сум^2+Qc2сум^2)				
21	E5:=Pp1сум	H2:H4:=Pc1	I6:I14:=Qc2	Qp1=ВІП(номер;Табл_1;19;0)	Sc1=ВІП(номер;Табл_1;17;0)	Pc1сум=СУММ(Pc1)				
22	E6:E14:=Pp2	H5:=Pc1сум	I15:=Qc2сум	Qp2=ВІП(номер;Табл_1;19;0)	Sc2=ВІП(номер;Табл_1;17;0)	Pc2сум=СУММ(Pc2)				
23	E11:=Pp2сум	H6:E14:=Pc	G5:=Sc1сум	Sp1=ВІП(номер;Табл_1;20;0)	Pp1сум=СУММ(Pp1)	Qc1сум=СУММ(Qc1)				
24	F2:F4:=Qp1	H15:=Pc2сум	G15:=Sc2сум	Sp2=ВІП(номер;Табл_1;20;0)	Pp2сум=СУММ(Pp2)	Qc2сум=СУММ(Qc2)				
25	F5:=Qp1сум	F6:E14:=Qc	F15:=Qp2сум	Pc1=ВІП(номер;Табл_1;15;0)	Qp1сум=СУММ(Qp1)	Sc1сум=КОРЕНЬ(Pc1п^2+Qc1п^2)				
26				Pc2=ВІП(номер;Табл_1;15;0)	Qp2сум=СУММ(Qp2)	Sc2сум=КОРЕНЬ(Pc2сум^2+Qc2сум^2)				

Рисунок 2.1 - Розподіл цехів між ЦТП

Автоматизація розподілу навантажень досягається використанням функцій робочого листа ВІП та СУММ.

В комірку здійснено автоматизований вибір даних із бази даних за допомогою функції ВІП. Кожному номеру цеху дана функція знаходила його всі необхідні потужності. В підсумкових рядках функція СУММ додавала всі потужності в стовпчику [6].

Останній коефіцієнт буде розрахований відповідно наступних міркувань:

а) за таблицею G.1 ГОСТ 14209-97[5] знаходиться річна еквівалентна температура для регіону, в якому розташоване дане підприємство, тобто Вінниця: $\Theta=10,7^{\circ}\text{C}$;

б) з таблиці 6 ГОСТ 14209-97 з системою охолодження ONAN, в нормальному режимі, для 20°C знаходиться коефіцієнт навантаження в нормальному режимі: $k_n=1$.

Складаємо математичну модель вибору потужності трансформаторів цехових ТП. Керованою змінною даної моделі буде S_T - потужність трансформатора, а показником ефективності Z - річні приведені затрати в ТП.

$$Z(S_T) = B_{ТП}(S_T) + B_B(S_T) \rightarrow \min_{S_T \in S_{CT}}, \quad (2.1)$$

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

$$B_{ТП}(S_T) = (E_e + E_a)K_{ТП}(S_T, K_T), \quad (2.2)$$

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:

$$B_B(S_T) = (\Delta P_{xx}(S_T) + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot K_3^2) \cdot k_T \cdot t \cdot \tau, \quad (2.3)$$

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;

τ - число годин максимальних втрат.

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується наступним чином:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{S_{ТП} \cdot k_T}. \quad (2.4)$$

Змінні втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P_{зм} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_p^2}{S_T^2 \cdot k_T} \right), \quad (2.5)$$

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

S_T - потужність трансформатора ТП;

k_T - кількість трансформаторів.

Постійні втрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{пс} = \Delta P_{хх} \cdot k_T. \quad (2.6)$$

Сумарні втрати активної енергії будуть визначатись так[5]:

$$\Delta P = \Delta P_{пс} + \Delta P_{зм}. \quad (2.7)$$

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

$$S_T \cdot k_T \cdot k_n \geq S_{ТПсм}, \quad (2.8)$$

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

$$k_T \geq 1 \Rightarrow k_{на} \cdot S_T \geq k_{нна} \cdot S_{ТП}, \quad (2.9)$$

де $k_{на}$ - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в післяаварійному режимі ($k_{на}=1,3$). Значення даного коефіцієнта взято з ГОСТ 14209-97 (таблиця Н.1) для варіанта, коли перевантаження буде тривати 24 год,

при середній добовій температурі 30°C, тобто для найгірших умов місцевості, де знаходиться підприємство;

$k_{нна}$ - частина навантаження ТП, яка повинна залишитись в роботі в післяаварійному режимі (для кожної ТП своє значення);

Для автоматизованого вибору оптимальної потужності ЦТП 1 за мінімумом затрат складається електронна таблиця Excel на робочому листі "ТП1" (рисунок 2.2). На рисунку 2.4 наведено назви комірок і діапазонів та опорні формули до цієї таблиці. Коефіцієнт $k_{нна}$ буде становити 0,8, оскільки при аварійній ситуації можна відключити до 20% навантаження цехів, які живляться від ЦТП 1 [3].

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ТП1 за мінімумом затрат														
2	Дані нормального режиму														
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	367,29			
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	337,5			
5	Кількість трансформаторів										kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
7	Дані післяаварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kпа=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										kпаа=	0,8			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	4810,6			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	0,036			
14															
15	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPкх, кВт	Kтп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	об'єк. 1	об'єк. 2
16		63	1,28	0,24	215,51	29,309	21,753	0,48	22,233	106,96	—		—	—	—
17		100	1,97	0,33	228,85	31,123	13,288	0,66	13,948	67,099	—		—	—	—
18		160	3,1	0,51	246,26	33,492	8,1681	1,02	9,1881	44,2	—		—	—	—
19		250	4,2	0,74	268,79	36,555	4,5328	1,48	6,0128	28,925	65,48		+	+	+
20	V	400	5,9	0,95	322,61	43,874	2,4873	1,9	4,3873	21,106	64,98	V	+	+	+
21		630	8,5	1,31	358,94	48,816	1,4446	2,62	4,0646	19,553	68,369		+	+	+
22		1000	10,5	2,1	423,52	57,598	0,7083	4,2	4,9083	23,612	81,21		+	+	+
23		1600	18	2,8	526,5	71,604	0,4743	5,6	6,0743	29,221	100,82		+	+	+
24		2500	23,5	3,85	602,39	81,925	0,2536	7,7	7,9536	38,261	120,19		+	+	+
25											Змін=				
26											Ст*=	400			
27															
28	Назви діапазонів, комірок та опорні формули														
29	L3:=Sp1				H16:H24:=dPзм										
30	L4:=Sc1				I16:I24:=dPпс										
31	L5:=kttpl				J16:J24:=dPтп										
32	L6:=kntpl				K16:K24:=Bstpl										
33	L8:=kпатп				L16:L24:=Зтп1										
34	L9:=kпаатп				N16:N24:=Xтп1										
35	L11:=B_0				O16:O24:=обм1										
36	L12:=Ea_1				P16:P24:=обм2										
37	L13:=Ea_1				L25:=Змінтп1										
38	C16:C24:=St_1				L26:=Stoptpl										
39	D16:D24:=dPкз				dPкз=ВПР(St_1;TR_10_kv;3;0)										
40	E16:E24:=dPкх				M16:M24:=ЕСЛИ(St_1=Stoptpl;"V";"")										
41	F16:F24:=Ktpl				B16:B24:=ЕСЛИ(St_1=Stoptpl;"V";"")										
42	G16:G24:=Ektpl														

Рисунок 2.2 - Вибір потужності ЦТП1

Як видно з розрахунків, оптимальна потужність трансформаторів ЦТП1 повинна бути 400 кВА. При цьому приведені затрати для встановлення двотрансформаторної ЦТП1 складатимуть 64,98 тис. грн.

Аналогічні розрахунки проводяться для ЦТП2 на листі Excel «ТП2» рисунок 2.3. Коефіцієнт $k_{\text{нпа}}$ для ТП2 буде становити 0,8.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ТП2 за мінімумом затрат														
2	Дані нормального режиму														
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	399,41			
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	357,67			
5	Кількість трансформаторів										kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
7	Дані післяварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяварійному режимі										kпа=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										kнпа=	0,8			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	4810,6			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	0,036			
14															
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPкх, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмек. 1	обмек. 2
15															
16		63	1,28	0,24	215,51	29,309	25,724	0,48	26,204	126,05	---		---	---	---
17		100	1,97	0,33	228,85	31,123	15,713	0,66	16,373	78,765	---		---	---	---
18		160	3,1	0,51	246,26	33,492	9,6588	1,02	10,679	51,371	---		---	---	---
19		250	4,2	0,74	268,79	36,555	5,3601	1,48	6,8401	32,905	69,459		+	+	+
20	V	400	5,9	0,95	322,61	43,874	2,9413	1,9	4,8413	23,289	67,164	V	+	+	+
21		630	8,5	1,31	358,94	48,816	1,7082	2,62	4,3282	20,821	69,637		+	+	+
22		1000	10,5	2,1	423,52	57,598	0,8375	4,2	5,0375	24,233	81,832		+	+	+
23		1600	18	2,8	526,5	71,604	0,5608	5,6	6,1608	29,637	101,24		+	+	+
24		2500	23,5	3,85	602,39	81,925	0,2999	7,7	7,9999	38,484	120,41		+	+	+
25										Змін=	67,164				
26									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	400				

Рисунок 2.3 - Вибір потужності ЦТП2

Як видно з розрахунків для ЦТП 2 оптимальним є варіант, коли потужність трансформаторів ТП складає 400 кВА. При цьому приведені затрати складатимуть 67,164 тис. грн.

2.2 Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

По зовнішній лінії живлення буде протікати не лише потужність навантаження, а й потужність втрат в трансформаторах ЦТП. Неврахування цих втрат призведе до вибору перерізу зовнішньої лінії по заниженому

навантаженню, що в свою чергу може спричинити роботу лінії живлення в недопустимих умовах [6].

Втрати активної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{TP} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2, \quad (2.10)$$

де ΔP_{TP} - втрати активної потужності ТП, кВт;

n - кількість трансформаторів в ТП;

ΔP_{xx} - втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

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

S_p - повне розрахункове навантаження на ТП, кВА;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора ТП.

Втрати реактивної потужності в цехових ТП розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{TP} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном.тр} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_p^2}{S_{ном.тр}}, \quad (2.11)$$

де ΔQ_{TP} - втрати реактивної потужності ТП, кВАр;

I_{xx} - струм холостого ходу трансформатора, А;

$U_{кз}$ - напруга короткого замикання, % від номінальної.

Розрахунок втрат потужності в цехових ТП наведені на рисунку 4.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	№ ТП	Snom_т, кВА	кт	dPxx, кВт	dPкз, кВт	Ixx, %	Uк, %	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА	dPтр, кВт	dQтр, кВАр	dСтр, кВА	P, кВт	Q, кВАр	R, Ом
2	1	400	2	0,95	5,9	2,1	4,5	283,773	233,192	367,295	4,38732	24,388439	24,7799	288,16	257,581	3,6875
3	2	400	2	0,95	5,9	2,1	4,5	324,966	232,214	399,407	4,84127	25,773353	26,2241	329,808	257,987	3,6875
4	Всього							582,341	445,628		9,22859	50,161793	51,0036	591,57	495,789	
5																
6	Назви комірок, діапазонів та опорні формули															
7	C3:C4=Snom_tr								dPxxтр=ВПР(Snom_tr;TR_10_kv;3;0)							
8	D3:D4=ктвтр								dPкзтр=ВПР(Snom_tr;TR_10_kv;4;0)							
9	E3:E4=dPxxтр								Ixxтр=ВПР(Snom_tr;TR_10_kv;5;0)							
10	F3:F4=dPкзтр								Uкзтр=ВПР(Snom_tr;TR_10_kv;6;0)							
11	G3:G4=Ixxвтр								Pрвтр_сум=СУММ(Pрвтр)							
12	H3:H4=Uкзвтр								Qрвтр_сум=СУММ(Qрвтр)							
13	I3:I4=Pрвтр								dPтрвтр=ктвтр*dPxxтр+(1/ктвтр)*dPкзтр*(Spвтр/Snom_tr)^2							
14	L5=Pрвтр_сум								dPтр_сум=СУММ(dPтрвтр)							
15	I3:J4=Qрвтр								dQтрвтр=ктвтр*(Ixxвтр/100)*Snom_tr+(1/ктвтр)*(Uкзвтр/100)*(Spвтр^2/Snom_tr)							
16	J5=Qрвтр_сум								dQ_сум=СУММ(dQтрвтр)							
17	K3:K4=Spвтр								dСтр=КОРЕНЬ(dPтрвтр^2+dQтрвтр^2)							
18	L3:L4=dPтрвтр								dСтр_сум=КОРЕНЬ(dPтр_сум^2+dQ_сум^2)							
19	L5=dPтр_сум								P_сум=Pрвтр+dPтрвтр							
20	M3:M4=dQтрвтр								Q_сум=Qрвтр+dQтрвтр							
21	M5=dQ_сум								P_сум_1=Pрвтр_сум+dPтр_сум							
22	N3:N4=dСтр								Q_сум_1=Qрвтр_сум+dQ_сум							
23	N5=dСтр_сум								O3:=Pвтр1							
24	O3:O6=P_сум								O4:=Pвтр2							
25	P3:P4=Q_сум								P3:=Qвтр1							
26	O5:=P_сум_1								P4:=Qвтр2							
27	P5:=Q_сум_1															

Рисунок 2.4 - Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Точка підведення зовнішньої лінії живлення знаходиться на відстані 1000 м від розподільчої підстанції 110/35/10 кВ. Для того, щоб заживити ЦРП, потрібно вибрати оптимальний переріз зовнішньої лінії живлення, яка буде живити підприємство від п/ст.

На листі Excel під назвою "КЛ-ЦРП" створюється електронна таблиця для вибору оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення, яка містить у собі стандартні перерізи КЛ, та допустимі для них струми. Дана таблиця буде автоматично розраховувати мінімум річних приведених затрат в залежності від керованої змінної, якою в даній задачі є переріз КЛ F. Показником ефективності є річні приведені затрати в зовнішню лінію живлення. За критерій оптимальності взято мінімум річних приведених затрат [11].

Складемо математичну модель вибору оптимальних перерізів КЛ 10 кВ.

Керована змінна: переріз КЛ (мм²).

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

ПЕР – річні приведені затрати.

$$\left\{ \begin{array}{l} 3(F) = \left[(E_e + E_a) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I_l^2 \cdot r_0(F) \cdot t \cdot \tau \right] \cdot L \cdot k_l \rightarrow \min_{F \in X} \\ k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(F) \geq I_l \\ k_{\text{на}} \cdot I_{\text{доп}}(F) \geq I_l \cdot k_l \cdot k_{\text{на}} \\ \Delta U_n(F) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ \Delta U_{\text{на}}(F) \leq \Delta U_{\text{доп}} \\ F \geq F_{\text{кз}} \\ F \in X \end{array} \right. \quad (2.12)$$

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;

$K_{\text{доп}}(F)$ – коефіцієнт допустимого навантаження;

$\Delta U_n(F)$ – 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;

$k_{\text{доп}}$ – 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 $\frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2}$.

Для вибору оптимального перерізу КЛ повинні виконуватися такі умови:

Обмеження на керовану змінну будуть такими:

1) Переріз КЛ за умовою допустимості нагрівання в нормальному режимі

вибирається згідно такого виразу:

$$k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_l}, \quad (2.13)$$

де $k_{\text{доп}}$ - коефіцієнт, що вносить корективи на струми в залежності від температури землі і повітря, згідно;

$I_{\text{доп}}(x)$ - допустимий тривалий струм навантаження, який залежить від перерізу КЛ, А;

S_p - повна потужність навантаження, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга КЛ.

Коефіцієнт $k_{\text{доп}}$ визначається згідно формули:

$$k_{\text{доп}} = k_{\text{сер}} \cdot k_{\text{зр}} \cdot k_{\text{нр}}, \quad (2.14)$$

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

$k_{\text{нр}}$ - коефіцієнт прокладки, враховує особливості та тип прокладки ліній.

Враховуючи те, що ми прокладаємо повітряні лінії $k_{\text{нр}}=1$;

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

$$k_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 = 1.$$

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

$$k_{\text{на}} \cdot k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq k_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot k_{\text{н.на}}, \quad (2.15)$$

де $k_{\text{на}}$ - коефіцієнт перевантаження ПЛ в післяаварійному режимі;

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

3) Переріз КЛ за умовою втрат напруги в нормальному режимі вибирається згідно такого виразу[4]:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{л}}(F) = \frac{P_p \cdot r_0(F) + Q_p \cdot x_0(F)}{k_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot 1000} \cdot L \cdot 100\% \quad (2.16)$$

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

$\Delta U_{\text{л}}(F)$ - 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:

$$\Delta U_{\text{на.доп}} \geq \Delta U_{\text{на.л}}(F), \quad (2.17)$$

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

$\Delta U_{\text{на.л}}(F)$ - 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:

$$F \geq F_{\text{кз}}, \quad (2.18)$$

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

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

$$F_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_n}}{C}, \quad (2.19)$$

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

t_n - приведений час к. з., с;

C - термічний коефіцієнт, $A \cdot c^{0,5}/mm^2$. Згідно ГОСТ 30323-95 Таблиці 9 для алюмінієвого провода марки АС при допустимій температурі нагріву проводів при КЗ $200^{\circ}C$ $C=90 A \cdot c^{0,5}/mm^2$.

Коефіцієнт прокладки $k_{np}=1$ ([5] ПУЕ Таблиця 1.3.28) для КЛ, які підходять до ТП в одній траншеї по два кабеля.

Коефіцієнт, що враховує особливості прокладки та ґрунту $k_{gp}=1$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.26.

Коефіцієнт середовища $k_{сер}$ ([5] ПУЕ, табл. 1.3.10). Так як поправка на температуру землі не вказана $k_{сер}=1$.

Коефіцієнт перевантаження в післяаварійному режимі $k_{па}=1,25$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.32. Коефіцієнт попереднього навантаження 0,6, бо відношення $I_n/(I_{доп}k_{доп})=0,2$, що ближче до 0,6; вид прокладки – в землі, допустиме перевантаження триває 6 год.

Таблична форма під назвою "КЛ-ЦРП" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від підстанції до ЦРП представлена на рисунку 2.5.

