

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

Пояснювальна записка

до магістерської кваліфікаційної роботи

_____магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: Підвищення якості електропостачання Товариства з обмеженою
відповідальністю «Сармат» м. Вінниця з використанням автоматизації обліку
електроенергії

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-19м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
ОП "Електротехнічні системи
електроспоживання"

_____Омельянчук М.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доц. Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2020 року

Вінницький національний технічний університет
Факультет Електроенергетики та електромеханіки
Кафедра Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

проф. М. Й. Бурбело

“ ___ ” _____ 2020 року

**З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Омельянчуку Михайлу Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення якості електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Сармат» м. Вінниця з використанням автоматизації обліку електроенергії

керівник роботи Бабенко Олексій Вікторович к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від
“ ___ ” _____ 2020 року № _____

2. Термін подання студентом роботи “ ___ ” _____ 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Генплан підприємства; план одного із цехів з технологічними плануваннями, відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства та цеху; відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства (Додаток Б).

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Характеристика підприємства та напрямків досягнення якості електропостачання. Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання. Підвищення економічності електропостачання на підприємстві. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Генплан підприємства. Однолінійна схема електропостачання підприємства.
Наукова робота. Техніко-економічні характеристики СЕП.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Бабенко О.В., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Економічна частина	Шулле Ю.А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.пед.н., професор		
Нормоконтроль	Войтюк Ю.П., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу		
2	Синтез зовнішньої СЕП		
3	Розрахунок цехової електричної мережі		
4	Науково дослідна частина		
5	Економічна частина		
6	Охорона праці		
7	Графічна частина		

Студент _____ Омельянчук М.С.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Бабенко О.В.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПІДПРИЄМСТВА ТА НАПРЯМІВ ДОСЯГНЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	9
1.1 Характеристики технологічного процесу підприємства.....	9
1.2 Відомості про електричні навантаження підприємства.....	10
1.3 Аналіз автоматичних системи комерційного обліку електроенергії.....	13
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	15
2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства.....	15
2.2 Оптимізація кількості, потужності та місця розташування цехових ТП.....	17
2.3 Визначення оптимального перерізу ліній живлення.....	23
2.4 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП.....	24
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ ЕП НА ПІДПРИЄМСТВІ.....	29
3.1 Зв'язок між економічністю електропостачання і заходами з енергозбереженням.....	29
3.2 Вибір засобів обліку і вимірювальних трансформаторів.....	31
3.3 Оптимальна компенсація реактивної потужності.....	33
3.4 Розробка та впровадження АСКОЕ на підприємстві.....	36
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ.....	46
4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи.....	46
4.2 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	48
4.3 Розрахунок поточних витрат.....	50
4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі.....	50
4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі.....	52
4.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	55
4.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	56
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії.....	57
4.4.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію.....	57

4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії.....	60
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	62
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	62
5.1.1 Вимоги до організації робочого місця оператора комп'ютера.....	62
5.1.2 Вимоги електробезпеки до приміщень з комп'ютерами	65
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	68
5.2.1 Мікроклімат.....	68
5.2.2 Склад повітря робочої зони	70
5.2.3 Виробниче освітлення	71
5.2.4 Виробничий шум.....	73
5.2.5 Психофізіологічні фактори	74
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП ТОВ «САРМАТ» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	76
5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «САРМАТ» в умовах дії іонізуючих випромінювань	76
5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «САРМАТ» в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	79
5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «САРМАТ» в умовах дії електромагнітного імпульсу	80
5.4 Висновки до розділу 5	82
ВИСНОВКИ	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	85
Додаток А – Технічне завдання	
Додаток Б – Вихідні данні для виконання МКР	
Додаток В– Генеральний план з картограмою навантажень підприємства	
Додаток Г – Однолінійна схема електропостачання підприємства	
Додаток Д – Оптимальна потужність конденсаторних батарей	
Додаток Е – Основні техніко економічні показники системи електропостачання	
Додаток Є – Значення параметрів режиму електроспоживання	
Додаток Ж – Розробка та впровадження системи АСКОЕ на підприємстві	

АНОТАЦІЯ

Омельянчук Михайло Сергійович. Підвищення якості електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Сармат» м. Вінниця з використанням автоматизації обліку електроенергії. МКР. Спеціальність 141 – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2020 - 85 с.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання щодо здійснення оптимального електропостачання ТОВ «САРМАТ».

Дані та реальний матеріал для виконання магістерської кваліфікаційної роботи були отримані підчас проходження практики на підприємстві.

В даній роботі виконані розробки щодо оптимального виду та кількості електрообладнання, захисних а також вимірювальних приладів.