Проектне рішення: для зовнішньої лінії живлення на основі виконаного розрахунку в табличній формі "КЛ-ЦРП" доцільно вибрати кабельну лінію марки ААБ перерізом $70 mm^2$, при цьому мінімальне значення приведених затрат, що залежить від КЗ, становлять 23,392 тис. грн.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Початкові дані							Поправочні коефіцієнти															Назви контрол, діаметрів та опорні формули																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Економічні характеристики							Коефіцієнт середовища															1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Питома вартість врат, грн/кВт							Коефіцієнт прокладки															1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень							Коефіцієнт ґрунту															1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію							Коефіцієнт ґрунту															1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Нормальний режим																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в режимі							Kдоп=1															E18: E39 =dUn																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Напруга, кВ							U=10															F18: F39 =dUra																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Довжина ПЛ, км							l=1															G28: G39 =K_o																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Активна розрахункова потужність, кВт							P=591,5700376															H28: H39 =dP																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Реактивна потужність, квар							Q=495,7894386															I28: I39 =K																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Розрахунковий струм окремого кабелю, А							Im=22,28157454															J28: J39 =EK																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Кількість ПЛ							k=2															K28: K39 =Be																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Мінімально допуст. переріз ПЛ за умовою механ. міцності							Fмех=70															L28: L39 =Bn																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Допустима втрата напруги в ПЛ, %							ΔUдоп=5															M28: M39 =доп																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Аварійний режим																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
Струм КЗ на початку лінії, кА							Ikз=3,358547272															N28: N39 =Y1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Приведений час КЗ, с							tm=1,5															O28: O39 =Y2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Тепловий коефіцієнт C, (А*с ² /(1,2))км ²							C=90															P28: P39 =Y3																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм ²							Fкз=45,70403941															Q28: Q39 =Y4																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Після аварійний режим																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження							Kл=1,25															G21 =Kл																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Доля навантаження в післяаварійному режимі							Kа=0,8															G22 =Kа																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Допустима втрата напруги в ПЛ, %							ΔUадоп=5															G23 =dUдоп																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th>F, мм²</th><th>Ro, Ом/км</th><th>Xo, Ом/км</th><th>lдоп, А</th><th>dУн, %</th><th>dУа, %</th><th>Кo, тис.грн/км</th><th>dP, кВт</th><th>K</th><th>E*K, т.грн</th><th>Ba, т.грн</th><th>З, т.грн</th><th>Доп</th><th>Kдоп¹ доп >= ln</th><th>Kл*Ka оп*доп >= Kа*л*л</th><th>ΔУн <= ΔУдоп</th><th>ΔУа <= ΔУадоп</th><th>F>=Fмех</th><th>F >= Fкз</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>10</td><td>3,1</td><td>0,122</td><td>50</td><td>0,947176714</td><td>1,515482742</td><td>21,4605</td><td>9,23432</td><td>21,461</td><td>3,219075</td><td>44,4223</td><td>-</td><td>недоп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>16</td><td>1,94</td><td>0,113</td><td>75</td><td>0,60183504</td><td>0,962936064</td><td>31,01175</td><td>5,77889</td><td>31,012</td><td>4,6517625</td><td>27,7998</td><td>-</td><td>недоп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>25</td><td>1,24</td><td>0,099</td><td>90</td><td>0,391315001</td><td>0,626104001</td><td>44,68925</td><td>3,69373</td><td>44,689</td><td>6,7003875</td><td>17,7689</td><td>-</td><td>недоп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>35</td><td>0,89</td><td>0,095</td><td>113</td><td>0,286798665</td><td>0,458877864</td><td>58,39425</td><td>2,65114</td><td>58,394</td><td>8,7591375</td><td>12,7535</td><td>-</td><td>недоп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>50</td><td>0,62</td><td>0,09</td><td>140</td><td>0,205897236</td><td>0,329113578</td><td>83,0835</td><td>1,84686</td><td>83,084</td><td>12,46325</td><td>8,89447</td><td>-</td><td>недоп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>70</td><td>0,443</td><td>0,086</td><td>165</td><td>0,152351709</td><td>0,245762735</td><td>113,62725</td><td>1,31961</td><td>113,63</td><td>17,0440875</td><td>6,34809</td><td>23,3923</td><td>доп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>V</td></tr> <tr><td>95</td><td>0,326</td><td>0,083</td><td>205</td><td>0,117001178</td><td>0,187201885</td><td>147,26475</td><td>0,97109</td><td>147,26</td><td>22,0897125</td><td>4,67151</td><td>26,7612</td><td>доп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>120</td><td>0,258</td><td>0,081</td><td>240</td><td>0,094932007</td><td>0,154227211</td><td>186,35175</td><td>0,76853</td><td>186,35</td><td>27,9527625</td><td>3,69708</td><td>31,6498</td><td>доп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>150</td><td>0,206</td><td>0,079</td><td>275</td><td>0,080515397</td><td>0,128824635</td><td>239,74525</td><td>0,61364</td><td>239,75</td><td>34,4617875</td><td>2,95194</td><td>37,4137</td><td>доп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>185</td><td>0,167</td><td>0,077</td><td>310</td><td>0,068483992</td><td>0,109574386</td><td>309,33</td><td>0,49746</td><td>309,33</td><td>46,3995</td><td>2,39307</td><td>48,7926</td><td>доп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td>240</td><td>0,129</td><td>0,075</td><td>355</td><td>0,056748371</td><td>0,090797394</td><td>429,012</td><td>0,38427</td><td>429,01</td><td>64,3518</td><td>1,84854</td><td>66,2003</td><td>доп</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr> <tr><td colspan="12">млн ватрати</td><td colspan="11">= 23,3923</td></tr> <tr><td colspan="12">Опт. Переріз ПЛ</td><td colspan="11">= 70</td></tr> <tr><td colspan="12">Rдоп=</td><td colspan="11">0,443</td></tr> <tr><td colspan="12">Xдоп=</td><td colspan="11">0,086</td></tr> </tbody> </table>																							F, мм ²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	lдоп, А	dУн, %	dУа, %	Кo, тис.грн/км	dP, кВт	K	E*K, т.грн	Ba, т.грн	З, т.грн	Доп	Kдоп ¹ доп >= ln	Kл*Ka оп*доп >= Kа*л*л	ΔУн <= ΔУдоп	ΔУа <= ΔУадоп	F>=Fмех	F >= Fкз	10	3,1	0,122	50	0,947176714	1,515482742	21,4605	9,23432	21,461	3,219075	44,4223	-	недоп	-	-	-	-	-	-	16	1,94	0,113	75	0,60183504	0,962936064	31,01175	5,77889	31,012	4,6517625	27,7998	-	недоп	-	-	-	-	-	-	25	1,24	0,099	90	0,391315001	0,626104001	44,68925	3,69373	44,689	6,7003875	17,7689	-	недоп	-	-	-	-	-	-	35	0,89	0,095	113	0,286798665	0,458877864	58,39425	2,65114	58,394	8,7591375	12,7535	-	недоп	-	-	-	-	-	-	50	0,62	0,09	140	0,205897236	0,329113578	83,0835	1,84686	83,084	12,46325	8,89447	-	недоп	-	-	-	-	-	-	70	0,443	0,086	165	0,152351709	0,245762735	113,62725	1,31961	113,63	17,0440875	6,34809	23,3923	доп	-	-	-	-	-	V	95	0,326	0,083	205	0,117001178	0,187201885	147,26475	0,97109	147,26	22,0897125	4,67151	26,7612	доп	-	-	-	-	-	-	120	0,258	0,081	240	0,094932007	0,154227211	186,35175	0,76853	186,35	27,9527625	3,69708	31,6498	доп	-	-	-	-	-	-	150	0,206	0,079	275	0,080515397	0,128824635	239,74525	0,61364	239,75	34,4617875	2,95194	37,4137	доп	-	-	-	-	-	-	185	0,167	0,077	310	0,068483992	0,109574386	309,33	0,49746	309,33	46,3995	2,39307	48,7926	доп	-	-	-	-	-	-	240	0,129	0,075	355	0,056748371	0,090797394	429,012	0,38427	429,01	64,3518	1,84854	66,2003	доп	-	-	-	-	-	-	млн ватрати												= 23,3923											Опт. Переріз ПЛ												= 70											Rдоп=												0,443											Xдоп=												0,086										
F, мм ²	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	lдоп, А	dУн, %	dУа, %	Кo, тис.грн/км	dP, кВт	K	E*K, т.грн	Ba, т.грн	З, т.грн	Доп	Kдоп ¹ доп >= ln	Kл*Ka оп*доп >= Kа*л*л	ΔУн <= ΔУдоп	ΔУа <= ΔУадоп	F>=Fмех	F >= Fкз																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
10	3,1	0,122	50	0,947176714	1,515482742	21,4605	9,23432	21,461	3,219075	44,4223	-	недоп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
16	1,94	0,113	75	0,60183504	0,962936064	31,01175	5,77889	31,012	4,6517625	27,7998	-	недоп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
25	1,24	0,099	90	0,391315001	0,626104001	44,68925	3,69373	44,689	6,7003875	17,7689	-	недоп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
35	0,89	0,095	113	0,286798665	0,458877864	58,39425	2,65114	58,394	8,7591375	12,7535	-	недоп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
50	0,62	0,09	140	0,205897236	0,329113578	83,0835	1,84686	83,084	12,46325	8,89447	-	недоп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
70	0,443	0,086	165	0,152351709	0,245762735	113,62725	1,31961	113,63	17,0440875	6,34809	23,3923	доп	-	-	-	-	-	V																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
95	0,326	0,083	205	0,117001178	0,187201885	147,26475	0,97109	147,26	22,0897125	4,67151	26,7612	доп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
120	0,258	0,081	240	0,094932007	0,154227211	186,35175	0,76853	186,35	27,9527625	3,69708	31,6498	доп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
150	0,206	0,079	275	0,080515397	0,128824635	239,74525	0,61364	239,75	34,4617875	2,95194	37,4137	доп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
185	0,167	0,077	310	0,068483992	0,109574386	309,33	0,49746	309,33	46,3995	2,39307	48,7926	доп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
240	0,129	0,075	355	0,056748371	0,090797394	429,012	0,38427	429,01	64,3518	1,84854	66,2003	доп	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
млн ватрати												= 23,3923																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Опт. Переріз ПЛ												= 70																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Rдоп=												0,443																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Xдоп=												0,086																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										

Рисунок 2.5 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від підстанції до ЦРП

2.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ

Коефіцієнт прокладки $k_{np}=1$ ([5] ПУЕ Таблиця 1.3.28) для КЛ, які підходять до ТП в одній траншеї по два кабелю, $k_{np}=1$.

Коефіцієнт, що враховує особливості прокладки та ґрунту $k_{ep}=1$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.26.

Коефіцієнт середовища $k_{сер}$ ([5] ПУЕ, табл. 1.3.10). Так як поправка на температуру землі не вказана $k_{сер}=1$.

Коефіцієнт перевантаження в післяаварійному режимі $k_{па}=1,25$ згідно ПУЕ Таблиця 1.3.32. Коефіцієнт попереднього навантаження 0,6, бо відношення $I_{л}/(I_{доп}k_{доп})=0,2$, що ближче до 0,6; вид прокладки – в землі, допустиме перевантаження триває 6 год.

Таблична форма під назвою "КЛ1-ТП1" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від ЦРП до ТП1 представлена на рисунку 4.8.

Таблична форма під назвою "КЛ-ТП2" для автоматизованого вибору оптимального перерізу КЛ від ЦРП до ТП2 представлена на рисунку 2.7.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	
1	Початкові дані											Коефіцієнт середовища													1
2	Нормальний режим											Коефіцієнт прокладки													1
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі											Коефіцієнт ґрунту													1
4	Напруга, кВ							U=	10	H4=Uk1															
5	Довжина КЛ, км							I=	1	H5=Ikl1															
6	Активна розрахункова потужність, кВт							P=	288,2	H6=Pkl1=Prtr1															
7	Реактивна потужність, квар							Q=	257,6	H7=Qkl1=Qtrp1	L1=	kcer													
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А							I=	11,16	H8=Ikl1	L2=	kpr													
9	Кількість кабелів							k=	2	H9=kkl1	L3=	kgr													
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %							ΔUдоп =	5	H10=dUдоп1	L4=	kдоп1													
11	Аварійний режим											Коефіцієнт середовища													1
12	Струм КЗ на початку лінії, кА											Коефіцієнт прокладки													1
13	Приведений час КЗ, с											Коефіцієнт ґрунту													1
14	Тепловий коефіцієнт С, (А*с^(1/2))/мм^2											Коефіцієнт середовища													1
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2											Коефіцієнт прокладки													1
16	Післяаварійний режим											Коефіцієнт ґрунту													1
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження											Коефіцієнт середовища													1
18	Доля навантаження в післяаварійному режимі											Коефіцієнт прокладки													1
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %											Коефіцієнт ґрунту													1
20	Економічні характеристики											Коефіцієнт середовища													1
21	Питома вартість втрат											Коефіцієнт прокладки													1
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Коефіцієнт середовища													1
23	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Коефіцієнт прокладки													1
24																									
25	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUa, %	dP, кВт	K, т. грн.	Е*К, т. грн.	Вв, т. грн.	З, т. грн.	Доп.	Кдоп*Ідоп >= Ір	Кпа*Кп on*Ідоп >= Кпа*Ір*Кл	ΔUн <= ΔUдоп	ΔUа <= ΔUадоп	F >= Fкз	V						
26	10	3,1	0,122	50	21,461	0,46236	0,7398	2,315453	42,921	6,0089	11,13865	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	—						
27	16	1,94	0,113	75	31,012	0,294068	0,4705	1,449025	62,0235	8,6833	6,970639	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	—						
28	25	1,24	0,099	90	44,669	0,191409	0,3063	0,926181	89,3385	12,507	4,45546	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	—						
29	35	0,89	0,095	115	58,394	0,140466	0,2247	0,664759	116,7885	16,35	3,1978705	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	—						
30	50	0,62	0,09	140	83,084	0,100921	0,1615	0,463091	166,167	23,263	2,22773	25,491	ДОП	+	+	+	+	+	V						
31	70	0,443	0,086	165	113,63	0,074903	0,1198	0,330886	227,2545	31,816	1,591749	33,407	ДОП	+	+	+	+	+	—						
32	95	0,326	0,083	205	147,26	0,05766	0,0923	0,243496	294,5295	41,234	1,1713548	42,405	ДОП	+	+	+	+	+	—						
33	120	0,258	0,081	240	186,35	0,047605	0,0762	0,192705	372,7035	52,178	0,9270231	53,106	ДОП	+	+	+	+	+	—						
34	150	0,206	0,079	275	229,75	0,039855	0,0638	0,153866	459,4905	64,329	0,7401813	65,069	ДОП	+	+	+	+	+	—						
35	185	0,167	0,077	310	309,33	0,033978	0,0544	0,124736	618,66	86,612	0,600499	87,212	ДОП	+	+	+	+	+	—						
36	240	0,129	0,075	355	429,01	0,028246	0,0452	0,096353	858,024	120,12	0,4635116	120,59	ДОП	+	+	+	+	+	—						
37	Мінімальні запити на КЛ1																								25,491
38	Оптимальний переріз КЛ1																								50
39																									

Рисунок 2.6 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦРП до ТП1

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S							
1	Початкові дані											Коефіцієнт середовища													1
2	Нормальний режим											Коефіцієнт прокладки													1
3	Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режимі											Коефіцієнт ґрунту													1
4	Напруга, кВ							U=	10	H4=Uk1															
5	Довжина КЛ, км							I=	1	H5=Ikl1															
6	Активна розрахункова потужність, кВт							P=	330	H6=Pkl1=Prtr1															
7	Реактивна потужність, квар							Q=	258	H7=Qkl1=Qtrp1	L1=	kcer													
8	Розрахунковий струм окремого кабелю, А							I=	12,09	H8=Ikl1	L2=	kpr													
9	Кількість кабелів							k=	2	H9=kkl1	L3=	kgr													
10	Допустима втрата напруги в КЛ, %							ΔUдоп =	5	H10=dUдоп1	L4=	kдоп1													
11	Аварійний режим											Коефіцієнт середовища													1
12	Струм КЗ на початку лінії, кА											Коефіцієнт прокладки													1
13	Приведений час КЗ, с											Коефіцієнт ґрунту													1
14	Тепловий коефіцієнт С, (А*с^(1/2))/мм^2											Коефіцієнт середовища													1
15	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2											Коефіцієнт прокладки													1
16	Післяаварійний режим											Коефіцієнт ґрунту													1
17	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження											Коефіцієнт середовища													1
18	Доля навантаження в післяаварійному режимі											Коефіцієнт прокладки													1
19	Допустима втрата напруги в КЛ, %											Коефіцієнт ґрунту													1
20	Економічні характеристики											Коефіцієнт середовища													1
21	Питома вартість втрат											Коефіцієнт прокладки													1
22	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Коефіцієнт середовища													1
23	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Коефіцієнт прокладки													1
24																									
25	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ko, т. грн/км	dUn, %	dUa, %	dP, кВт	K, т. грн.	Е*К, т. грн.	Вв, т. грн.	З, т. грн.	Доп.	Кдоп*Ідоп >= Ір	Кпа*Кп on*Ідоп >= Кпа*Ір*Кл	ΔUн <= ΔUдоп	ΔUа <= ΔUадоп	F >= Fкз	V						
26	10	3,1	0,122	50	21,461	0,5269	0,8431	2,7176201	42,921	6,0089	13,07331	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	—						
27	16	1,94	0,113	75	31,012	0,3345	0,5352	1,7007042	62,024	8,6833	8,181359	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	—						
28	25	1,24	0,099	90	44,669	0,2173	0,3476	1,087048	89,339	12,507	5,229322	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	—						
29	35	0,89	0,095	115	58,394	0,159	0,2544	0,78022	116,79	16,35	3,753304	—	НЕДОП	+	+	+	+	—	—						
30	50	0,62	0,09	140	83,084	0,1138	0,1822	0,543524	166,17	23,263	2,614661	25,878	ДОП	+	+	+	+	+	V						
31	70	0,443	0,086	165	113,63	0,0841	0,1346	0,3883567	227,25	31,816	1,868218	33,684	ДОП	+	+	+	+	+	—						
32	95	0,326	0,083	205	147,26	0,0645	0,1031	0,2857884	294,53	41,234	1,374806	42,609	ДОП	+	+	+	+	+	—						
33	120	0,258	0,081	240	186,35	0,053	0,0848	0,2261761	372,7	52,178	1,088036	53,267	ДОП	+	+	+	+	+	—						
34	150	0,206	0,079	275	229,75	0,0442	0,0707	0,1805902	459,49	64,329	0,868742	65,197	ДОП	+	+	+	+	+	—						
35	185	0,167	0,077	310	309,33	0,0375	0,06	0,1464008	618,66	86,612	0,704272	87,317	ДОП	+	+	+	+	+	—						
36	240	0,129	0,075	355	429,01	0,0309	0,0495	0,1130881	858,02	120,12	0,544018	120,67	ДОП	+	+	+	+	+	—						
37	Мінімальні запити на КЛ1																								25,878
38	Оптимальний переріз КЛ1																								50
39																									

Рисунок 2.7 - Таблична форма для автоматизованого вибору КЛ від ЦРП до ТП2

Проектне рішення: для живлення ЦТП1 та ЦТП2 доцільно вибрати кабелі марки ААБ, перерізом 50 мм², при цьому питомі затрати на 1 км довжини складуть: для ЦТП1 –24,491 тис.грн. та для ЦТП2 – 25,878 тис.грн..