В науково-дослідній частині роботи проведені розрахунки щодо підвищення енергоефективності на підприємстві через впровадження автоматичних системи комерційного обліку електроенергії.

Здійснено визначення техніко-економічні показники системи електропостачання підприємства.

Проведено аналіз щодо питань охорони праці а також безпеки в надзвичайних ситуаціях для даного підприємства.

Ключові слова: система електропостачання, трансформаторна підстанція, АСКОВЕ.

АННОТАЦИЯ

Омельянчук Михаил Сергеевич. Повышение качества электроснабжения Общества с ограниченной ответственностью «Сармат» г.. Винница с использованием автоматизации учета электроэнергии. МКР. Специальность 141 - Винница: ВНТУ, ФЭЭМ, кафедра ЭСЭЭМ, 2020 – 85 с.

В данной магистерской квалификационной работе рассмотрены вопросы осуществления оптимального электроснабжения ООО «САРМАТ».

Данные и реальный материал для выполнения магистерской квалификационной работы были получены во время прохождения практики на предприятии.

В данной работе выполнены разработки по оптимального вида а также количества электрооборудования, защитных и измерительных приборов.

В научно-исследовательской части работы проведены расчеты по повышению энергоэффективности на предприятии путем внедрения автоматических системы коммерческого учета электроэнергии.

Произведен расчет технико-экономические показатели системы электроснабжения предприятия.

Проведен анализ по вопросам охраны труда а также безопасности в чрезвычайных ситуациях для данного предприятия.

Ключевые слова: система электроснабжения, трансформаторная подстанция, АСКУЭ.

Рисунков - 17

таблиц - 27

библиографов - 39

ВСТУП

Актуальність теми. Оптимальне функціонування підприємства в значній мірі залежить від вірного вибору та синтезу системи електропостачання конкретного підприємства. Тому актуальним є обґрунтування вибору раціональних систем живлення, сучасного електричного обладнання, провідниково-кабельної продукції, підвищення параметрів надійності електропостачання, поліпшення використання існуючих електричних мереж, зниження втрат активної складової енергії, уніфікація та індустріалізація побудови нових об'єктів.

Головним завданням і принципом дії системи контролю електроенергії є збір інформації по всіх споживачах електроенергії, що складається в цій системі, по напрузі а також потужності. Потім система АСКОЕ обробляє отримані свідчення витрати, і на їх основі дає результат у вигляді звіту. В обов'язковому порядку система виконує аналіз роботи і прогнозування дійсної ситуацій на майбутні періоди. Основним моментом є розрахунок фінансових параметрів і отримання вартості за витрачену електроенергію. Обсяг здійснених системою АСКОЕ визначень основних параметрів для споживаної потужності дає змогу покращити ефективність стану електроспоживання.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення якості електропостачання ТОВ «САРМАТ». Провести аналіз системи електропостачання діючого підприємства на базі існуючих методик розрахунку, при цьому здійснити розрахунки зовнішньої та внутрішньої електромережі, електричних навантажень, здійснити вибір електрообладнання та розрахувати місце встановлення трансформаторних підстанцій, розрахувати компенсацію реактивної потужності.

Основними задачами при проектуванні системи електропостачання являються задачі:

- оптимізації шляхом вибору напруги, визначення електричних навантажень, дотримуючись вимог щодо надійності системи електропостачання;

- задачі оптимального вибору кількості і потужності трансформаторів, засобів для компенсації реактивної потужності.

Об'єкт дослідження – процес підвищення якості електропостачання за рахунок використання автоматизації обліку електроенергії.

Предмет дослідження – система електропостачання ТОВ «САРМАТ».

Методи досліджень. У магістерській роботі застосовуються загально прийняті методи розрахунку.

Наукова новизна. Запропоновано подальший розвиток проектування системи електропостачання для розвитку підприємства ТОВ «САРМАТ».

Практична цінність. Розроблені моделі можуть використовуватись в процесі реального проектування ЕПС споживачів електроенергії.

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи. Головні теоретичні засади й найбільш вагомні практичні результати роботи було апробовано на науково-технічній конференції професорського та викладацького складу студентів та співробітників університету за участю фахівців науково-технічних підприємств міста Вінниці та нашого регіону у 2019 р. За результатами є опубліковано тези доповідей [39].

1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПІДПРИЄМСТВА ТА НАПРЯМІВ ДОСЯГНЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Характеристики технологічного процесу підприємства

ТОВ «Сармат» - одне з наймолодших підприємств України, яке було побудовано на самому розпаді СРСР. В експлуатацію він був введений у 1989-90 роках. Створювався завод для вироблення аналогів закордонного обладнання, про що і свідчила його стара назва «Аналог». Для цієї мети на «Аналозі» поставили нове високотехнологічне закордонне обладнання (Швейцарія, Японія), а персонал проходив серйозний відбір. В теперішній час підприємство приватизоване. В процесі приватизації брав участь російський а також болгарський капітал. Маючи такий технічний а також інтелектуальний потенціал, та висококваліфікований персонал, підприємство може дати відповідь на найскладніші технічні задачі.