Висновок: В даному розділі було виконане автоматизоване проектування СЕП ТОВ «ЕНЕЙ». Прийняті оптимальні проектні рішення, щодо місця розміщення ЦРП, зовнішньої лінії живлення, оптимальних перерізів розподільних мереж та оптимальних потужностей ЦТП, які наведені у відпов

Усі прийняті проектні рішення задовольняють вимогам ТЗ.

РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ НА БАЗІ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АСКОЕ

3.1 Структура АСКОЕ

Як уже відомо підприємство ТОВ «ЕНЕЙ» має 12 окремих приміщень із них 2 є достатньо великими, отож облік електроенергії ведеться на вході, в холодильному цеху та корпусі №2, тобто ми маємо 3 точки контролю, це зумовлено тим що територія підприємства є не великою з відси і малі потужності. Живлення як у же згадувалось складається з двох двотрансформаторних підстанцій.

До впровадження АСКОЕ облік електроенергії здійснювався за допомогою багатофункціональних електронних лічильників НІК різних версій. В 2014 році на вимогу правил користування електричною енергією ТОВ «ЕНЕЙ» почало створення АСКОЕ, яка була запущено в постійну експлуатацію в лютому 2015 року. АСКОЕ ТОВ «ЕНЕЙ» є територіально-розподіленою інформаційною системою вимірювання, яка збирає, обробляє, зберігає і відображає дані комерційного обліку електроспоживання підприємства по трьох зонах вимірювань. Під час впровадження АСКОЕ було вирішено замінити лічильники НІК на більш сучасні та багатофункціональні електронні лічильники електроенергії типу МТХ. Структурна схема АСКОЕ ТОВ «ЕНЕЙ» зображено на рисунок 3.1.

Лічильники комерційного обліку електроенергії в зонах вимірювань холодильному цеху та корпусу №2 підключені до комунікаційних вузлів, побудованих на базі серверів послідовних портів MOXA N-port. Комунікаційні вузли, з'єднані з локальним устаткуванням збору та обробки даних (ЛУЗОД), встановленим в основній зоні вимірювання, комп'ютерною мережею ТОВ «ЕНЕЙ». ЛУЗОД, яке побудоване на базі пристрою збирання та передавання даних (ПЗПД) виробництва ТОВ «УНВК ЕТУ», в

автоматичному режимі забезпечує зчитування даних комерційного обліку з багатофункціональних електронних лічильників електроенергії типу МТХ, їхню обробку, зберігання і передавання за визначеним розкладом в узгоджених форматах за допомогою GPRS мережі до АСКОЕ споживачів АК «Київенерго» та комп'ютерною мережею до автоматизованого робочого місця (АРМ) головного енергетика ТОВ «ЕНЕЙ». ЛУЗОД також забезпечує зручний доступ користувачів АСКОЕ безпосередньо до первинних баз даних (ПБД) багатофункціональних електронних лічильників електроенергії за допомогою уніфікованого протоколу передавання даних вимірювань (УППДВ), прийнятого в енергоринку України [1].

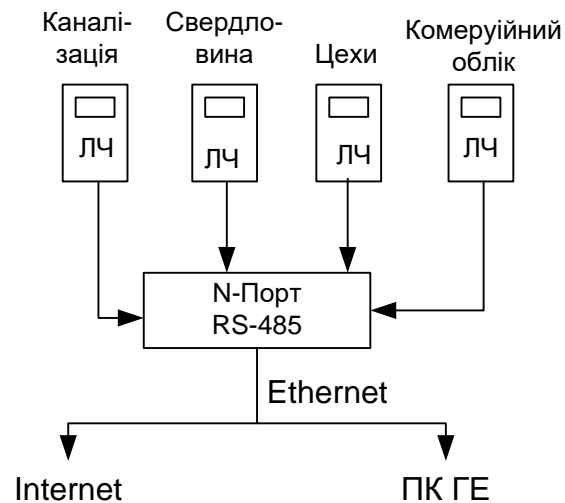


Рисунок 3.1 – Структурна схема АСКОЕ ТОВ «ЕНЕЙ»

АСКОЕ забезпечує регулярне надходження інформації комерційного обліку про електроспоживання ТОВ «ЕНЕЙ» до служби головного енергетика (СГЕ) підприємства та щоденне передавання даних до АСКОЕ споживачів АК «Київенерго» в автоматичному режимі. За потреби оператор АСКОЕ може в інтерактивному режимі запросити актуальні дані за будь-який момент часу або здійснювати безперервний контроль поточних параметрів режимів електроспоживання (ППРЕ) підприємства, та в період максимальних навантажень системи [13].

Застосування АСКОЕ дозволить ТОВ «ЕНЕЙ» звернути свою увагу на контроль та аналіз режимів електроспоживання. АСКОЕ дозволить контролювати електроспоживання по всіх зонах комерційного обліку у визначених часових інтервалах. Також впровадження АСКОЕ дозволить спростити процес розрахунків за електроенергію з електропостачальною компанією, а також забезпечить точність й правдивість обліку електроенергії, що дозволить суттєво знизити ймовірність порушення договірних умов електропостачання та перевищення потужності, що заявлена підприємством в години максимальних навантажень енергосистеми, а як наслідок знизить ризик нарахування штрафів [13].

3.2 Управління енерговикористанням на підприємстві

Щодня в службу головного енергетика підприємства надходять дані про споживання активної та реактивної енергії. За допомогою програмного забезпечення і зручного інтерфейсу будуються добові графіки і розраховуються їх параметри. На рисунку 3.2. наведено добовий графік активної потужності для характерної доби січня 2019 р. Підприємство працює в дві зміни і більшість енергії споживається в проміжку з 8.00 по 1.00.

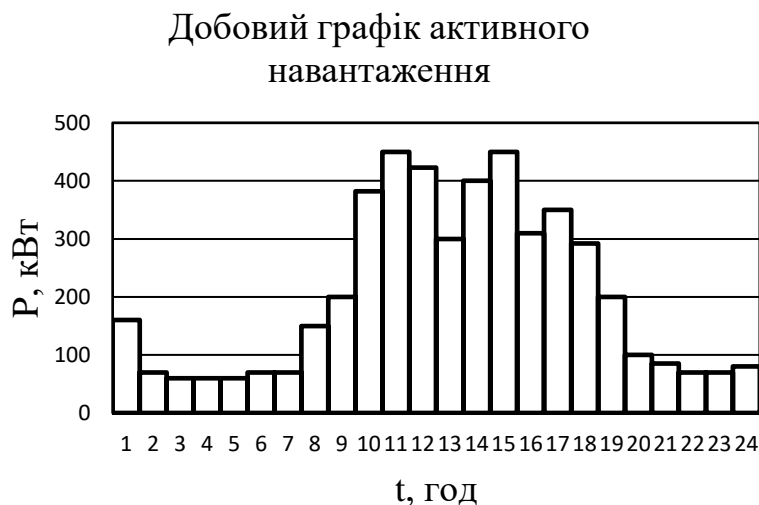


Рисунок 3.2 – Добовий графік активного навантаження

На рисунку 3.3 наведено отриманий добовий графік реактивної потужності для характерної доби січня 2019 р. Графік має подібний характер, що зумовлено переважним використанням електроприводів на підприємстві, які характеризуються значним реактивним навантаженням. Дані графіка використовуються для розрахунку втрат електроенергії в лініях та трансформаторах системи електропостачання підприємства, а також для визначення інших параметрів техніко-економічних розрахунків. На підприємстві плануються заходи по впровадженню компенсації реактивної потужності. Дані про споживання реактивної потужності протягом місяців року допомагають визначити ефект від впровадження компенсації реактивної потужності, розрахувати обсяг капіталовкладень та термін окупності даного заходу.

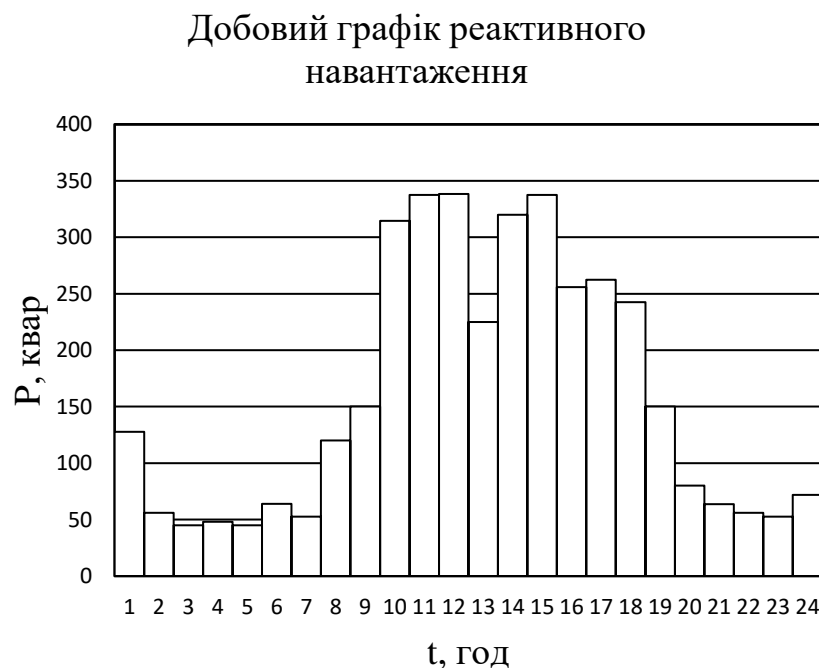


Рисунок 3.3 – Добовий графік реактивного навантаження

Розроблено програму визначення показників енерговикористання на підприємстві, форму якої наведено на рис. 3.4. Вихідними даними є дані лічильників активної і реактивної енергії підприємства, параметри тарифної системи оплати за спожиту електроенергію, параметри споживачів-регуляторів та електричної мережі (ліній і трансформаторів) [13].

Місяць:	січень				Двоблоковий тариф		Тризонний тариф 1			Тризонний тариф 2			Тризонний тариф 3					
dВт	116,99	кВт*год			Нічний	Напівнопік	Нічний	Напівнопік	Піковий	Нічний	Напівнопік	Піковий	Нічний	Напівнопік	Піковий			
Ввнд	14194	грн					Січень, лютий, листопад, грудень			Березень, квітень, вересень, жовтень			Травень, червень, липень, серпень					
	Ркан, к	Рсвердл, к	Р, кВт	Р, кВт	0,35	1,35	0,25	1,02	1,8	0,25	1,02	1,8	0,25	1,02	1,8	Ввнд, гр	Вw2з, грн	Вw3з1, грн
1		10	70	80	1		1			1			1			226,114	79,13976	56,5284
2			70	70	1		1			1			1			197,849	69,24729	49,46235
3			60	60	1		1			1			1			169,585	59,35482	42,3963
4			60	60	1		1			1			1			169,585	59,35482	42,3963
5			60	60	1		1			1			1			169,585	59,35482	42,3963
6		10	60	70	1		1			1			1			197,849	69,24729	49,46235
7			60	60	1			1			1		1			169,585	59,35482	172,9769
8			150	150		1		1			1			1		423,963	572,35005	432,44226
9			200	200		1			1			1			1	565,284	763,1334	1017,5112
10	12		370	382		1			1			1			1	1079,69	1457,584794	1943,4464
11			450	450		1		1			1				1	1271,89	1717,05015	1297,3268
12			423	423		1		1			1			1		1195,58	1614,027141	1219,4872
13			450	450		1		1			1			1		1271,89	1717,05015	1297,3268
14			500	500		1		1			1			1		1413,21	1907,8335	1441,4742
15			450	450		1		1			1			1		1271,89	1717,05015	1297,3268
16		10	300	310		1		1			1			1		876,19	1182,85677	893,714
17			350	350		1		1			1			1		989,247	1335,48345	1009,0319
18	12		280	292		1			1		1			1		825,315	1114,174764	1485,5664
19			200	200		1			1			1		1		565,284	763,1334	1017,5112
20			100	100		1			1			1		1		282,642	381,5667	508,7556
21			85	85		1			1			1			1	240,246	324,331695	432,44226
22			70	70		1		1				1			1	197,849	267,09669	201,80639
23			70	70		1		1			1				1	197,849	267,09669	201,80639
24		10	70	80	1		1			1				1		226,114	79,13976	56,5284
Сума				5022												14194	17636,0129	16209,12

Рисунок 3.4 – Форма програми визначення показників процесу енерговикористання

Вихідні дані надходять по каналам АСКОЕ і вносяться оператором. За результатами розрахунків визначаються:

1. Оптимальний тариф для підприємства для розрахунку за спожиту електроенергію.
2. Дані для побудови регресійних залежностей спожитої електроенергії від обсягу виробленої продукції.
3. Оптимальні терміни використання споживачів-регуляторів.
4. Втрати в трансформаторах і їх зміни при змінах умов енергоспоживання.

Дані про спожиту електроенергію, що оперативно надходять по каналам засобів автоматизованого обліку в поєднанні з інформацією про обсяги випущеної продукції дозволяють будувати регресійні залежності, які є ефективним інструментом контролю ефективності енергоспоживання на підприємстві.

В таблиці 3.1 наведено дані для побудови регресійної залежності споживання електроенергії від обсягів випущеної продукції. Дані взято по місяцям року для характерної виробничої доби в залежності від кількості продукції, що випускається.

На рисунку 3.5 наведено регресійні залежності добових обсягів спожитої електроенергії в залежності від кількості тон випущеної продукції на добу в залежності від місяців року. Постійно відбувається процес побудови нових залежностей і порівняння зі старими, побудованими в аналогічний період раніше. На основі порівнянь і аналізу здійснюються управлінські організаційно-технічні заходи по підвищенню енерговикористання на підприємстві. Наприклад, якщо за подібних умов, спостерігається збільшення енерговикористання за фіксованого обсягу випуску продукції, це означає, що є необхідність перевірки ланок виробництва для знаходження відхилень від оптимальних параметрів і усунення їх. У випадку покращення показників формуються нові регресійні залежності, які будуть прийматися за базові, з якими будуть порівнюватися наступні.

Таблиця 3.1 – Дані для побудови регресійної залежності

Місяць	Випуск продукції				
	8 т/доба	9 т/доба	10 т/доба	11 т/доба	12 т/доба
	Споживання електроенергії, кВт*год				
1	5200	5460	5623,8	5792,514	6082,14
2	5150	5407,5	5569,725	5736,817	6023,658
3	5000	5250	5407,5	5569,725	5848,211
4	4900	5145	5299,35	5458,331	5622,08
5	4750	4987,5	5137,125	5342,61	5502,888
6	4700	4935	5083,05	5286,372	5444,963
7	4700	4935	5083,05	5286,372	5550,691
8	4690	4924,5	5072,235	5325,847	5592,139
9	4790	5029,5	5180,385	5439,404	5711,374
10	4950	5197,5	5353,425	5621,096	5845,94
11	5050	5302,5	5461,575	5734,654	5964,04
12	5090	5344,5	5504,835	5780,077	6011,28

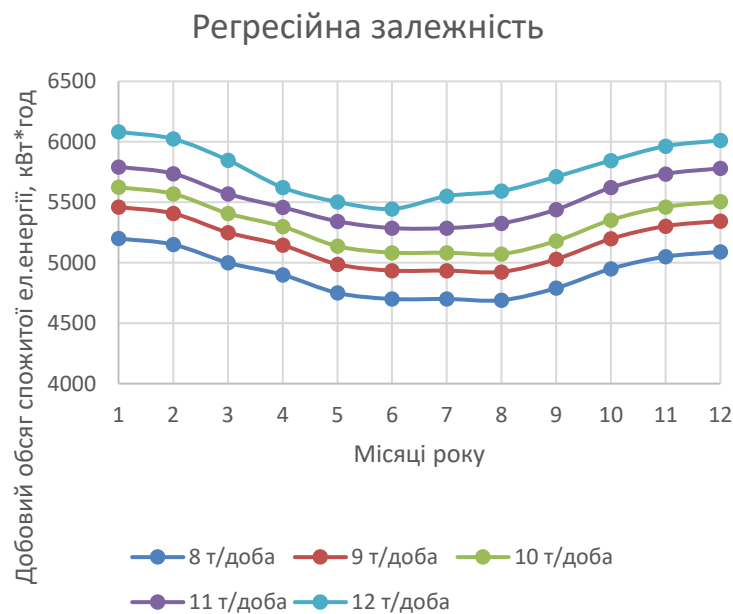


Рисунок 3.5 – Регресійна залежність спожитої електроенергії протягом доби від обсягу випуску продукції

На рисунку 3.6. наведено діаграми розрахованих сум добової оплати за спожиту активну електроенергію за трьома тарифами: недиференційований, двозонним та тризонним. З врахуванням специфіки режиму роботи підприємства

(його двозмінна робота) розраховано, що найбільш оптимальним для використання є недиференційований тариф.