В сучасний час ПАТ «Сармат» займається виготовленням атракціонів а також товарів народного споживання таких як от: пластмасова тара, теплові лічильники, плomba пластмасова, пляшка з поліетилену, банка з жерсті та інше.

Всі цехи заводу, продукція яких іде на базове виробництво, пов'язані між собою одним технологічним процесом. Металічні труби та швелери, з котрих виготовляються атракціони, зі складу доставляються у інструментальний та координатно-розточний цехи, де розтинаються до потрібних розмірів і зварюються. В термічному відділенні заводу виконується закалка деталей. В механозбиральному цеху деякі деталі спеціально закріплюються на збиральному майданчику, проводиться збірка та зварювання деталей у готову продукцію. Після цього атракціони ретельно піддається перевірці та випробовуються, а потім його демонтують і потрапляє на склад готової продукції для майбутньої реалізації.

Для випуску цієї продукції на заводі є цехи і дільниці: заготівельна дільниця, цех токарний, дільниця термічна, дільниця координатно – розточна, дільниця збірки, дільниця шліфувальна, дільниця фрезерна та інші.

Збірка готової вежі для вільного падіння передує такий технологічний процес. На заготівельній дільниці, на пило відрізних верстатах, шляхом газозварювання

відрізають заготовля деталей виконуються на комбінованих спеціальних ножицях НВ 52-22 рубання листового металу.

Після цього в токарному цеху із заготовки виготовляють елементи, в термічному цеху виконують закалювання деталей. Операції по доведенню деталей до кінцевих розмірів здійснюється в координатно-розточної дільниці.

Механічний цех є по суті базовим цехом, який виробляє головну продукцію. Усі ключові матеріали зокрема: листовий метал, струмоведучі елементи, радіодеталі надходять до механічного цеху за допомогою кран-балок, пресових машин, свердлильних та токарних станків та верстатів для виготовлених корпусів продукції. Останнім етапом випуску продукції є її перевірка а також налагодження. Пройшовши усі необхідні перевірки на відповідність до діючих норм продукція демонтується і потрапляє на склад з готовою продукцією для майбутньої її реалізації.

На фрезерній дільниці здійснюється механічна обробка плоских поверхонь, деталей з зубами, сталевих та металевих фурнітур і т.п.

В шліфувальній дільниці здійснюється шліфування деталей, а також заготовок, різної площини та конфігурації, матеріалів з деякими отворами; обробки зовнішніх поверхонь, або деталей типу тор.

Шліфувальна дільниця служить для шліфування матеріалів а саме для обробки різних елементів площин; для обробки спеціальних заготовок, що мають вісь обертання по зовнішній поверхні; для обробки внутрішніх отворів деталей; для обробки зовнішніх поверхонь тіл для обертання, які мають більшу в порівнянні з діаметром довжину, або заготовок типу кільце. В токарному цеху виконується обробка шляхом різання (тобто точінням) з різних матеріалів та композитів у формі тіл обертання.

1.2 Відомості про електричні навантаження підприємства

Споживачі заводу належать до II та третьої категорії надійності електроспоживання [1]. Приналежність кожного з об'єктів підприємства до певної категорії відповідно до надійності електропостачання наведено в таблиці 1.

До другої категорії належать: корпуси 1; виробничо-побутовий корпус; корпус адміністративний; енергетичний корпус – дані споживачі електроенергії являються ключовими для виробництва, в результаті потрібно не допустити перебоїв в електропостачанні. Для цього необхідно реалізувати живлення підприємства від двох незалежних, таких, що взаємно резервуючих джерел живлення підприємства електроенергією. Резервне живлення буде задіяне автоматично протягом часу, який допустимий для здійснення перерв в електропостачанні.

До третьої категорії належать приміщення складські, а також ангари та приміщення побутові. Для живлення останніх достатньо одного джерела живлення за такої умови, коли на ремонт та відновлення електропостачання потрібно менше однієї доби.

ПАТ «Сармат» живиться від силової підстанції «Промислова» 110/35/10 кВ.

Генеральний план підприємства подано на рисунку 1.1, дані про потужності корпусів підприємства наведено в таблиці 1.1. Відстань від підстанції енергосистеми до підприємства становить 1,5 км. Величина потужності КЗ на рівні 10 кВ рівна $S_{кз}=50$ МВА. Величина зазначеної реактивної потужності $Q_{вх}=502$ квар. Час використання максимального навантаження підприємством $T_m=3000$ год/рік. Час максимальних втрат дорівнює $\tau_m=1573,84$ год/рік. Тариф за спожиту активну електроенергію $t=2,34775$ грн/кВт*год.