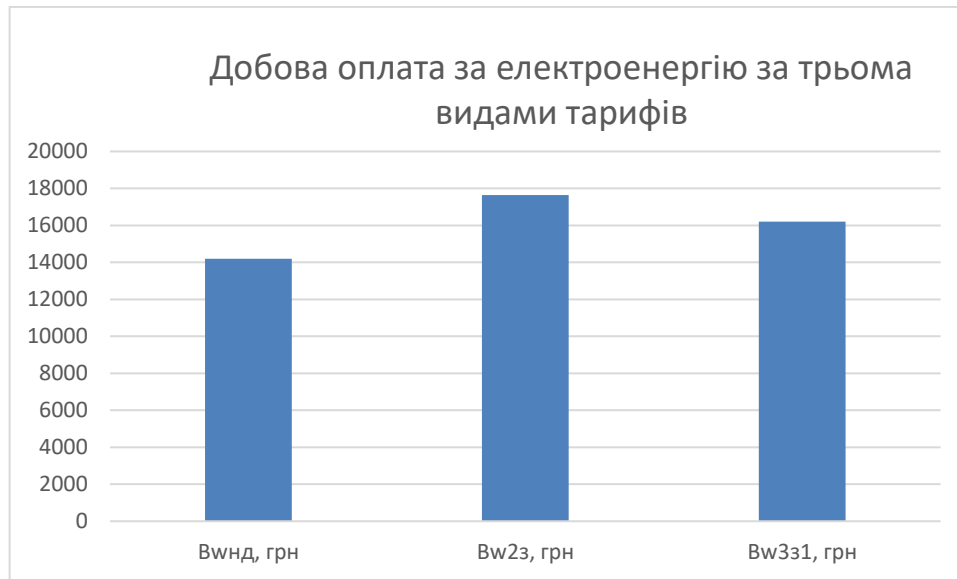


Рисунок 3.6 – Рівень добової оплати за трьома видами тарифів, грн

Середньодобове активне навантаження підприємства за характерну добу січня 2019 року склало [13]:

$$P_C = \sum_{k=1}^m \frac{P_k}{m} = \frac{5022}{24} = 209,25 \text{ кВт.}$$

де: $m = 24$ — число ступенів у графіку;

P_k — значення навантаження k -ї ступені, кВт.

Середньодобове реактивне навантаження підприємства за характерну добу січня 2019 року склало:

$$Q_C = \sum_{k=1}^m \frac{Q_k}{m} = \frac{3941,05}{24} = 164,21 \text{ кВт.}$$

Відомо, що втрати активної електроенергії в мережі прямо пропорційні квадрату електричного навантаження підприємства, тому аналізу підлягають також квадратичні графіки навантаження. Одним з головних показників таких графіків є їхнє середньоквадратичне значення [13], яке за цю ж добу склало:

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^m P_k^2}{m}} = \sqrt{\frac{1652742}{24}} = 262,42 \text{ кВт.}$$

За результатом отриманих значень середньодобового і середньоквадратичного навантаження визначаємо дисперсію Dp і середньоквадратичне відхилення (стандарт) σp графіка навантаження, значення яких характеризує нерівномірність використання підприємством активної електричної потужності протягом доби:

$$Dp = P_{ск}^2 - P_c^2 = 262,42^2 - 209,25^2 = 25079 \text{ кВт}^2;$$

$$\sigma p = \sqrt{Dp} = \sqrt{25079} = 158,36 \text{ кВт.}$$

Час використання максимальної потужності для досліджуваної доби становить:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{доб}}}{P_{\max}} = \frac{5022}{500} = 10,044 \text{ год.},$$

де: $W_{\text{доб}}$ – добове споживання електроенергії підприємством, кВт;

P_{\max} – максимальна активна потужність, що використана підприємством протягом досліджуваної доби, кВт.

Отримане значення T_{\max} свідчить, що технологічні процеси підприємства займають меншу частину доби.

Окрім дисперсії і стандарту нерівномірність графіка навантаження оцінюється за значеннями коефіцієнтів форми активного та реактивного навантаження [13]:

$$K_{фа} = \frac{P_{ск}}{P_c} = \frac{262,42}{209,25} = 1,25.$$

$$K_{фр} = \frac{P_{ск.p}}{P_{c.p}} = \frac{205,09}{164,21} = 1,25.$$

Коефіцієнт форми досліджуваного графіка далекий від 1,0, що свідчить про нерівномірне навантаження підприємства протягом доби [13].

Коефіцієнт заповнення графіка навантаження:

$$K_3 = \frac{P_c}{P_{\max}} = \frac{209,25}{500} = 0,42.$$

де: $P_{\max} = 500$ — максимальне значення середньогодинного навантаження підприємства протягом досліджуваної доби, кВт.

Коефіцієнт заповнення підтверджує відсутність помітного збільшення споживання електроенергії підприємством в години пікових навантажень.

Коефіцієнт максимуму навантаження за досліджувану добу склав:

$$K_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_c} = \frac{500}{209,25} = 2,39.$$

а коефіцієнт нерівномірності:

$$K_n = \frac{P_{\min}}{P_{\max}} = \frac{60}{500} = 0,12.$$

де: P_{\min} — мінімальне значення середньогодинного навантаження підприємства протягом досліджуваної доби, кВт. Отриманий результат коефіцієнту нерівномірності свідчить про значний спад навантаження в нічний період і є характерним для підприємств із двозмінним режимом роботи. Коефіцієнт максимуму навантаження відображає те, що навантаження підприємства нерівномірно розподілено в денний період доби.

Отримані значення параметрів характерного для січня місяця 2019 року добового графіка навантаження свідчать про те, що режим електроспоживання підприємства дещо далекий від оптимального. Дослідження графіків навантаження за характерні дні різних місяців 2018–2019 років дають результати, близькі до вищенаведених.

Кожного року підприємство займається розрахунком необхідних річних обсягів споживання електричної енергії по кожній зоні вимірювання з розподіленням по місяцях року і направляє їх на затвердження до АК «Житомиробленерго». Після затвердження обсягів споживання розробляється місячний та добовий плани споживання електричної енергії. Для січня 2019 року план споживання електроенергії ТОВ «ЕНЕЙ» склав 165 МВт·год. Добові

плани споживання електроенергії визначаються на підставі місячного плану споживання:

$$W_{\text{доб}} = \frac{W_{\text{міс}}}{30} = \frac{165000}{30} = 5524 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

На підставі планів споживання електроенергії визначаються договірні рівні потужності в години ранішнього та вечірнього максимумів навантаження енергосистеми [14], в тому числі:

– в години ранішнього максимуму:

$$P_{\text{м.р}} = \frac{W_{\text{доб}}}{24 \cdot K_{\text{з.р}}} = \frac{5524,2}{24 \cdot 0,55} = 420,2 \text{ кВт};$$

$$K_{\text{з.р}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{м.р}}} = \frac{209,25}{382} = 0,55.$$

де: $P_{\text{м.р}}$ – максимальне навантаження в години ранішнього максимуму, кВт.

– в години вечірнього максимуму:

$$P_{\text{м.в}} = \frac{W_{\text{доб}}}{24 \cdot K_{\text{з.в}}} = \frac{5524,2}{24 \cdot 0,72} = 321,2 \text{ кВт};$$

$$K_{\text{з.в}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{м.в}}} = \frac{209,25}{292} = 0,72.$$

де: $P_{\text{м.в}}$ — максимальне навантаження в години вечірнього максимуму, кВт.

Отримані результати використовують для порівняння рівня поточного навантаження із встановленим договірним рівнем потужності.

Враховуючи особливості технології, навантаження підприємства протягом року змінюється. В літній період виникає необхідність застосування вентиляційних та охолоджуючих установок, режим роботи яких не дозволяє регулювати їхнє навантаження, оскільки залежить від багатьох умов, в т. ч. від обсягів поточного виробництва, умов оточуючого середовища тощо.

Окрім контролю ефективності електроспоживання, дані, що надаються АСКОЕ, дозволяють СГЕ виконувати аналіз параметрів режимів електропостачання підприємства, в тому числі на підставі добових графіків

навантаження, місячних та річних графіків електроспоживання визначати втрати в трансформаторах та контролювати їхні коефіцієнти завантаження.

Виконаємо розрахунок втрат та коефіцієнтів завантаження для трансформаторів найбільш завантаженої ТП-1 основної площадки вимірювання для характерної доби березня 2010 року. На ТП-1 встановлено два трансформатори потужністю 400 кВА.

Добові втрати електроенергії в кожному трансформаторі визначаються за виразом [4]

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{xx} T_{mp} + \beta^2 \Delta P_{кз} T_H = 0,95 \cdot 24 + 0,173 \cdot 5,9 \cdot 24 = 47,3 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де ΔP_{xx} – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

T_{mp} – час, протягом якого трансформатор приєднано до мережі, год.;

T_H – час, протягом якого трансформатор працює під навантаженням, год.;

β – коефіцієнт завантаження трансформатора, квадрат якого за умов змінного навантаження визначається за виразом:

$$\beta^2 = \frac{k_{\phi a}^2 P_c^2 + k_{\phi p}^2 Q_c^2}{S_H^2} = \frac{1,25^2 (209,25 / 2)^2 + 1,25^2 (164,21 / 2)^2}{400^2} = 0,173,$$

тут $k_{\phi a}$ – коефіцієнт форми графіка активної потужності;

$k_{\phi p}$ – коефіцієнт форми графіка реактивної потужності;

P_c – середнє значення активної потужності за розрахунковий період;

Q_c – середнє значення реактивної потужності.

Значення активної та реактивної середніх потужностей в дужках поділені на 2, оскільки прийнято, що загальне навантаження розподілено порівну між двома трансформаторами.

Одержані значення втрат в трансформаторі при завданому режимі роботи не перевищують розрахункових значень. Перевіримо робочий трансформатор ТП-1 за умовами перевантаження. Коефіцієнт початкового завантаження трансформатора для досліджуваної доби складає:

$$K_{31} = \frac{1}{S_{НОМ.т}} \cdot \sqrt{\frac{S_{H1}^2 \cdot t_1 + S_{H2}^2 \cdot t_2 + \dots + S_{Hm}^2 \cdot t_m}{t_1 + t_2 + \dots + t_m}} = \frac{1}{400} \cdot \sqrt{\frac{411737,6}{16}} = 0,401$$

де: S_{Hm} — початкова потужність навантаження на інтервалі часу $t_m = 1$ год.

Попередньо визначене значення коефіцієнту перевантаження трансформатора склало:

$$K'_{II} = \frac{1}{S_{НОМ.т}} \cdot \sqrt{\frac{S_{H1}^2 \cdot t_1 + S_{H2}^2 \cdot t_2 + \dots + S_{Hm}^2 \cdot t_m}{t_1 + t_2 + \dots + t_m}} = \frac{1}{400} \cdot \sqrt{\frac{2250499}{8}} = 1,326$$

де: S_{Hn} — потужність перевантаження на інтервалі часу $t_n = 1$ год. Значення

K_{\max} для досліджуваного графіка склало:

$$K_{\max} = \frac{S_{\max}}{S_{НОМ.т}} = \frac{640}{400} = 1,6$$

де: S_{\max} — максимальне значення повного навантаження протягом доби, кВА. Як доводять виконані обчислення $K_2 < 0,9 \cdot K_{\max}$, тому приймаємо коефіцієнт перевантаження $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max} = 1,44$ [15].

Як бачимо, коефіцієнт перевантаження трансформатора для досліджуваної доби перевищує допустиме значення $K_{\text{доп}} = 1,36$, яке визначене за середньомісячною температурою січня 2019 р. та коефіцієнтом початкового завантаження. Тому, аналізується технологічний процес і приймається рішення про перенесення частини навантаження для зниження коефіцієнта перевантаження.

Також слід враховувати, що навантаження трансформаторів змінюється протягом доби і року в залежності від надходжень сировини на підприємство. Аналогічний розрахунок проводиться і для ТП-2.

Впровадження АСКОЕ дозволило СГЕ побачити доцільність застосування різних тарифів за електроенергію. Підприємство веде розрахунок з АК «Житомиробленерго» за спожитої електричної енергії за двозонним тарифом. Плата за електроенергію за двозонним тарифом складається способом суми оплат кожної спожитої 1 кВт·год протягом денного періоду доби та нічного, який рахується за меншою ставкою, розрахункового періоду, тарифні ставки на «день» та «ніч» затверджується Національною комісією регулювання електроенергетики (НКРЕ) щомісячно і доводиться підприємству електропередавальною компанією — постачальником за регульованим тарифом (ПРТ). За даними АСКОЕ, була проаналізована доцільність застосування під час розрахунків за електроенергію двозонного тарифу. Аналіз показав, що застосування двозонного тарифу, недоцільно, оскільки підприємство в нічний час використовує майже стільки ж електроенергії як і в день і є можливість переносу потужності по годинах доби, а отже дасть змогу уникати пікових годин.. Тому простий перехід на розрахунок за новим тарифом вигідним для підприємства.

Висновок. Обґрунтовано доцільність застосування автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії на даному підприємстві. Оброблення даних АСКОЕ дозволило порівняти між собою існуючі тарифи на електроенергію та відобразити перевагу переходу на недиференційований тариф, розрахувати параметри добових графіків навантаження, необхідні для їх використання в подальшому аналізі. Показано ефективність використання АСКОЕ для ефективного планування максимальних значень навантажень а також для контролю ефективної роботи трансформатора.

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок капіталовкладень систему електропостачання

4.1.1 Мета розрахунків та характеристика вихідних даних

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рис. 4.1, та вихідних даних, приведених у табл. 4.1 – табл. 4.3 проведемо необхідні розрахунки.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Факт. потужність підстанції, кВА
ТП 1	ТМ-400	2	367,2
ТП 2	ТМ-400	2	399,4

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від ТП до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
ЦРП - ТП1	20	ААБ 3х50	2
ЦРП - ТП2	29	ААБ 3х50	2

Таблиця 4.3 – Потужність цехів підприємства

Назва цеху	К-сть змін	Sp, кВА	Tм, год.	cos φ
Корпус №1.	2	333,70	4000	0,75
Зворотні ємності	2	27,95	4000	0,75
Прохідна	2	5,73	4000	0,6
Холодильний цех	2	61,95	4000	0,9
Корпус №2	2	128,49	4000	0,85
Компресорна	2	54,40	4000	0,9
Випарник	2	21,49	4000	0,85
Склад №1	2	63,56	4000	0,75
Склад №2	2	14,50	4000	0,75
Артсвердловина	2	19,26	4000	0,75
Градирня	2	26,93	4000	0,85
Каналізаційна насосна	2	15,07	4000	0,75

Рекомендації до виконання:

1. Умовно прийняти, що в кожному цеху встановлено одну ТП (номером ТП прийняти номер цеху).

2. Кількість вимикачів визначається відповідно до даної схеми (рис. 4.1).

3. Оплату за спожиту електроенергію розраховують за одноставковим тарифом: 2,00 грн/кВт·год;

4. Прийняти норму амортизації – 6%,

5. Нарахування:

– в пенсійний фонд – 33%,

– у фонд зайнятості – 1,5%,

– на соціальне страхування – 1,5%.

6. Якщо заводська мережа складається тільки з живильного кабелю 10 кВ і однієї ТП 10/0,4 кВ, то необхідно розраховувати капіталовкладення і експлуатаційні витрати для мережі 0,38 кВ [16].

За умови відсутності інформації щодо вартості високовольтних вимикачів можна прийняти вартість вимикача 10 кВ рівною 30–40 тис. грн., а вимикача 110 кВ – 70–80 тис.грн.

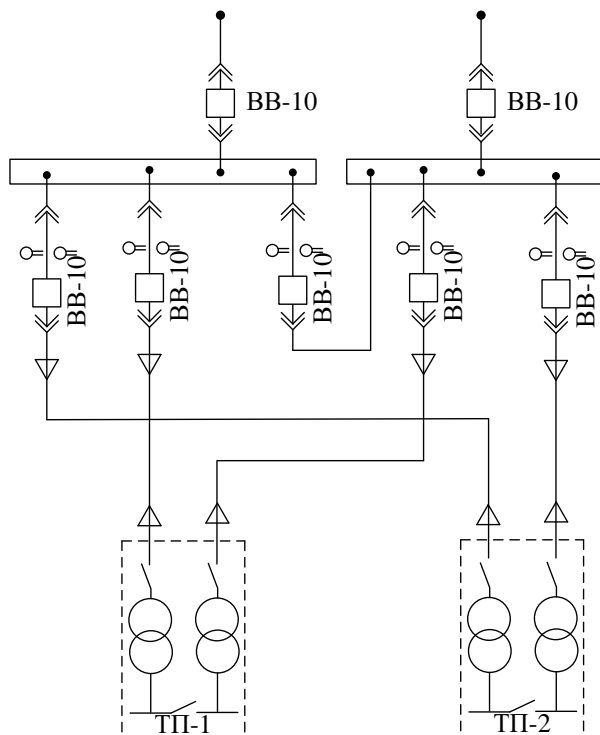


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

4.1.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 4.4 і табл. 4.5 [17].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

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

де $K_{пит}$ - питома вартість на 1км лінії, тис. грн./км [17];

$K_{прок}$ - питома вартість прокладання, тис. грн./км;

L - довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ЦРП до ТП1:

$$K_{л1} = (K_{пит} + K_{прок}) L = (83,08 \cdot 2 + 2,73) \cdot 0,02 = 3,38 \text{ тис.грн.}$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кіл-ть	Довжина, км	$K_{пит}$, тис.грн	$K_{прок}$, тис.грн	$K_{л}$, тис.грн
ЦРП-ТП1	ААБ 3х50	2	0,020	83,08	2,73	3,38
ЦРП-ТП2	ААБ 3х50	2	0,029	83,08	2,73	4,90
Всього						8,28

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{пс} = \sum_{i=1}^l K_{псі} + K_{пост}, \quad (4.1)$$

де $K_{псі}$ – вартість однієї ТП, тис. грн. (табл. 4.7 і табл. 4.8 [17]);

$K_{пост}$ - постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, зі створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла тощо, тис. грн.

З табл. 4.7–4.8 [19] визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій, наприклад, для ТП–1:

$$K_{\text{пс1}} = 322,61 + 64,52 = 387,13 \text{ тис.грн.}$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип тр-ра	Кількість т-рів	$K_{\text{од}}$, тис.грн	$K_{\text{пост}}$, тис.грн	$K_{\text{пс}}$, тис.грн
КТП-1	ТМ-400	2	322,61	64,52	387,13
КТП-2	ТМ-400	2	322,61	64,52	387,13
Всього					774,25

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_{\text{в}} = 7 \cdot 35 = 245 \text{ тис. грн.}$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 774,25 + 245 = 1019,25 \text{ тис. грн.}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 8,28 + 1019,25 = 1027,53 \text{ тис. грн.}$$

4.2 Розрахунок поточних витрат

4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

Чисельність робітників, яка необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоукомплектування та мереж, визначається виходячи з трудомісткості виконуваних робіт. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи планово-попереджувальних робіт промислових електричних мереж.

Трудомісткість технічного обслуговування не залежить від змінності роботи споживачів, тому планується в розмірі 10% від трудомісткості поточного ремонту всіх прокладених електромереж, а для мереж заземлення та заземлювальних пристроїв, поточний ремонт для яких не планується, у розмірі 3% від вказаної в таблиці трудомісткості капітального ремонту [18].