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження компанії

№	Найменування	$P_{н}$, кВт
1	Корпус перший	1170
2	Виробничо-побутовий корпус другий	546
3	Корпус лабораторний №3	660
4	Корпус виробничий №4	528
5	Склад ОК СА	12
6	ПТО для автомобілів	24
7	Їдальня підприємства	42
8	КПП	25
9	Ангар	18
10	Склад імпортих частин	18
11	Склад ОМТС	12
12	Корпус адміністративний	102

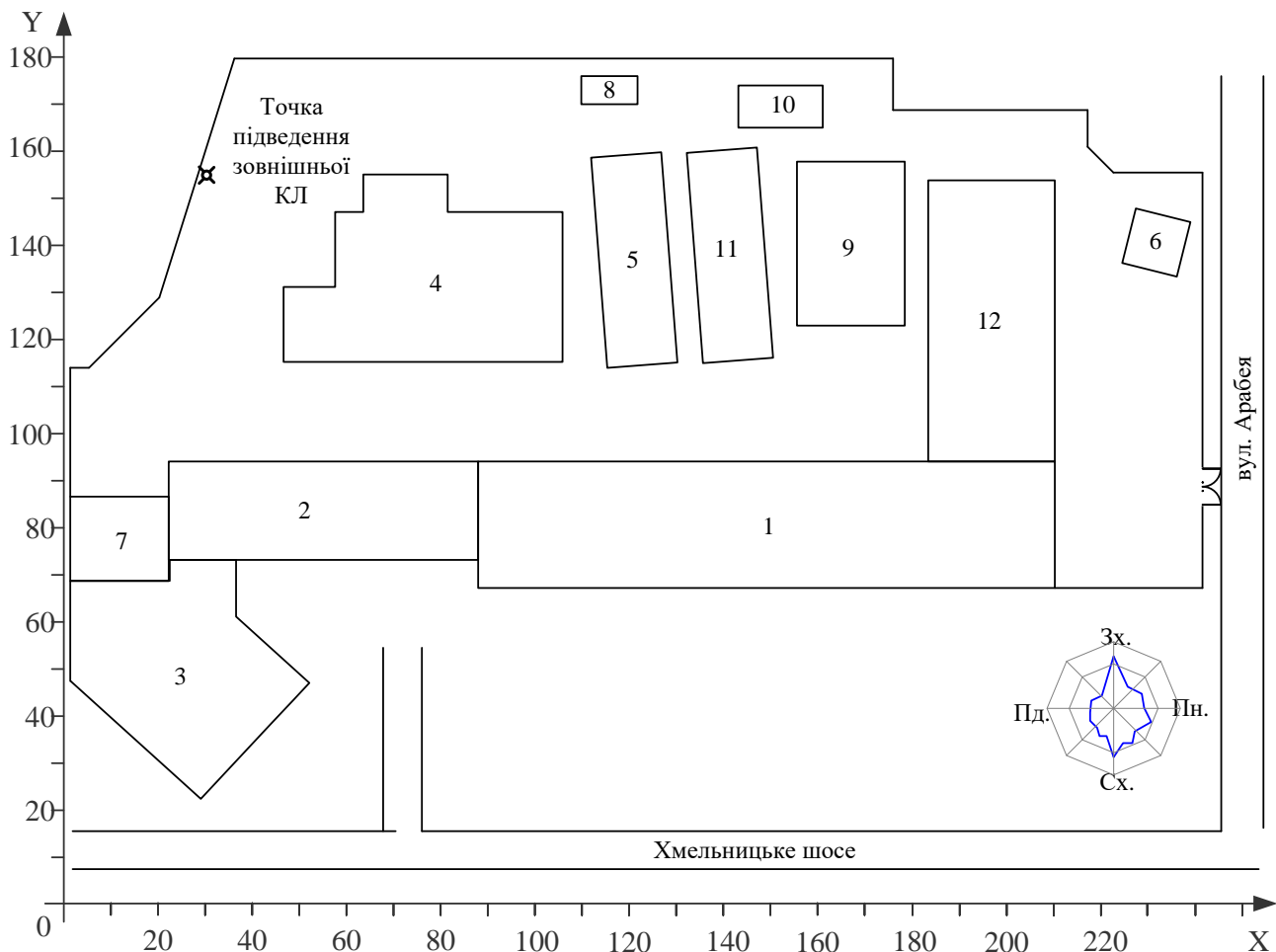


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства

1.3 Аналіз автоматичних системи комерційного обліку електроенергії

АСКОЕ є сукупністю взаємопов'язаних складових програмного, інформаційного а також технічного забезпечення системи, яка розробляється, виробляється та постачається з необхідною документацією щодо експлуатації, як продукція для виробничо-технічного призначення [29].

АСКОЕ повинна бути відповідною вимогам норм та правил документів, що регламентують створення та впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії:

- «Інструкція про порядок комерційного обліку щодо електричної енергії», 2003 р.;
- «Технічні та організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку для електричної енергії на об'єктах ДПНЕК «Укренерго». 2004р.

АСКОЕ, що розробляється повинна задовольняти вимоги нормативних документів, таких як ГОСТ, ДСТУ а також РД, що діють в Україні і які визначають норми а також правила створення автоматизованих систем [28].

АСКОЕ, яка розробляється, повинна відповідати вимогам документів ПУЕ та ПБЕ, а також ДНАОП в частині:

- обладнання для електроустановок;
- забезпечення електричної а також пожежної безпеки;
- заходів охорони праці.

АСКОЕ, яка проектується, повинна відповідати принципами (відповідно до вимог документу РД 50-680):

- системності;
- розвитку (тобто відкритості);
- сумісності;
- стандартизації (тобто уніфікації);
- ефективності.

АСКОЕ має забезпечити, відповідно до вимог такого документу «Інструкція про порядок комерційного обліку для електричної енергії», слідуочий порядок автоматичного зняття показань лічильників для розрахункового обліку:

- відповідно з періодом інтеграції, що встановлює ОРЕ;
- в кінці доби для звіту (станом на 24 годину для звітної доби);
- кожного місяця.

АСКОЕ повинна реалізувати автоматичне зняття показників лічильників електроенергії для технічного обліку.

Діагностування системи повинно здійснюватися:

- програмно-технічними елементами АСКОВЕ – автоматично під час виконання останніми функцій, передбачених ТЗ;
- користувачем (оператором) – автоматизовано з АРМ.

Режим роботи АСКОВЕ – цілодобовий безперервний з урахуванням виконання технічного обслуговування [30].

Перерви у роботі окремих компонентів системи передбачаються для виконання робіт з технічного обслуговування а також ремонту за умови, що такі перерви не вплинуть на кількість а також якість виконання автоматизованих функцій системи.

Роботи по впровадженню системи здійснює окрема підрядна організація (далі по цьому тексту використовується «Підрядна організація»).

Підрядна організація, що запроваджує систему, реалізує постачання технічних та програмних засобів АСКОЕ в об'ємі комплекту поставки, що визначений в ТЗ.

Висновки. В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи здійснено аналіз характеристик технологічних процесів вказаного підприємства. Наведено відомості про параметри електричних навантажень підприємства. Проведено аналіз автоматичних систем для комерційного обліку електричної енергії.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Розрахунок електричних навантажень підприємства

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи буде здійснено автоматизований розрахунок електричних навантажень для кожного цеху а також підприємства в цілому з використанням методів коефіцієнта використання k_v а також коефіцієнта попиту k_n [12].

Використовуючи наведені нижче формули здійснимо розрахунки навантажень цехів та підприємства. Результати усіх розрахунків наведені на рисунку 2.1 в табличній формі.

Коефіцієнт реактивної потужності:

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \operatorname{tg}(\arg \cos(\varphi)). \quad (2.1)$$

Розрахункова активна потужність для приладів освітлення:

$$P_{po} = F \cdot k_{по} \cdot k_{пра} \cdot P_{пито}. \quad (2.2)$$

Розрахункова реактивна потужність для приладів освітлення:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_o), \quad (2.3)$$

де $\operatorname{tg}(\varphi_o)$ - для приладів освітлення коефіцієнт реактивної потужності.

Середнє значення активної потужності:

$$P_c = k_v \cdot P_n + P_{po}. \quad (2.4)$$

Середнє значення для реактивної потужності:

$$Q_c = k_v \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}. \quad (2.5)$$

Середнє значення для повної потужності:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}. \quad (2.6)$$

Середнє значення струму:

$$I_c = \frac{S_c}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (2.7)$$

Розрахункове значення активної потужності:

$$P_p = k_{\pi} \cdot P_H + P_{po}. \quad (2.8)$$

Розрахункове значення реактивної потужності:

$$Q_p = k_{\pi} \cdot P_H \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}. \quad (2.9)$$

Розрахункове значення повної потужності:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.10)$$

Розрахункове значення струму:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (2.11)$$

Питоме значення густини навантажень цеху:

$$\rho = \frac{S_p}{F}. \quad (2.12)$$

Сумарне значення середньої активної потужності підприємства в цілому:

$$P_{c\Sigma} = \sum_1^N P_c, \quad (2.13)$$

де N – кількість цехів.