Планова трудомісткість, відповідно, визначається як, люд.-год./рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (4.2)$$

де Π – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год.

(табл.2.12 [1]);

h – кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить до цього виду ремонтних робіт.

Для схеми, представленої на рис.1 трудомісткість ремонту вимикачів 110кВ, люд.-год./рік:

$$T = 1 \cdot 20 \cdot 2 = 40.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.6.

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і пов'язана з ними розрахункова кількість ремонтів за рік, розроблені для енергоустаткування, яке працює в двох змінах, тобто при $K_{\text{зм}}=2$. При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт β_p [18].

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

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.3)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год. (табл. 2.13 [1]);

$K_{\text{ср}}$ – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування одиниці

енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс,
 $K_{с.р} = 0,1$.

h – кількість обладнання в групі.

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.7.

Таблиця 4.6 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудо- місткості люд.год.	Заг. труд- місткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудо- місткості люд.год.	Заг. труд- місткість люд.год.
Вимикач 10кВ	7	1	16	112	12	1	84
ТМ-400	4	0,33	100	132	12	20	960
Кабельна лінія 50 мм ² , км	0,098	1	46	4,508	1	11,5	1,127
Разом				248,508			1045,127

Таблиця 4.7 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість - кість обслуговування люд.год.
		Змінність роботи	Коеф. складності і	К-ть місяці в	Загал. трудомісткість люд.год.	
Вимикач 10кВ	7	2	0,1	12	268,8	352,8
ТМ-630	4	2	0,1	12	960	1920
Кабельна лінія 50 мм ² , км	0,098	2	0,1	12	10,8192	11,9462
Разом					1239,6192	2284,7462

Якщо ремонтний персонал виконує лише поточні ремонти, то його чисельність [21]:

$$H_{np} = \frac{T_{np}}{\Phi_d \cdot K_{в.н}}, \quad (4.4)$$

експлуатаційні робітники, чел.:

$$H_{обс} = \frac{T_{обс}}{\Phi_{обс} \cdot K_{в.н}}, \quad (4.5)$$

де T_{np} – річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд·год;

Φ_d – дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робітника за рік;

приймається рівним 1850-1900 год;

$K_{в.н}$ – плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників.

При розрахунках приймаємо для ремонтного персоналу $K_{в.н} = 1,10$, а для експлуатаційного - $K_{в.н} = 1,05$;

$T_{обс}$ – річна планова трудомісткість технічного обслуговування з урахуванням витрат праці на огляди, люд·год.

Знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$H_{обс} = \frac{2284,7}{1900 \cdot 1,05} = 1,15$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{тр} = \frac{248,5}{1900 \cdot 1,1} = 0,12$$

Приймаємо $H_{тр} = 2$ чол., $H_{обс} = 2$ чол.

4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

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

Величина премії (відповідно до категорій енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25% [17].

Фонд прямої заробітної плати:

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

$$\Phi_e = H_{обс} \cdot \beta_n \cdot t_{ге} \cdot \Phi_d. \quad (4.6)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{ге} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_I, \quad (4.7)$$

де $K3, K4$ – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно [16];

C_I – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

$$C_I = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.8)$$

де Z_{\min} – мінімальний розмір заробітної плати;

$k_{r.i}$ – тарифний коефіцієнт робітника i -го розряду;

Φ_H – номінальний місячний фонд робочого часу ($\Phi_H = 22 \cdot 8 = 176$ год).

$$C_I = 3723 \cdot 1/176 = 21,15 \text{ грн./год.}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{ге} = ((1,18+1,27)/2) \cdot 21,15 = 25,913 \text{ грн./год.};$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 25,913 \cdot 1900 = 88622,207 \text{ грн./рік};$$

б) для робітників, які виконують поточний ремонт енергоустановування, фонд прямої заробітної плати розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_p = T_{пр} \cdot t_{гр}, \quad (4.9)$$

$$t_{гр} = ((K4+K5)/2) \cdot C_I, \quad (4.10)$$

де $K4, K5$ – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно [16].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{гр} = ((1,27+1,36)/2) \cdot 21,15 = 27,82 \text{ грн./год};$$

$$\Phi_p = 248,5 \cdot 27,82 = 6912,68 \text{ грн./рік.}$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0,05+0,01+\alpha), \quad (4.11)$$

де Φ – тарифний фонд Φ_e експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати Φ_p ремонтного персоналу, грн./рік;

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

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

α – частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oc} = 88622,21 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 111663,98 \text{ грн./рік,}$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 6912,68 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 9055,61 \text{ грн./рік.}$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% від фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з врахуванням додаткової заробітної плати складе, грн./рік:

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15; \quad (4.12)$$

$$\Phi_{\text{оед}} = 111663,98 \cdot 1,15 = 128413,58 \text{ грн./рік};$$

$$\Phi_{\text{орд}} = 9055,61 \cdot 1,15 = 10413,95 \text{ грн./рік}.$$

З метою утворення фонду соціального страхування здійснюються нарахування на заробітну плату. З цього фонду кошти витрачаються на виплату по тимчасовій втраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку працівників, оздоровчі заходи для дітей працівників та інше.

Крім того, на заробітну плату здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ($C_{\text{зп}}$) розраховуються так, грн./рік [17]:

$$C_{\text{зп}} = \Phi_{\text{об}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{з}} + \beta_{\text{с}}}{100}\right), \quad (4.13)$$

де $\beta_{\text{п}}$ – нарахування в пенсійний фонд, $\beta_{\text{п}} = 33\%$;

$\beta_{\text{з}}$ – нарахування у фонд зайнятості, $\beta_{\text{з}} = 1,5\%$;

$\beta_{\text{с}}$ – нарахування на соціальне страхування, $\beta_{\text{с}} = 1,5\%$.

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зпе}} = 128413,58 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 174642,47 \text{ грн./рік};$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{зпр}} = 10413,95 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 14162,98 \text{ грн./рік}.$$

Таблиця 4.8 – Розрахунок витрат по заробітній платі

Показник		Заробітна плата
Ф _е	Заробітна плата експлуатаційного персоналу	88622,207 грн.
Ф _р	Заробітна плата ремонтного персоналу	6912,6807 грн.
Ф _{ое}	Величина основної ЗП експлуатаційного персоналу	111663,98 грн.
Ф _{ор}	Величина основної ЗП ремонтного персоналу	9055,6117 грн.
Ф _{оед}	Основний фонд ЗП експлуатаційного персоналу	128413,58 грн.
Ф _{орд}	Основний фонд ЗП ремонтного персоналу	10413,953 грн.
С _{зпе}	Витрати по ЗП експлуатаційного персоналу	174642,47 грн.
С _{зпр}	Витрати по ЗП ремонтного персоналу	14162,977 грн.

4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування та мереж розробляється на основі трудомісткості і існуючих норм витрат матеріалів [16]. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство розробляє їх самостійно і затверджує.

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Оскільки вартість конкретного виду матеріалу можна визначити як добуток норми його витрат 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.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.4.

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \times \left(\sum_{i=1}^n C_{oi} \cdot T_i + L \cdot C_{лo} \right) \quad (4.14)$$

де C_{oi} – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування i -го виду трансформаторів,

Ti – трудомісткість обслуговування і-го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

СЛЮ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Таблиця 4.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна мате ріал у, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
		100 0	160 0	250 0	100 00	1000	1600	2500	10000
Силові трансформа тори		100 0	160 0	250 0	100 00	1000	1600	2500	10000
Сталь сортова, кг	7,5	6	7	7	10	44,95	52,44	52,44	74,91
Провід установлюв аний, м	3,1	0,5	0,5	0,5	0,5	1,55	1,55	1,55	1,55
Мідь- алюміній (гола), кг	69,8	62	73	73	79	4324, 5	5091,7	5091,7	5510,2
Картон електроізол яційний, кг	33,6	1,4	1,6	1,6	1,7	47,08	53,81	53,81	57,17
Лакотк анина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,2 1	0,2 1	0,3	18,65	19,59	19,59	27,98

Продовження таблиці 4.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	0,6	0,6	16,50	16,50	16,50	16,50
Стрічка кіперна, кг	336,3	40	41	41	42	13452	13788,3	13788,3	14124,6
Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	24	24	28	4497,1	5996,16	5996,1	6995,5
Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,08	0,08	0,09	0,37	0,59	0,59	0,66
Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	1,6	1,6	1,8	60,35	64,37	64,37	72,41
Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	3,1	3,1	3,2	110,33	136,80	136,80	141,22
Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	1,2	1,2	1,3	7,91	16,36	16,36	17,73
Бензин, кг	6,9	0,7	0,9	0,9	1	4,84	6,23	6,23	6,92
Розчиники кг	19,5	0,8	1	1	1,2	15,60	19,50	19,50	23,40
Маслостійка гума, кг	50,0	0,4	0,5	0,5	0,6	20,00	25,01	25,01	30,01

Продовження таблиці 4.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування				Вартість матеріалу, грн.			
Гума профільна, кг	50,0	0,13	0,09	0,09	0,09	6,50	4,50	4,50	4,50
Припій олов'яно-свинцевий, кг	476,1	0,02	0,02	0,02	-	9,52	9,52	9,52	
Припій мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	0,03	0,03	-	2,66	2,66	2,66	
Електроди, кг	16,4	0,15	0,2	0,2	0,3	2,47	3,29	3,29	4,93
Засоби кріплення, кг	20,9	2	2,5	2,5	3	41,88	52,35	52,35	62,82
Дріт кручений, кг	2,7	0,3	0,3	0,3	0,37	0,82	0,82	0,82	1,01
Матеріали обтиску, кг	27,3	0,4	0,5	0,5	0,5	10,91	13,64	13,64	13,64
Разом:						22696	25376	25376	27188

Продовження таблиці 4.9 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування	Вартість матеріалу, грн.
Кабельні лінії			
Сталь сортова, кг	7,5	2	15,0
Електроди, кг	16,5	0,1	1,6
Разом:			16,6

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мр}} = 0,01 \cdot (132 \cdot 22696 + 4,508 \cdot 16,6) = 29959,47 \text{ грн/рік};$$

і вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (22696 \cdot 1920 + 23,404 \cdot 16,6) = 435767,1 \text{ грн/рік}.$$

Таблиця 4.10 – Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Назва обладнання	Вартість витрат матеріалів на 100 норм.год	Ремонт		Обслуговування	
		Загальна трудомісткість ремонтів	Вартість витрат матеріалів грн.	Загальна трудомісткість обслуговування	Вартість витрат матеріалів грн.
ТМ-400	22696	132	29958,72	1920	435763,2
Кабелі	16,6	4,508	0,748328	11,9462	1,9830692
Всього витрат на матеріали			29959,47		435765,18

Отже, можна розрахувати:

витрати на обслуговування електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}}, \quad (4.15)$$

$$C_{\text{обс}} = 174642,47 + 435765,18 = 610407,65 \text{ грн/рік};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мпр}}, \quad (4.16)$$

$$C_{\text{пр}} = 14162,98 + 29959,47 = 44122,44 \text{ грн/рік}.$$

4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.17)$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 1027527,953 = 61651,677 \text{ грн/рік}.$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат виділяються інші витрати. Вони включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частину загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в розмірі 20 - 30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік [21]:

$$C_{\text{іп}} = \beta_{\text{іп}} (C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a); \quad (4.18)$$

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

$$C_{\text{іп}} = 0,25 \cdot (610407,65 + 44122,44 + 61651,677) = 179045,44 \text{ грн/рік}.$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передавання і розподілення електроенергії, зведемо їх в таблицю 4.11.

Таблиця 4.11 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації обладнання	610407,65	68,18
Витрати на поточний ремонт	44122,44	4,93
Витрати на амортизацію	61651,68	6,89
Інші витрати	179045,44	20,00
Разом	895227,22	100

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії

4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію

Розрахунок обсягу споживання визначається, виходячи з розрахункової потужності, яка визначається як добуток установленної (номінальної) потужності усіх електроприймачів, коефіцієнта попиту і кількості годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік [20]:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.19)$$

де P_p – розрахункова потужність i -го цеху, кВт;

T_{mi} – річна тривалість використання максимуму активного навантаження i -ого цеху, год.;

$K_{п}$ – коефіцієнт попиту.

Річна кількість годин використання максимуму активної потужності по галузях промисловості при різній кількості 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.

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для першого цеху:

$$E_{a1} = 114,08 \cdot 4000 = 456321,33 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.12.

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Таблиця 4.12– Річні витрати активної електроенергії по цехах

Назва цеху	К-сть	Sp, кВА	Tм,	cos	Pp, кВт	Ea,кВт·год./рік
Корпус №1. Адміністрація	2	333,70	4000	0,75	114,08	456321,334
Зворотні ємності	2	27,95	4000	0,75	49,44	197751,158
Прохідна	2	5,73	4000	0,6	152,20	608808,806
Холодильний цех	2	61,95	4000	0,9	115,97	463877,927
Корпус №2	2	128,49	4000	0,85	104,68	418708,104
Компресорна	2	54,40	4000	0,9	70,35	281396,915
Випарник	2	21,49	4000	0,85	141,59	566348,660
Склад №1	2	63,56	4000	0,75	141,59	566348,660
Склад №2	2	14,50	4000	0,75	141,59	566348,660
Артсвердловина	2	19,26	4000	0,75	141,59	566348,660
Градирня	2	26,93	4000	0,85	141,59	566348,660
Каналізаційна насосна	2	15,07	4000	0,75	141,59	566348,660
Разом					1456,239	5824956,201

Для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати втрати електроенергії в лініях і трансформаторах [20].

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot n \cdot I_{м}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.20)$$

де $I_{м}$ – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год./рік.

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

n – кількість кабелів в лінії.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (4.21)$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 2.25 [1]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження T_m :

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405,28 \text{ год}$$

Для лінії ГПП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1.:

$$R = 0,62 \cdot 0,02 = 0,012 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_n = 3 \cdot 2 \cdot 10,6^2 \cdot 0,012 \cdot 2405,28 \cdot 10^{-3} = 20,1 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I_m , А	R, Ом	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	ΔE_n , кВт·год.
ЦРП-ТП1	ААБ 3х50	2	0,020	10,60	0,012	2405,2858	0,62	20,1078
ЦРП-ТП2	ААБ 3х50	2	0,029	11,53	0,018	2405,2858	0,62	34,4939
Разом								54,602

Втрати електроенергії в трансформаторах визначають за формулою, тис. кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.22)$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{кз}$ і ΔP_{xx} – величини номінальних втрат у трансформаторах, відповідно, при короткому замиканні і холостому ході, кВт;

T_p - час роботи трансформаторів, год./рік (приймається рівним 8760 год./рік);

S_ϕ - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

S_n - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 0,95 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 5,9 \cdot \left(\frac{367,2}{400} \right)^2 \cdot 2405,28 = 22623,63 \text{ Вт} \cdot \text{год./рік.}$$

Для інших КТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_n , кВА	ΔE_T , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-400	2	0,95	5,9	367,2	400	22623,63
КТП-2	ТМ-400	2	0,95	5,9	399,4	400	23718,32
Разом							46341,95

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

$$E = E_a + \Delta E_L + \Delta E_T; \quad (4.23)$$

$$E = 5650207,515 + 54,6 + 46341,95 = 5696604,07 \text{ кВт} \cdot \text{год./рік.}$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

$$P_1 = v \cdot E / 100, \text{ грн.}, \quad (4.24)$$

де v – ставка тарифу за 1 кВт·год споживаної активної електроенергії, грн.;

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

$$P_1 = 2,00 \cdot 5696604,07 = 11393208,13 \text{ грн.}$$

4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВт·г:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.24)$$

де $C_{\text{сум}}$ – величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік;

E_a – річна кількість корисно споживаної підприємством електроенергії, тобто без врахування втрат у лініях і трансформаторах, кВт·год./рік.

Промислові підприємства, що споживають електроенергію від зовнішнього джерела, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії за тарифом, а з іншого – несуть додаткові витрати при передаванні та розподілі електроенергії від мереж енергосистеми до цехових споживачів. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік [20]:

$$C_{\text{сум}} = П + C_{\text{п}}, \quad (4.25)$$

де $П$ – оплата за спожиту електроенергію;

$C_{\text{п}}$ – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

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

$$C_{\text{п}} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}, \quad (4.26)$$

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

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

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

$$C_{\text{п}} = 610407,65 + 44122,44 + 61651,677 + 179045,44 = 897329,62 \text{ грн/рік.}$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 11393208,13 + 897329,62 = 12290537,75 \text{ грн/рік.}$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{12290537,75 \cdot 100}{5824956,2} = 211,00 \text{ коп./кВт·год.}$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 3.15.

Таблиця 4.15 –Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	E_a	5824956,201	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	E	5696604,07	кВт·год.
Плата за електроенергію	P_1	11393208,13	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	$C_{п}$	897329,62	грн.
Сумарні витрати під-ва	$C_{сум}$	12290537,75	грн.
Собівартість ел.енергії	S	211,00	коп/кВт·год.

Висновок: В даному розділі було проаналізовано вхідні дані та розраховано розмір капіталовкладень в систему електропостачання, розраховано поточні витрат підприємства та амортизаційних відрахувань та розраховано величину собівартості електроенергії. Внаслідок впровадження інноваційних рішень на підприємстві з'явиться змога здешевити процес виготовлення продукції.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У дипломній роботі розробляється система управління енерговикористанням на базі технічних засобів автоматизованого обліку ТОВ «ЕНЕЙ», приймально-апаратний цех. Охорона праці належить до соціально-економічних систем, головним завданням яких є врахування громадських та особистих інтересів людей. Соціальне значення охорони праці полягає в сприянні росту ефективності суспільного виробництва шляхом безперервного вдосконалення і поліпшення умов праці, підвищення їх безпеки, зниження виробничого травматизму і профзахворювань. Економічне значення охорони праці визначається ефективністю заходів з покращення умов і підвищення безпеки праці та є економічним виразом соціальної значущості охорони праці.

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці в кожному структурному підрозділі умови праці відповідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав працівників у галузі охорони праці. Це забезпечить не лише безпечність умов праці, а й створить відповідний настрій всередині колективу.