Сумарне середнє значення реактивної потужності підприємства в цілому:

$$Q_{c\Sigma} = \sum_1^N Q_c. \quad (2.14)$$

Сумарна середня повна потужність підприємства в цілому:

$$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}. \quad (2.15)$$

Сумарне розрахункове значення активної потужності освітлення для підприємства в цілому:

$$P_{po\Sigma} = \sum_1^N P_{po}. \quad (2.16)$$

Сумарне розрахункове значення реактивної потужності освітлення підприємства в цілому:

$$Q_{po\Sigma} = \sum_1^N Q_{po} \cdot \quad (2.17)$$

Сумарне розрахункове значення активної потужності підприємства в цілому:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N k_{п} \cdot P_{п} + P_{po\Sigma} \cdot \quad (2.18)$$

Сумарне розрахункове значення реактивної потужності підприємства в цілому:

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N P_{п} \cdot K_{п} \cdot tg + Q_{po\Sigma} \cdot \quad (2.19)$$

Сумарне розрахункове значення повної потужності підприємства в цілому:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \cdot \quad (2.20)$$

Сумарне значення питомої густини навантажень підприємства в цілому:

$$\rho_{\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{F_{\Sigma}} \quad (2.21)$$

Усі виконані результати розрахунку подані на рисунку 2.1 в табличній формі. Дана таблична форма реалізує розрахунок середніх а також розрахункових навантажень цехів, і заводу в цілому [12]. Для заводу значення середньої потужності становило $S_{c\Sigma}=2182,23$ кВА, значення розрахункової потужності, з урахуванням коефіцієнта одночасності, стало $S_{p\Sigma}=2296,57$ кВА.

2.2 Оптимізація кількості, потужності та місця розташування цехових ТП

Для проектування заводських цехових трансформаторних ТП (ЦТП) необхідно здійснити наступні вимоги [12]:

- основним показником ефективності для оптимальних трансформаторів мають бути річні приведені витрати;

- кількість стандартних потужностей для трансформаторів максимум три;

Для вибору оптимальних потужностей для трансформаторів формуємо табличну форму (рисунок 2.2).

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	Світло			L	M	N	Середні наван-			Розрах. наван-			U	V
											Кп	Кв	Клп0				Клп0	Рплг, Вт/м ²	Кпра	tg0	Qm0, квар	Рр0, кВт		
2	№	Цех	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	р0, кВА/м ²	
4	1	Корпус №1	1170	0,65	1,17	0,45	0,41	3321	0,95	0,02	1,3	0,48	39,37	82,03	561,73	600,21	822,06	608,53	654,92	894,00	1358,29	0,27		
5	2	Виробничо-побутовий корпус 2	546	0,7	1,02	0,45	0,4	1386	0,95	0,016	1,1	0,48	11,12	23,17	241,57	233,94	336,28	268,87	261,79	375,27	570,16	0,27		
6	3	Лабораторний корпус №3	660	0,75	0,88	0,55	0,5	1569	0,95	0,016	1,1	0,48	12,59	26,23	356,23	303,62	468,07	389,23	332,73	512,07	778,00	0,33		
7	4	Виробничий корпус №4	528	0,75	0,88	0,55	0,48	1872	0,95	0,016	1,1	0,48	15,02	31,30	284,74	238,54	371,45	321,70	271,13	420,72	639,21	0,22		
8	5	Склад ОКСА	12	0,75	0,88	0,5	0,46	675	0,8	0,015	1,2	0,48	4,67	9,72	15,24	9,53	17,98	15,72	9,96	18,61	28,27	0,03		
9	6	ПТО автомобілів	24	0,65	1,17	0,35	0,29	144	0,8	0,012	1,2	0,48	0,80	1,66	8,62	8,93	12,41	10,06	10,62	14,63	22,22	0,10		
10	7	Ідальня	42	0,65	1,17	0,4	0,36	378	0,8	0,012	1,2	0,48	2,09	4,35	19,47	19,77	27,75	21,15	21,73	30,33	46,08	0,08		
11	8	КПП	25	0,7	1,02	0,35	0,3	72	0,8	0,012	1,2	0,48	0,40	0,83	8,33	8,05	11,58	9,58	9,32	13,37	20,31	0,19		
12	9	Ангар	18	0,8	0,75	0,4	0,34	805	0,8	0,012	1,2	0,48	4,45	9,27	15,39	9,04	17,85	16,47	9,85	19,19	29,16	0,02		
13	10	Склад імпорتنх частин	18	0,65	1,17	0,55	0,5	162	0,8	0,012	1,2	0,48	0,90	1,87	10,87	11,42	15,76	11,77	12,47	17,14	26,05	0,11		
14	11	Склад ОМТС	12	0,7	1,02	0,35	0,31	675	0,85	0,016	1,1	0,48	4,85	10,10	13,82	8,64	16,30	14,30	9,13	16,97	25,78	0,03		
15	12	Адміністративний корпус	102	0,7	1,02	0,35	0,3	1620	0,9	0,016	1,1	0,48	12,32	25,66	56,26	43,54	71,14	61,36	48,74	78,36	119,06	0,05		
16		Всього по підприємству	3157					12679					108,57	226,20	1592,28	1495,22	2184,27	1672,62	1575,20	2297,59	3490,83	0,18		