На електротехнічний оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує технологічне обладнання приймально-апаратного цеху ТОВ «ЕНЕЙ», смт. Романів, впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, у відповідності з їх класифікацією [ГОСТ 12.0.003-74]:

1) фізичні:

- рухомі машини та механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищена і понижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;

- підвищена та понижена рухомість повітря;
 - підвищена та понижена вологість повітря;
 - небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
 - нестача природного світла;
 - недостатня освітленість робочої зони;
 - пряма і відбита блискіть.
- 2) психофізіологічні:
- фізичні перевантаження (динамічні);
 - нервово-психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів, монотонність праці).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочого місця

Організація робочого місця повинна сприяти максимальній ефективності процесу праці й бути гідною людини. Вона визначає продуктивність праці працівника та її якість.

Організація робочого місця — це система заходів щодо його спеціалізації, оснащення необхідними засобами і предметами праці, їхнього розміщення на робочому місці, його зовнішнього оформлення і створення належних умов праці. Конкретний зміст цих заходів визначається характером і спеціалізацією робочого місця, його видом і значенням у виробничому процесі.

Комплексне оснащення робочого місця є необхідною передумовою ефективно організації процесу праці. Однак не менш важливим є раціональне просторове розміщення засобів оснащення на робочому місці так, щоб забезпечити зручність їх обслуговування, вільний доступ до механізмів, економію рухів і пересувань працівника, зручну робочу позу, гарний огляд робочої зони, безпеку праці, економію виробничої площі, зручний взаємозв'язок

із суміжними робочими місцями, з підлеглими і керівниками. Забезпечення цих умов досягається в процесі планування робочих місць.

Для прикладу розглянемо робоче місце інженера-електрика на підприємстві ТОВ «ЕНЕЙ».

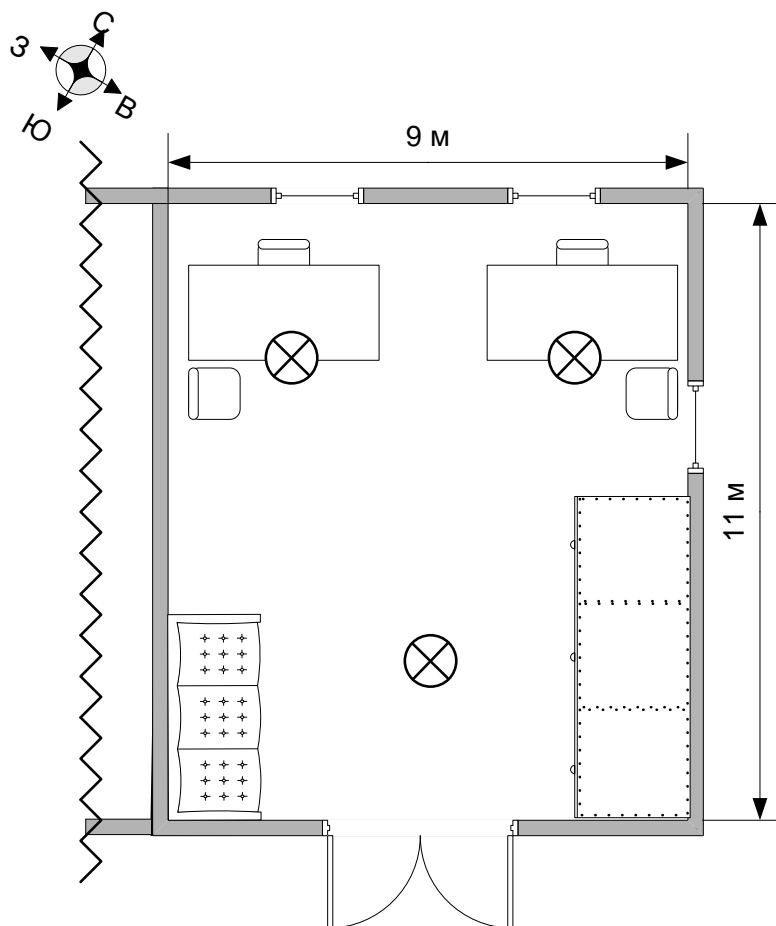


Рисунок 5.1 – План організації робочого місця в кімнаті персоналу з обслуговування електрообладнання

Зазначимо, що добрий план розміщення устаткування може істотно позначитися на безпеці, ефективності і мотивації працівників, тоді як поганий план як мінімум приводить до необґрунтованих витрат виробничих площ, часу, а іноді здатний заподіяти і серйозних збитків.

При складанні плану розміщення робочого місця, а в нашому випадку основний робочий час проводиться за столом, а це означає, що повинна забезпечуватись зручність, безпека, освітленість та гігієна праці.

Зручність забезпечується оснащенням робочого місця сучасним обладнанням, комфортними меблями та вільним простором. Все інше досягається дотриманням норм з охорони праці та безпеки життєдіяльності.

5.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В) [24].

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 струмовідні 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 [24].

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.

При роботі, яка зв'язана з дотиком до струмоведучих частин кранів або до їх обертових частин, який приводить в рух механізм, необхідно його зупинити та на пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

При роботах за межами КРУ на КЛ які відходять на підключеному до них обладнанні теліжку з вимикачем необхідно викатити з шафи, верхню шторку або дверці закрити на замок та вивісити плакати "НЕ ВМИКАТИ!" або "НЕ ВМИКАТИ! РОБОТА НА ЛІНІЇ!".

При роботі заземлення встановлюється на кабелі (з від'єднанням або без від'єднання його від електродвигуна) або на його приєднанні ВРУ.

При знятті напруги комутаційним апаратом з дистанційним керуванням необхідно вимкнути вмикаючу котушку.

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автомати невидатного типу, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх зажимах

або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами.

В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, зборок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізольованим проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, зборок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає наряд (розпорядження) [24].

Перед допуском до роботи на електродвигунах насосів, димососів та вентиляторів, якщо можливо обертання електродвигунів від з'єднаних з ними механізмів, повинні бути закриті та заперті на замок задвижки цих механізмів, а також прийняті заходи для гальмування ротора електродвигунів.

Забороняється знімати загородження обертаючих частин електродвигуна під час його роботи.

При роботі заземлення може бути встановлено на будь-якій ділянці кабельної лінії, яка з'єднує електродвигун з РУ (збіркою). При роботі на механізмі, не зв'язаній з доторканням до обертаючих частин, та у випадку від'єднання з'єднувальної муфти заземлювати кабельну лінію не потрібно.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат виробничих приміщень - умови внутрішнього середовища цих приміщень, що впливають на тепловий обмін працюючих з оточенням шляхом конвекції, кондукції, теплового випромінювання та випаровування вологи. Ці умови визначаються поєднанням температури, відносної вологості та швидкості руху повітря, температури поверхонь, які оточують людину, та інтенсивністю теплового (інфрачервоного) опромінювання. Категорія робіт, що виконується оперативно-ремонтним персоналом – Па – пов'язано з постійною ходьбою і перенесенням невеликих вантажів масою до 1 кг.

За ступенем впливу на тепловий стан людини мікрокліматичні умови визначаємо як допустимі.

Таблиця. 5.1 - Допустимі параметри мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Середньої важкості: Па	17-23	75	не > 0,3
Теплий	Середньої важкості :Па	18-27	65 при 26 °С	0,2-0,4

Необхідно, щоб в приміщеннях енергооб'єктів була постійна циркуляція повітря або встановлений кондиціонер. Влітку при значних вологовтратах і значному часі опромінення інфрачервоною радіацією споживають охолоджену до 15-20°C підсолену (0,5 % HCl) газовану воду. Вживання підсоленої води запобігає згущенню крові, сприяє утриманню її в організмі, покращує самопочуття й підвищує працездатність. Із заходів особистої профілактики після теплових навантажень рекомендуються гідропроцедури.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається

постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [].

Таблиця 5.2- Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Саа	0,15	0,05	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області. Необхідно підкреслити, що будь-яке нагромадження пилу може привести до загоряння. Чим дрібніше пил (зернистість), тим вище небезпека.

Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

- очищувати металевий пил якнайчастіше.
- щодня протирати гарячі поверхні.
- принаймні, двічі в рік проводити генеральне прибирання всіх областей, включаючи кроквяні ноги, з використанням продувки або пилососа.
- при високих концентраціях обробляти області по частинам.

Низька вологість збільшує потенційну небезпеку, це повинне прийматися в увагу при продувках.

Планувати продувки або прибирання так щоб вони приходилось на час коли устаткування виключене, як, наприклад, у другу половину дня п'ятниці або на вихідні.

5.2.3 Виробниче освітлення

Так як вже вище було зазначено, що роботи проводяться всередині приміщення. Робітник має слідкувати за розмірами відточки заготовки, характеристику зорової роботи вважаємо середньої точності, тобто найменший розмір об'єкту розрізнювання від 0,5 до 1 мм, отже розряд зорової роботи IV, підрозряд в (контраст об'єкта розрізнення з фоном - середній і великий, характеристика фона - середній). Отже, потрібно забезпечити величину штучної комбінованої освітленості в 400 люкс, загальної – 200 люкс. Тому є обов'язковим встановлення люмінесцентних ламп, що працюють в умовах низьких температур.

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості КПО згідно ДБН В.2.5-28-2006 визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N \quad (5.1)$$

де e_N – значення КПО;

m_N – коефіцієнт теплового клімату, $m_N = 0,9$ – при орієнтації вікон на північ;

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

$$\text{Природне:} \quad e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,4 \% ; \quad (5.2)$$

$$\text{суміщене:} \quad e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8 \% . \quad (5.3)$$

5.2.4 Виробничий шум

Шум — це безладне поєднання звуків різної частоти та інтенсивності. Джерелами виробничого шуму являється генератори, вентилятори, електродвигуни, трансформатори, транспортні засоби і т.д.

Нормування виробничого шуму виконується з врахуванням тих особливостей, що в залежності від частоти організм людини по-різному реагує

на шум однакової інтенсивності. Цех відноситься до приміщень з II класом шумів, допустимі норми шумів для цього класу наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3- Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку

Вид трудової діяльності, обоче місце	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	1,5	3	25	50	500	1000	2000	4000	8000
На постійному робочому місці	107	95	87	82	78	73	73	71	69

Заходи захисту від шуму, метою яких є зниження рівнів шуму нижче нормованих, можна розділити на три основних напрямки:

1. Заглушення шуму в джерелах, що здійснюється при проектуванні машин і технологічного процесу;
2. Попередження розповсюдження шуму-ізоляція випромінювача і поглинання шуму;
3. Будівельні та організаційні заходи. Контроль рівня шуму згідно ГОСТ 12.1.003-83 повинен виконуватись не менше одного разу на рік. Згідно ГОСТ 12.1.003-83 захист від шуму повинен виконуватись розробкою шумонебезпечної техніки, використанням методів і пристроїв колективного захисту за ГОСТом 12.4.051-78, а також будівельно-акустичними методами. Основними методами колективного захисту є зниження шуму в джерелі його виникнення та на шляху розповсюдження.

5.2.5 Виробничі вібрації

Довгий вплив вібрації на організм приводить до зниження гостроти зору, слуху, підвищення тиску, розладу нервової системи, серечно-судинної системи

Відповідно нормуються допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості

$$L=20\lg(V_1/V_0), \text{ дБ}, \quad (5.4)$$

де V_1 — середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с, $V_0 = 5-10''$, м/с - вихідне значення віброшвидкості) залежно від частоти коливань, їх виду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, вібрації робочого інструменту чи робочих місць), напрямку (X, Y, Z) і часу дії протягом зміни [23].

Джерелами вібрацій в цеху є станки та вентилятори.

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	32	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	1,3* 108	0,45 99	0,22 93	0,2 92	0,2 92	0,2 92	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с* 10^{''}, в знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

1. Створення амортизаторів в яких використовують пружини, резину та інші пружні матеріали.
2. Розміщення станків на масивних фундаментах.
3. Встановлення додаткових реактивних опорів.

Також серед технічних заходів уникнення шкідливого впливу вібрації - створення нових конструкцій інструментів і машин, вібрація яких не може виходити за безпечні для людини межі, а зусилля не повинні перевищувати 15-20 кг. Усі деталі машин та агрегатів, що рухаються, повинні ретельно

врівноважуватися, а для зменшення динамічних сил, які спричиняють вібрації, слід застосовувати змащування та ін.

5.2.6 Виробничі випромінювання

Теплові апарати, які використовуються на підприємствах, є джерелами інфрачервоного випромінювання. За фізичною природою інфрачервоне випромінювання являє собою електромагнітні хвилі та потік квантових фотонів. Також випромінювання поділяють на іонізуюче та неіонізуюче (лазерного та ультрафіолетового).

Поглинання інфрачервоних променів різними шарами шкіри призводить до їх нагрівання також призводить до порушення теплового балансу організму людини та негативно впливає на функціональний стан центральної нервової системи, виникають зміни у серцево-судинній системі, а в очах кон'юнктивіти, помутніння рогівки, спазм зіниць, помутніння кришталика, опік сітчатки, «снігову» сліпоту.

Граничнодопустимі рівні ЕМП, які створюють телевізійні і радіостанції в діапазоні частот від 48 до 1000 МГц, визначаються за формулою

$$E_{\text{ГДР}} = 21 \cdot f^{-0,37} \quad (5.5)$$

де $E_{\text{ГДР}}$ - граничнодопустимий рівень (ГДР) ЕМП (електричної складової електромагнітного поля), В/м;

f - несуча частота оцінюваного каналу зображення або звукового супроводу, МГц.

При наявності кількох джерел випромінювання, в тому числі тих, що працюють в різних радіочастотних діапазонах, рівень ЕМП, що створюються всіма джерелами на межі санітарно-захисної зони, повинен відповідати наступній вимозі:

$$\frac{E_1}{E_{\text{ГДР}1}} + \frac{E_2}{E_{\text{ГДР}2}} + \dots + \frac{E_n}{E_{\text{ГДР}n}} + \frac{\text{ГПЕ}_1}{\text{ГПЕ}_{\text{ГДР}1}} + \frac{\text{ГПЕ}_2}{\text{ГПЕ}_{\text{ГДР}2}} + \dots + \frac{\text{ГПЕ}_n}{\text{ГПЕ}_{\text{ГДР}n}} = 1 \quad (5.6)$$

де: E_n - напруженість електричної складової ЕМП, створюваного 1-м, 2-м, ... n-м джерелом у діапазоні частот $30 \text{ кГц} < f < 300 \text{ МГц}$;

$E_{\text{гдрп}}$ - гранично допустимий рівень напруженості електричної складової ЕМП для 1-го, 2-го ... n-го джерела у діапазоні частот $30 \text{ кГц} < f < 300 \text{ МГц}$;

ΓPE_n - густина потоку енергії ЕМП, створюваного 1-м, 2-м, ... n-м джерелом у діапазоні частот $300 \text{ МГц} < f < 300 \text{ ГГц}$;

$\Gamma PE_{\text{гдрп}}$ - гранично допустимий рівень густини потоку енергії ЕМП для 1-го, 2-го.. n-го джерела, що працює, у діапазоні частот $300 \text{ МГц} < f < 300 \text{ ГГц}$;

Таблиця 5.5 – Класи умов праці за ступенем шкідливості та небезпечності при дії іонізуючих випромінювань

Показник виробничого середовища	Класи умов праці					
	допустимий - 2	шкідливий - 3				небезпечний - 4
		1 ступінь	2 ступінь	3 ступінь	4 ступінь	
Електричні поля промислової частоти (50 Гц)**	$\leq \Gamma ДР^*$	≤ 3	≤ 5	≤ 10	> 10	> 40
Магнітні поля промислової частоти (50 Гц)**	$\leq \Gamma ДР^*$	≤ 5	≤ 10	≤ 50	> 50	-

Таблиця 5.6 – Ліміти дози опромінювання ($\text{мЗв} \cdot \text{рік}^{-1}$)

Ліміти доз опромінення	Категорія осіб, які зазнають опромінювання		
	А	Б	В
LD_E (ліміт ефективної дози)	20 *	2	1
Ліміти еквівалентної дози зовнішнього опромінювання:			
- LD_{lens} (для кришталика ока)	150	15	15
- LD_{skin} (для шкіри)	500	50	50
- LD_{extrim} (для кистей та стіп)	500	50	-

*- в середньому за будь-які послідовні 5 років, але не більше 50 мЗв за окремий рік.

В нашому випадку всі значення знаходяться в допустимих межах ГДР.

5.2.7 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори небезпеки – чинники, обумовлені особливостями фізіології та психології людини, що можуть завдати їй шкоди за певних обставин.

На трудову діяльність людини та її організм впливають обсяг сприймання і перероблення інформації, фізичне, нервово-психологічне, розумове, емоційне перенавантаження, ритм і темп роботи, монотонність праці. Їх оцінювання дає змогу визначити ступінь і характер навантаження під час роботи, відповідність робочого місця і засобів праці анатомо-фізіологічним особливостям людини, встановити раціональні режими праці і відпочинку, облаштувати робочі місця, налагодити професійний добір та профорієнтацію тощо.

Керуючись таблицею «Класи умов праці за показниками важкості праці» ми бачимо що дана професія належить до другого класу, оскільки нахили тулуба за зміну рівні 51-100 раз, робоча поза має наступний характер, періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок), загальні енергозатрати організму до 290 Вт. Згідно таблиці «Класи умов праці за показниками напруженості праці» ми бачимо що дана професія належить до третього класу, оскільки зміст роботи носить в собі рішення складних завдань з вибором за алгоритмом (робота за серією інструкцій), розподіл функцій за ступенем складності завдання має обробку, перевірку і контроль за виконанням завдання, розмір об'єкта розрізнення є 1,0-0,3 мм більше 50% часу; менше 0,3 мм 25-50% часу і т. д..

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях

5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «ЕНЕЙ» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Надзвичайні ситуації завжди супроводжували існування людства, нерідко через них гинули держави та цивілізації. Сьогодні надзвичайні ситуації не менше загрожують людству, ніж сотні і тисячі років тому.

Надзвичайна ситуація - порушення нормальних умов життя і діяльності людей на об'єкті або території, що спричинена аварією, катастрофою, стихійним лихом, використанням засобів масового враження, яке призвело або може призвести до людських чи матеріальних втрат і т.д..

Причини надзвичайних ситуацій розділяються на техногенні, природні, соціально-політичні та воєнні. Якщо більш детально то це можуть землетруси, повені, ударна хвиля і т. д..

Саме тому необхідно дослідити стійкість роботи СЕП в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. На основі проведених досліджень будуть розроблені заходи, які підвищать стійкість роботи СЕП, що надасть можливість запобігти великим матеріальним та фінансовим збиткам у разі виникнення надзвичайної ситуації. В даному підрозділі буде оцінено стійкість СЕП в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу.

Іонізуюче випромінювання - це випромінювання, взаємодія якого з середовищем призводить до утворення електричних зарядів (іонів) різних знаків. Джерелом іонізуючого випромінювання є природні та штучні радіоактивні речовини та елементи (уран, радій, цезій, стронцій та ін.). Джерела іонізуючого випромінювання широко використовуються в атомній енергетиці, медицині (для діагностики та лікування) та в різних галузях промисловості (для дефектоскопії металів, контролю якості зварних з'єднань, визначення рівня агресивних середовищ у замкнутих об'ємах, боротьби з розрядами статичної електрики і т. ін.). Що в свою чергу викликає електромагнітний імпульс (ЕМІ), це поняття означає явище створення і поширення електромагнітного випромінювання великої напруженості та широкого спектру частот протягом дуже короткого

часу. Даний імпульс індукує високу напругу в провідниках, що згубно впливає на електричні пристрої.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електроспоживання ТОВ «ЕНЕЙ» в умовах дії іонізуючих випромінювань

В СЕП використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів найбільш вразливими до радіації є метали, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Висновок по оцінці стійкості роботи електроспоживання ТОВ «ЕНЕЙ» виконується за рахунок аналізу системи в цілому та визначення експозиційної дози, а також з'ясування межі стійкості та граничного значення потужності гамма-випромінювання. Дані розрахунки проведемо на прикладі системи цехової вентиляції [26].

Можливу дозу опромінення D_M за встановлений час можна визначити за формулою 5.7:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{посл}}}, [P]. \quad (5.7)$$

D_M для пульту керування:

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,67 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{4} \approx 460 (P).$$

D_M для система збору і обробки даних:

$$D_M'' = \frac{2 \cdot 5,67 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{2} \approx 919 (P).$$

D_M для системи захисту:

$$D_M''' = \frac{2 \cdot 5,67 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{1} \approx 1839 (P).$$

Таблиця 5.7 – Максимально допустимі експозиційні дози для елементів СЕП

№ п/п	Системи	Блок	Елементи РЕА	Д _{гр, Р}	Д _{гр, Р}
1	Пульт керування	Блок живлення (U _ж = 24 В)	Транзистор NDS9435A	10 ³	10 ³
			Конденсатор EHR471M25BA	10 ⁶	
			Діод STPS2L25U	10 ⁴	
2	Система збору і обробки даних	Блок пам'яті (U _ж = 12 В)	Мікросхема LM258ADT	10 ⁴	
			Мікросхема ULN2803AFWG	10 ³	
			Транзистор IRF7420	10 ⁵	
3	Система аварійного ввімкнення	Блок захисту (U _ж = 5 В)	Діод STPS2L25U	10 ⁴	
			Транзистор IRFB3207Z	10 ⁴	

Допустимий час роботи апаратної частини СЕП в заданих умовах можна визначити за допомогою формули 5.8 [26]:

$$t_{\partial} = \left(\frac{D_{gp} \cdot K_{носл} + 2 \cdot p_{1max} \cdot \sqrt{t_n}}{2p_{1max}} \right)^2, [год]. \quad (5.8)$$

Допустимий час роботи пульта керування буде становити:

$$t_{\partial} = \left(\frac{10^3 \cdot 4 + 2 \cdot 5.67 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5.67} \right)^2 \approx 125127 (год) \approx 14 (p).$$

Допустимий час роботи системи збору і обробки даних буде становити:

$$t_{\partial} = \left(\frac{10^3 \cdot 2 + 2 \cdot 5.67 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5.67} \right)^2 \approx 31459 (год) \approx 3,6 (p).$$

Допустимий час роботи системи захисту буде становити:

$$t_{\partial} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5.67 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5.67} \right)^2 \approx 7954 (год) \approx 0,9 (p).$$

Результати розрахунку експозиційної дози опромінення та допустимого часу роботи для системи електроспоживання ТОВ «ЕНЕЙ» представлені в таблиці 5.8.

Таблиця 5.8 – Дані розрахунку D_m , $t_{доп.}$ для СЕП ТОВ «ЕНЕЙ»

№	Блоки системи електропостачання	$D_m(P)$	$t_{доп.}(р.)$
1	Пульт керування	460	14
2	Система збору і обробки даних	919	3,6
3	Система захисту	1839	0,9

В ході розрахунків було визначено допустимий час роботи апаратної частини. Отже для пульта керування $t_{доп} = 14$ років при заявлених виробником 8-ми, як бачимо випромінювання не вплине на роботу блока, для система збору і обробки даних $t_{доп} = 3,6$ роки при заявлених виробником 4-х, отже дія випромінювання буде не значною, а для блоку системи захисту $t_{доп} = 0,9$ року при заявлених виробником 3-х, що свідчить про швидке руйнування елементів блоку. Даний розрахунок наведено в пункті 5.3.3.

5.3.3 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «ЕНЕЙ» в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій стійкості роботи СЕП в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки [26]:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{в(г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (5.9)$$

де U_d - допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{в(г)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Допустиме коливання напруги живлення обчислюється так:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \text{ [В]}, \quad (5.10)$$

де $U_{ж}$ - напруга живлення, В;

N - допустимі коливання, %.

Отже, допустиме коливання напруги живлення для пульта керування при $U_{\text{ж}} = 24\text{В}$ становить:

$$U_{\text{д}}' = 24 + \frac{24}{100} \cdot 10 = 26,4 \text{ (В)}.$$

Допустиме коливання напруги живлення для системи збору і обробки даних при $U_{\text{ж}} = 12\text{В}$ становить:

$$U_{\text{д}}'' = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2 \text{ (В)}.$$

Допустиме коливання напруги живлення для система а захисту при $U_{\text{ж}} = 5\text{В}$ становить:

$$U_{\text{д}}''' = 5 + \frac{5}{100} \cdot 10 = 5,5 \text{ (В)}.$$

Визначимо горизонтальну складову напруженості електричного поля за формулою:

$$E_{\text{г}} = 10^{-3} \cdot E_{\text{в}}, \text{ [кВ/м]}. \quad (5.11)$$

Отже, горизонтальна складова напруженості електричного поля при $E_{\text{в}} = 11,29 \text{ кВ/м}$ буде становити:

$$E_{\text{г}} = 10^{-3} \cdot 11,29 \cdot 10^3 = 11,29 \text{ (В/м)}.$$

Визначимо максимальні довжини струмопровідних частин СЕП:

$$l_{\text{zi}} = 4,3 \text{ м}, l_{\text{vi}} = 1,6 \text{ м}$$

4. За допомогою формул 5.12 та 5.13:

$$U_{\text{vi}} = E_{\text{г}} \cdot l_{\text{vi}}, \text{ [В]} \quad (5.12)$$

$$U_{\text{zi}} = E_{\text{г}} \cdot l_{\text{zi}}, \text{ [В]} \quad (5.13)$$

Визначимо напруги наводок у струмопровідних частинах.

Пульт керування:

$$U_{\text{zi}}' = 11,29 \cdot 0,1 = 1,13 \text{ (В)};$$

$$U_{\text{vi}}' = 11,29 \cdot 1,3 = 14,68 \text{ (кВ)}.$$

Система збору і обробки даних:

$$U'_{zi} = 11,29 \cdot 2,7 = 30,48 \text{ (В)};$$

$$U'_{vi} = 11,29 \cdot 1,2 = 13,55 \text{ (кВ)}.$$

Система захисту:

$$U''_{zi} = 11,29 \cdot 4,3 = 48,55 \text{ (В)};$$

$$U''_{vi} = 11,29 \cdot 1,6 = 18,06 \text{ (кВ)}.$$

Визначимо коефіцієнти безпеки за формулами 5.14 та 5.15:

$$K_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U'_{vi}}, [\text{дБ}]; \quad (5.14)$$

$$K_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U'_{zi}}, [\text{дБ}]. \quad (5.15)$$

Отже, коефіцієнти безпеки для пульта керування будуть дорівнювати:

$$K'_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{26,4}{14,68} \approx 5,099 \text{ (дБ)};$$

$$K'_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{26,4}{1,13} \approx 27,378 \text{ (дБ)}.$$

Коефіцієнти безпеки для системи збору і обробки даних будуть дорівнювати:

$$K''_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{13,2}{13,55} \approx -0,226 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{13,2}{30,48} \approx -7,269 \text{ (дБ)}.$$

Коефіцієнти безпеки для системи захисту будуть дорівнювати:

$$K'''_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{5,5}{18,06} \approx -10,329 \text{ (дБ)};$$

$$K'''_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{5,5}{48,55} \approx -18,916 \text{ (дБ)}.$$

Результати обчислень для інших блоків занесемо до таблиці 5.9.

Таблиця 5.9 – Розрахунок коефіцієнтів безпеки по блоках СЕП

	Блок	l_{zi}	l_{vi}	$K_{Бвi}$, дБ	$K_{Бгi}$, дБ	Стійкість
1	Блок пульта керування	0,1	1,3	-0,921	21,358	нестійкий
2	Блок пам'яті	2,7	1,2	-0,226	-3,251	нестійкий
3	Блок захисту	4,3	1,6	-2,725	10,476	нестійкий

Оскільки $K_{Бвi} < 40$ дБ та $K_{Бгi} < 40$ дБ, то СЕС нестійка в роботі в умовах дії електромагнітного імпульсу.

5.3.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електроспоживання ТОВ «ЕНЕЙ» в умовах надзвичайних ситуаціях

Основними заходами щодо підвищення радіаційної стійкості є: застосування для електроніки екранів або активного захисту від дії радіації; використання в апаратурі радіаційно стійких елементів і матеріалів. При імпульсній дії іонізаційних випромінювань крім перерахованих заходів використовують: схеми малокритичні до зміни електричних параметрів; зменшення чутливості перемикальних схем до зміни вхідних сигналів і напруг джерел живлення; зниження напруги живлення; застосування пристроїв, що вимикають радіотехнічні схеми на час дії радіації; збільшення відстані між елементами, які знаходяться під навантаженням та ін [26].

Основним заходом щодо підвищення стійкості роботи СЕП в умовах дії електромагнітного імпульсу є екранування. Для цього використаємо захисний екран із сталі. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном (А, дБ) та товщину стінок екрану для процесорного блоку за формулою 5.16. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 5.10.

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f}, \text{ дБ}; \quad (5.16)$$

де А - перехідне гасіння сталюого екрану, дБ;

t – товщина стінки екрану, см;

$f - 15000$ Гц.

Отже, визначимо товщину екрану, виготовленого зі сталі:

1. Визначаємо перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для блоку живлення

$$A'_{екр} = K_{\min} - K_{б.розр} = 40 - 0,921 = 40,921 \text{ (дБ)}.$$

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для блоку пам'яті

$$A''_{екр} = K_{\min} - K_{б.розр} = 40 - 3,251 = 43,251 \text{ (дБ)}.$$

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для блоку захисту

$$A'''_{екр} = K_{\min} - K_{б.розр} = 40 - 2,725 = 42,725 \text{ (дБ)},$$

2. Знайдемо товщину стінки екрана для блоку живлення:

$$t' = \frac{A'_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{40,921}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} \approx 0,065 \text{ (см)}.$$

Товщину стінки екрана для блоку пам'яті:

$$t'' = \frac{A''_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{43,251}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} \approx 0,068 \text{ (см)}.$$

Товщину стінки екрана для блоку захисту:

$$t''' = \frac{A'''_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{42,725}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} \approx 0,067 \text{ (см)}.$$

Таблиця 5.10 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам

№	Блок	$A_{скр.}$, (дБ)	t_1 , (см)
1	Блок пульта керування	40,921	0,065
2	Блок пам'яті	43,251	0,068
3	Блок захисту	42,725	0,067

Оскільки після застосування екрану заданої товщини для апаратних елементів виконується нерівність $K_{Бвi \min} \geq 40$ дБ, $K_{Бгi \min} \geq 40$, то можна сказати, що апаратна частина системи електропостачання ТОВ «ЕНЕЙ» стане безпечною в роботі при наявності захисного сталевого екрану.

Отже в даному розділі було досліджено стійкість роботи системи електроспоживання шляхом оцінки його безпеки в умовах дії іонізуючого

випромінювання та електромагнітного імпульсу та розроблено заходи по підвищенню безпеки її роботи у надзвичайних ситуаціях, що в свою чергу допоможе уникнути як збитків з матеріальної сторони так і жертв серед персоналу.

ВИСНОВОК

Визначено оптимальні параметри системи електропостачання, а саме розрахунок втрат потужності в цехових ТП, визначення кількості та потужності цехових ТП, оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення та визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ.

Обґрунтовано доцільність застосування автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії на даному підприємстві. Описано структуру АСКОЕ ТОВ «ЕНЕЙ» та рекомендації щодо більш економічного енерговикористання на підприємстві. Оброблення даних АСКОЕ дозволило порівняти між собою існуючі тарифи на електроенергію та відобразити перевагу переходу на недиференційований тариф, розрахувати параметри добових графіків навантаження, необхідні для їх використання в подальшому аналізі. Показано ефективність використання АСКОЕ для ефективного планування максимальних значень навантажень а також для контролю ефективної роботи трансформатора. Зокрема є можливість отримувати інформацію про добові втрати електроенергії в трансформаторі, а також фіксувати недопустимі перевантаження і оперативно впроваджувати заходи по їх усуненню шляхом регулювання навантаження підприємства.

Висвітлені питання щодо розрахунку капіталовкладень в системі електропостачання, які включають в себе розрахунки собівартості електроенергії, потреби в робочій силі, витрат по заробітній платі та інших поточних витрат.

Розглянуто питання організації та розроблено норми по охороні праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях на товаристві з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ», що знаходиться в селі міського типу Романів Житомирської області, а саме: розробка технічних рішень з організації робочого місця, електробезпеки та гігієни праці і виробничої санітарії. Розроблено заходи щодо безпеки в надзвичайних ситуаціях, що включили в себе дослідження стійкості роботи системи електропостачання в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних

ситуацій, в умовах дії іонізуючих випромінювань, в умовах дії електромагнітного імпульсу та розробка заходів по підвищенню безпеки її роботи.

Дані, що використовувалися під час розрахунків, були отримані в ході проходження переддипломної практики на ТОВ «ЕНЕЙ» селища міського типу Романів Житомирської області.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням /Коцар О.В. – Дніпро: «Середняк Т.К.», 2017. – 44 с.
2. Правила Оптового ринку електроенергії України (Правила ринку). Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електроенергії / Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України 02.10.1997 р.
3. Справочник по проектированию электроснабжения. /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
4. Бурбело Михайло Йосипович. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: навчальний посібник - 2-ге вид., перероб. і доп. / М.Й. Бурбело. –Вінниця: УНІВЕРСУМ, 2005 – 148 с. ISBN 966-641-145-8.
5. Правила улаштування електроустановок. - 5-ге вид., переробл. й доповн. - X .: Міненерговугілля України, 2014.
6. 4. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок.
7. Коэффициенты Кс и Ки [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://eom.com.ua/index.php?PHPSESSID=1uan485eu6hrv4cq9m1pkhkss0&action=dlattach;topic=13993.0;attach=12790> (дата звернення 27.01.2015). — Назва з екрана.
8. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
9. СН 174-75 Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятия.
10. РД 153-34.0-15.501-00 Контроль качества электрической энергии
11. Приемы работы с Excel [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://msexcel.ru/content/blogcategory/25>
12. Конспект лекції з дисципліни САПР СЕП.

13. Коцар О.В. Розвиток автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в умовах лібералізації ринку електричної енергії України [Електронний ресурс] / КПІ, Київ, 2017 – Режим доступу: <https://doi.org/10.15407/techned2018.04.110>
14. Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії. Додаток 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України. Затверджений Радою оптового ринку електроенергії України, протокол від 9 червня 1998 р. № 8 (із змінами та доповненнями). (Укр)
15. Шулле Ю. А. АСКОЕ як інструмент ефективного енергоменеджменту на підприємствах АПК [Електронний ресурс] / ВНТУ, Вінниця, 2015 – Режим доступу: <http://journals.uran.ua/index.php/wissn021/article/view/64679>
16. 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.
17. Економіка підприємства: Навчальний посібник / За ред. А. В. Шегди – К.: Знання, 2005. – 431 с.
18. Плоткін Я. Д., Янушкевич О. К. Організація і планування виробництва на машинобудівному підприємстві: Навч. видання / Я.Д. Плоткін, О.К. Янушкевич – Львів: Світ, 1996. – 352 с.
19. 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.
20. Демов О. Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах / О.Д. Демов – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 95 с.
21. Гительман Л. Д., Ратников Б. Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. – 544 с.

22. Енергоощадливість. Методика аналізу та розрахування питомих витрат енергоресурсів // ДСТУ 4110- 2002, ДЕРЖСПОЖИВСТАНДАРТ України, 2003. - 35 с.
23. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. Неклепаев Борис Николаевич. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989 – 607 с. ISBN 5-283-01086-4.
25. ОНТП 24-86. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности.
26. В.Ф. Сакевич, М.А. Томчук. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах / В.Ф. Сакевич, М.А. Томчук – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 141 с.
27. Бабенко О.В., Падун А.В. Пристрій для вимірювання коефіцієнта відбивання поверхонь [Електронний ресурс] / Матеріали XLVIII Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки ВНТУ, Вінниця, 2019 р. – Електрон. текст. дані. – 2019. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2019/paper/view/677>
28. Леонід Борисович Терешкевич. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Терешкевич Л.Б., Демов О.В., Шулле Ю.А. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 41 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” _____ 2019р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
“ ” _____ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи
на тему:

Управління енерговикористанням на базі технічних засобів автоматизованого
обліку Товариства з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ» селища міського
типу Романів Житомирської області

08-17.МКР.014.00.00.101 ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Бабенко О.В. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 18м

Падун А.В. _____
(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № ____ від ____ . ____ .19р.

Дата початку роботи ____ . ____ .19р.

Дата закінчення роботи ____ . ____ .19р.