Рисунок 2.1 - Розрахунок навантаження підприємства

Для оптимального розподілу цехів підприємства між трансформаторами використаємо величину для питомої густини навантаження на території заводу.

Так як дане підприємство належить до другої категорії по надійності електропостачання, то живлення ЦТП виконуємо двотрансформаторними підстанціями.

Оптимальних вибір потужності ТП здійснено автоматично, на базі вхідних даних для заводу. Результатом розрахунку є оптимальна потужність трансформаторів для яких задовольняються умови по мінімальним річним приведеним затратам на встановлення, функціонування та експлуатацію.

Згідно ПУЕ [1] число трансформаторів ЦТП має нормуватися категорією надійності електропостачання для підприємства. Потужності обраних трансформаторів мають бути такими, щоб забезпечувати роботу всіх цехів в післяварійному режимі роботи ЦТП.

На рисунку 2.2 наведена таблична форма стосовно розподілення цехів підприємства між ТП з урахуванням особливостей для споживачів підприємства.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	№ 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	2	Виробничо-побутовий корпус 2	268,874	261,788	375,268	241,574	233,936	336,280
3		3	Лабораторний корпус №3	389,234	332,728	512,065	356,234	303,625	468,071
4		4	Виробничий корпус №4	321,700	271,133	420,718	284,740	238,537	371,452
5		7	Ідальня	21,155	21,732	30,328	19,475	19,767	27,749
6			Всього по ТП1		1000,962	887,380	1337,673	902,022	795,865
7	ТП2	1	Корпус №1	608,529	654,920	893,996	561,729	600,205	822,062
8		5	Склад ОКСА	15,720	9,957	18,608	15,240	9,534	17,976
9		6	ПТО автомобілів	10,059	10,617	14,625	8,619	8,933	12,413
10		8	КПП	9,579	9,325	13,369	8,329	8,050	11,583
11		9	Ангар	16,474	9,851	19,194	15,394	9,041	17,852
12		10	Склад імпортованих частин	11,766	12,470	17,145	10,866	11,418	15,762
13		11	Склад ОМТС	14,298	9,132	16,965	13,818	8,642	16,298
14		12	Адміністративний корпус	61,361	48,738	78,362	56,261	43,535	71,138
15		Всього по ТП2		747,786	765,011	1069,778	690,256	699,359	982,627

Рисунок 2.2 - Розподіл цехів заводу між ЦТП

Даними для виконання такої задачі вибору оптимальної потужності для ТП виступили наступні параметри електропостачання:

- 1) нормативний коефіцієнт щодо ефективності капіталовкладень в ТП, $E_c=0,1$;
- 2) коефіцієнт, що характеризує відрахування на амортизацію в ТП, $E_a=0,066$;

3) коефіцієнт навантаження для нормального режиму.

4) коефіцієнт навантаження для післяаварійного режиму;

Максимально нормована температура для післяаварійного режиму приходить на літній період для Вінницької області становить $\approx 30^\circ\text{C}$;

Коефіцієнт навантаження для запропонованої двотрансформаторної ТП в післяаварійному режимі дорівнює $k_{\text{па}}=1,3$ [2], який дані взято із таблиці Н1 ГОСТ 14209-97.

5) в післяаварійному режимі, допускається відключити 10% навантаження, тому доля навантаження у режимі післяаварійному складе 90% - відповідно коефіцієнт $k_{\text{ппа}}=0,9$.