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

а) мета – формування фундаментальних засад та визначення основних напрямків розвитку АСКОЕ в середовищі лібералізації ринку електричної енергії України. Також оптимізація електропостачання в товаристві з обмеженою відповідальністю «ЕНЕЙ» способом здійснення аналізу системи електропостачання підприємства на основі актуальних методик розрахунку.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

генплан підприємства (об'єкта); план цеха (об'єкта, дільниці, приміщення) із розташуванням обладнання; відомості про особливості технологічних процесів та навколишнього середовища (внутрішнього та зовнішнього); відомості про електричні навантаження підприємства (цеха, об'єкта, дільниці, приміщення); відомості про джерела живлення, їх віддаленість; графіки електричних навантажень (для діючого підприємства, енергетичного району); основні техніко-економічні показники.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Леонід Борисович Терешкевич. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи студентами спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Терешкевич Л.Б., Демов О.В., Шулле Ю.А. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 41 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 Демов О. Д. «Економія електроенергії на промислових підприємствах».
– 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

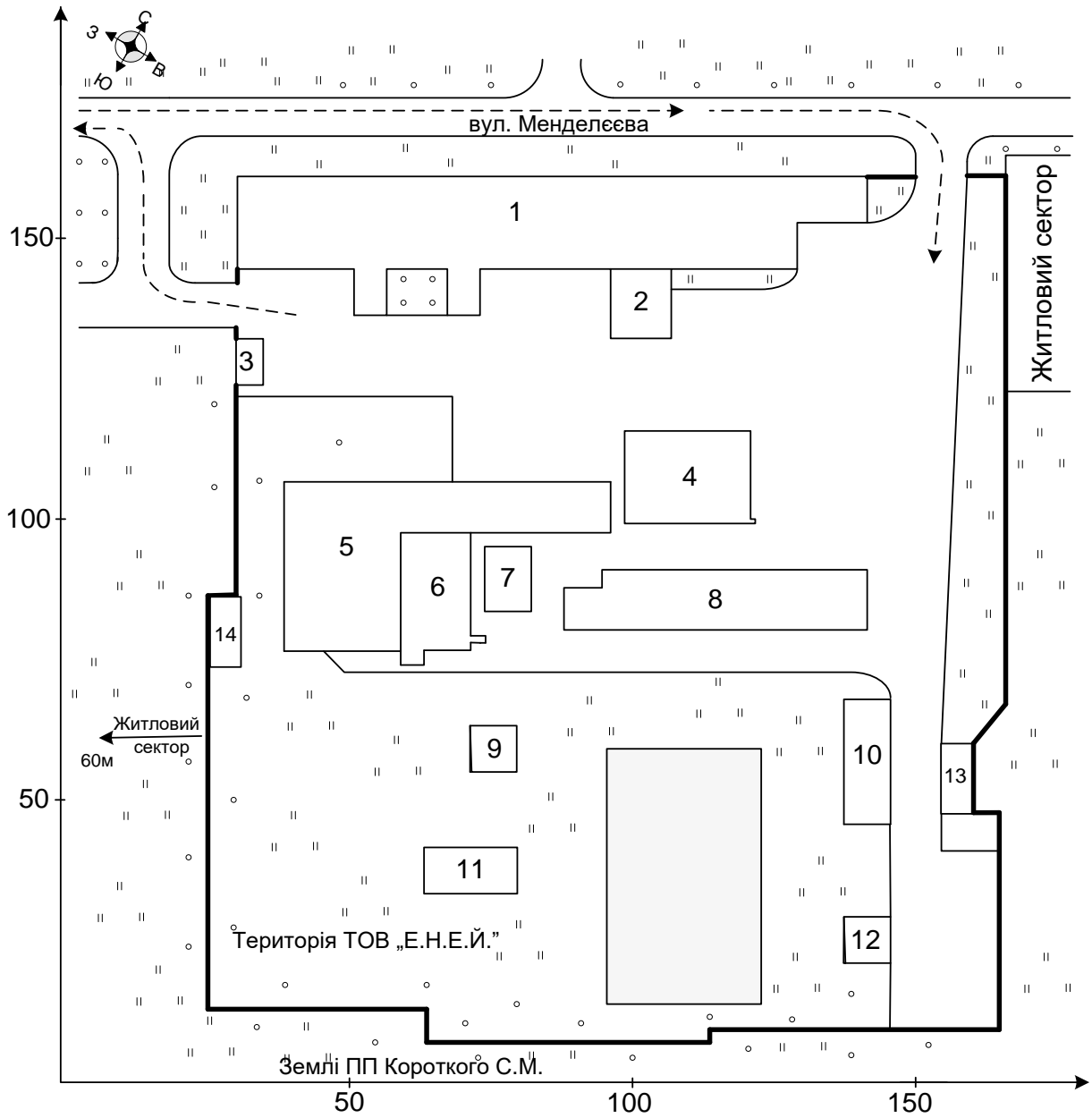
Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б

Вихідні дані для виконання МКР: Генеральний план ТОВ «ЕНЕЙ»

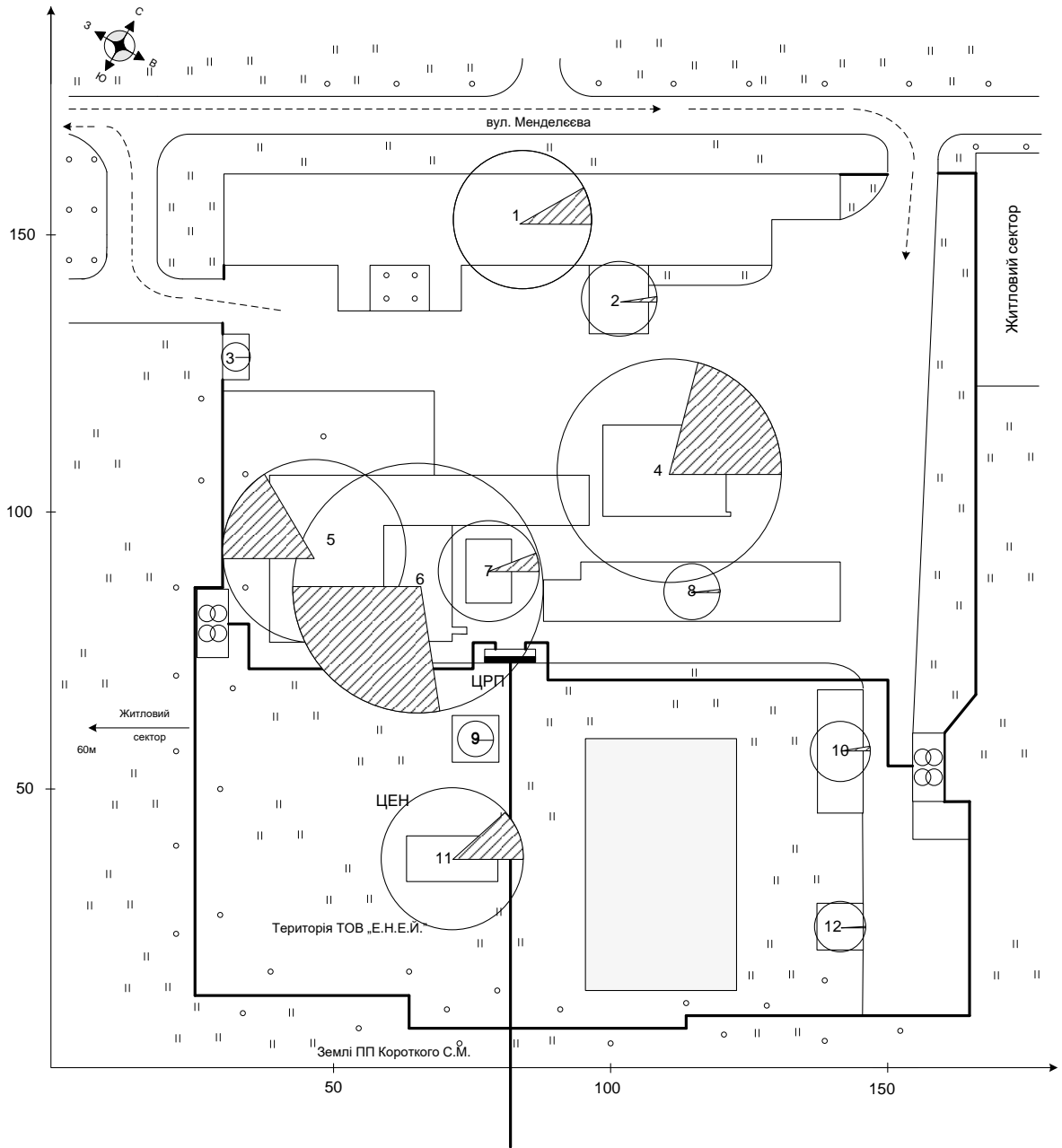


Таблиця 1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№ на плані	Назва цеху	P_H , кВт	K_p	$\cos\phi/\operatorname{tg}\phi$	F, м ²	$P_{\text{пит.о.}}$ кВт/м ²	$K_{\text{посв}}$
1	Корпус №1.	15	0,5	0,7/1,02	1760	0,021	0,95
2	Зворотні ємності	25	0,5	0,75/0,88	131	0,013	0,6
3	Прохідна	2	0,5	0,6/1,33	36	0,016	0,8
4	Холодильний цех	150	0,79	0,9/0,48	242	0,016	0,6
5	Корпус №2	120	0,5	0,85/0,62	933	0,021	0,95
6	Компресорна	163	0,87	0,9/0,48	533	0,015	0,8
7	Випарник	35	0,7	0,85/0,62	92	0,015	0,6
8	Склад	3	0,45	0,75/0,88	575	0,015	0,6
9	Склад	3	0,45	0,75/0,88	64	0,015	0,6
10	Артсвердловина	14,5	0,5	0,75/0,88	172	0,012	0,6
11	Градирня	68	0,7	0,85/0,62	128	0,014	0,8
12	Каналізаційна насосна	6	0,55	0,75/0,88	64	0,014	0,6

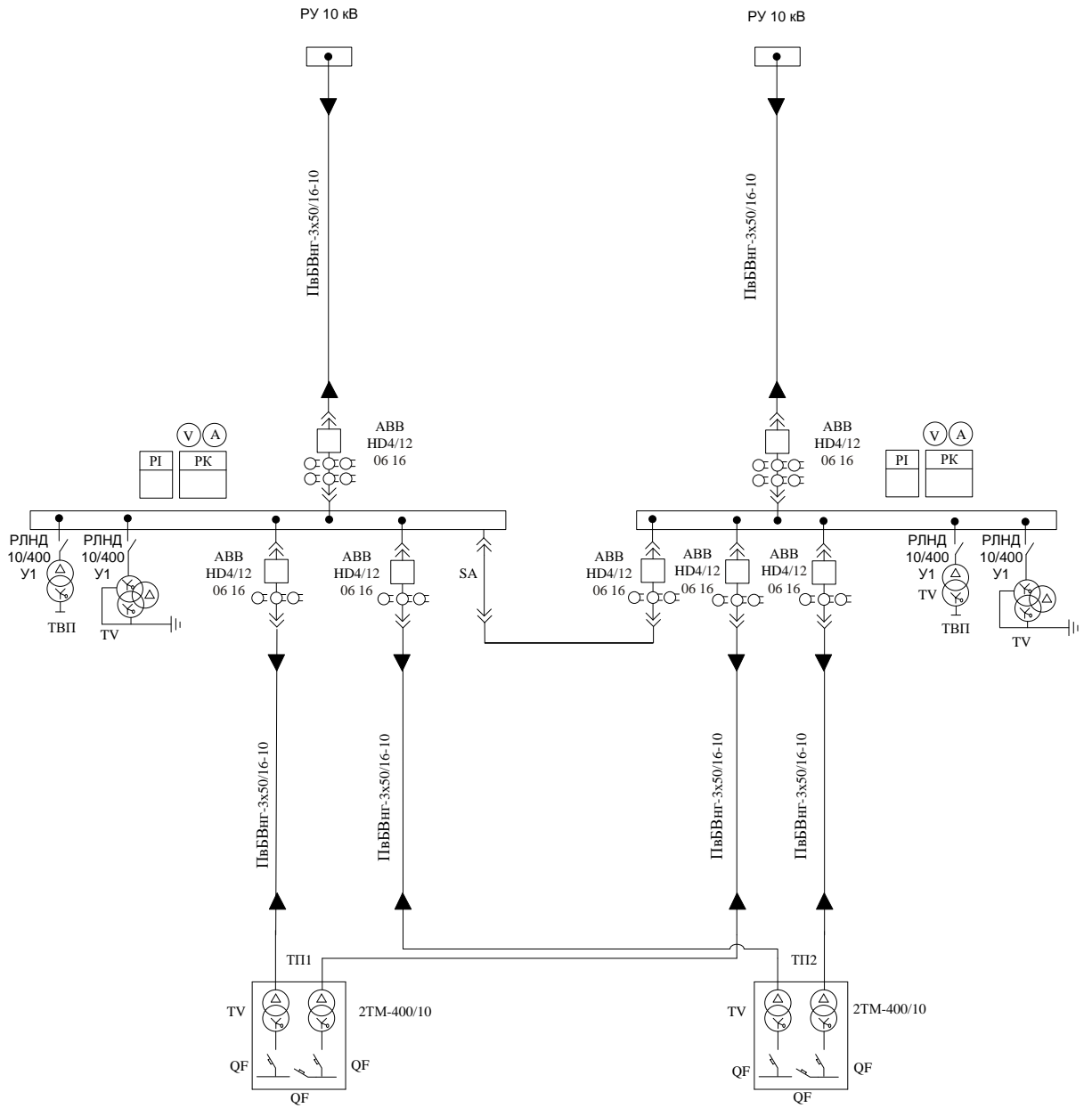
Додаток В

Картограма навантажень ТОВ «ЕНЕЙ»



Додаток Г

Однолінійна схема електропостачання ТОВ «ЕНЕЙ»



Параметр	Назва	Аналіз
$P_C = \sum_{k=1}^m \frac{P_k}{m} = \frac{5022}{24} = 209,25 \text{ кВт.}$ $Q_C = \sum_{k=1}^m \frac{Q_k}{m} = \frac{3941,05}{24} = 164,21 \text{ кВт.}$	<p>Середньодобове активне навантаження за характерну добу</p> <p>Середньодобове реактивне навантаження за характерну добу</p>	Для подальших розрахунків (визначення втрат енергії в трансформаторах та ін.)
$P_{ск} = \sqrt{\sum_{k=1}^m \frac{P_k^2}{m}} = \sqrt{\frac{1652742}{24}} = 262,42$	Середньоквадратичне навантаження	Для подальших розрахунків
$Dp = P_{ск}^2 - P_C^2 = 262,42^2 - 209,25^2 = 25079 \text{ кВт}^2;$ $\sigma p = \sqrt{Dp} = \sqrt{25079} = 158,36 \text{ кВт.}$	<p>Дисперсія</p> <p>Середньоквадратичне відхилення</p>	<p>Для подальших розрахунків</p> <p>Для статистичної обробки даних</p>
$T_{\max} = \frac{W_{\text{доб}}}{P_{\max}} = \frac{5022}{500} = 10,044 \text{ год.},$	Час використання максимальної потужності	Технологічні процеси підприємства займають меншу частину доби
$K_{фа} = \frac{P_{ск}}{P_C} = \frac{262,42}{209,25} = 1,25.$ $K_{фр} = \frac{P_{ск.p}}{P_{с.p}} = \frac{205,09}{164,21} = 1,25.$	Коефіцієнти форми активного та реактивного навантаження	Нерівномірне навантаження протягом доби

Параметр	Назва	Аналіз
$K_3 = \frac{P_c}{P_{\max}} = \frac{209,25}{500} = 0,42$	Коефіцієнт заповнення графіка навантаження	Підтверджує відсутність помітного збільшення споживання електроенергії підприємством в години пікових навантажень
$K_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_c} = \frac{500}{209,25} = 2,39.$	Коефіцієнт максимуму навантаження	Навантаження підприємства нерівномірно розподілено в денний період доби
$K_H = \frac{P_{\min}}{P_{\max}} = \frac{60}{500} = 0,12$	Коефіцієнт нерівномірності	Свідчить про значний спад навантаження в нічний період і є характерним для підприємств із двозмінним режимом роботи

Додаток Е

Визначення рівнів потужності в години ранкових та вечірніх максимумів навантаження

Щорічний розрахунок необхідних річних обсягів споживання



Направлення на затвердження в Обленерго



Розроблення місячного та добового плану споживання електричної енергії

Для січня 2019 року план споживання електроенергії ТОВ «ЕНЕЙ» склав 165 МВт·год.

$$W_{доб} = \frac{W_{міс}}{30} = \frac{165000}{30} = 5524 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$



Визначаються договірні рівні потужності в години ранішнього та вечірнього максимумів навантаження енергосистем



в години ранішнього максимуму

$$P_{м.р} = \frac{W_{доб}}{24 \cdot K_{з.р}} = \frac{5524,2}{24 \cdot 0,55} = 420,2 \text{ кВт};$$

$$K_{з.р} = \frac{P_c}{P_{м.р}} = \frac{209,25}{382} = 0,55$$

в години вечірнього максимуму

$$P_{м.в} = \frac{W_{доб}}{24 \cdot K_{з.в}} = \frac{5524,2}{24 \cdot 0,72} = 321,2 \text{ кВт};$$

$$K_{з.в} = \frac{P_c}{P_{м.в}} = \frac{209,25}{292} = 0,72$$

Додаток Ж

Визначення параметрів роботи трансформаторів

Добові втрати електроенергії в кожному трансформаторі

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{xx} T_{mp} + \beta^2 \Delta P_{кз} T_H$$

$$\beta^2 = \frac{k_{\phi a}^2 P_c^2 + k_{\phi p}^2 Q_c^2}{S_H^2}$$

Коефіцієнт початкового навантаження

$$K_{31} = \frac{1}{S_{ном.т}} \cdot \sqrt{\frac{S_{H1}^2 \cdot t_1 + S_{H2}^2 \cdot t_2 + \dots + S_{Hm}^2 \cdot t_m}{t_1 + t_2 + \dots + t_m}} = \frac{1}{400} \cdot \sqrt{\frac{411737,6}{16}} = 0,401$$

Коефіцієнт перевантаження

$$K'_{II} = \frac{1}{S_{ном.т}} \cdot \sqrt{\frac{S_{H1}^2 \cdot t_1 + S_{H2}^2 \cdot t_2 + \dots + S_{Hm}^2 \cdot t_m}{t_1 + t_2 + \dots + t_m}} = \frac{1}{400} \cdot \sqrt{\frac{2250499}{8}} = 1,326$$

Коефіцієнт максимуму навантаження

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном.т}} = \frac{640}{400} = 1,6$$

$$K_2 < 0,9 \cdot K_{max}$$



$$K_2 = 0,9 \cdot K_{max} = 1,44 > K_{доп} = 1,36$$



Аналізується технологічний процес і приймається рішення про перенесення частини навантаження для зниження коефіцієнта перевантаження