За допомогою вище наведених даних реалізована математична модель у табличній формі яка здійснює автоматизований розрахунок заводських оптимальних потужностей ЦТП. Керована змінна являється потужність ТП - S_T , а показник ефективності – річні приведені витрати Z для експлуатації ТП.

$$Z(S_T) = B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}}) + B_B(S_{\text{ТП}}), \quad (2.22)$$

де $B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}})$ - приведена річна вартість для капіталовкладень в ТП;

$B_B(S_{\text{ТП}})$ - вартість втрат спожитої електроенергії протягом року.

$$B_{\text{ТП}}(S_{\text{ТП}}) = (E_a + E_e) \cdot k_{\text{ТП}}(S_T, k_T), \quad (2.23)$$

де $k_{\text{ТП}}(S_T, k_T)$ – капіталовкладення в ТП, що залежить від їх кількості а також потужності.

$$B_B(S_T) = [\Delta P_{\text{XX}}(S_T) + \Delta P_{\text{КЗ}}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.24)$$

де $\Delta P_{\text{XX}}(S_T)$ – активні втрати (XX) в трансформаторах (холостого ходу);

$\Delta P_{\text{КЗ}}(S_T)$ – активні втрати в трансформаторах (короткого замикання);

k_3 - коефіцієнт завантаження для трансформатора;

B_0 - питома вартість втрат спожитої електричної енергії.

Отже, враховуючи вище вказані формули запишемо:

$$3(S_T) = (E_a + E_c) \cdot k_{ТП} (S_T, k_T) + \left[\Delta P_{XX} (S_T) + \Delta P_{КЗ} (S_T) \cdot k_3^2 \right] \cdot k_T \cdot B_0 \quad (2.25)$$

Найкращим варіантом для даної задачі є потужність трансформаторів для котрих величина приведених затрат протягом року буде мінімальною із можливих.

При виконанні пошуку (автоматизованого) оптимального варіанту на керовану зміну накладаються такі обмеження:

$$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТП} \quad (2.26)$$

$$k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{па} \geq S_{ТП} \cdot k_{ппа} \quad (2.27)$$

Втрати протягом року активної потужності в наших трансформаторах:

$$\Delta P_{тр} = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2 \quad (2.28)$$

Втрати протягом року реактивної потужності в наших трансформаторах:

$$\Delta Q_{тр} = n \cdot \frac{I_{XX}}{100} \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2 \quad (2.29)$$

На рисунку 2.3, 2.4 представлені математичні моделі в табличній формі для реалізації автоматизованого вибору оптимальної потужності ТП, котрими стали трансформатори потужністю 2х1000кВА.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	Вибір оптимальної потужності ТПІ за мінімумом затрат															
2	Дані нормального режиму															
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	1337,67				
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	1202,93				
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										kппа=	0,8				
10	Економічні характеристики															
11	Цінова вартість втрат, грн/кВт										Vo=	3681,42				
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1				
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036				
14																
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPxx, кВт	Kп, тис. грн.	E*K, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
15																
16		63	1,28	0,24	215,505	29,3087	288,535	0,48	289,015	1063,99	---		---	---	---	
17		100	1,97	0,33	228,848	31,1233	176,253	0,66	176,913	651,29	---		---	---	---	
18		160	3,1	0,51	246,263	33,4917	108,341	1,02	109,361	402,602	---		---	---	---	
19		250	4,2	0,74	268,785	36,5548	60,1228	1,48	61,6028	226,786	---		---	---	---	
20		400	5,9	0,95	322,605	43,8743	32,9915	1,9	34,8915	128,45	---		---	---	---	
21		630	8,5	1,31	358,943	48,8162	19,1605	2,62	21,7805	80,1833	---		---	+	---	
22	V	1000	10,5	2,1	423,518	57,5984	9,39418	4,2	13,5942	50,0459	107,644	V	+	+	+	
23		1600	18	2,8	526,5	71,604	6,29075	5,6	11,8907	43,7748	115,379		+	+	+	
24		2500	23,5	3,85	602,393	81,9254	3,36401	7,7	11,064	40,7313	122,657		+	+	+	
25											Змін=					
26											107,644					
											St*=				1000	

Рисунок 2.3 – Вибір потужності для ТПІ

	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=	1069,78			
4	Середня потужність ТП, кВА											Sc=	982,627			
5	Кількість трансформаторів											kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі											kn=	1			
7	Дані післяаварійного режиму															
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі											kpa=	1,3			
9	Доля навантаження в п.а. режимі											knpa=	0,8			
10	Економічні характеристики															
11	Питома вартість втрат, грн/кВт											Vo=	3681,42			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень											Ee=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію											Ea=	0,036			
14																
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2	
15																
16		63	1,28	0,24	215,505	29,3087	184,538	0,48	185,018	681,13	---		---	---	---	
17		100	1,97	0,33	228,848	31,1233	112,726	0,66	113,386	417,421	---		---	---	---	
18		160	3,1	0,51	246,263	33,4917	69,2914	1,02	70,3114	258,846	---		---	---	---	
19		250	4,2	0,74	268,785	36,5548	38,4527	1,48	39,9327	147,009	---		---	---	---	
20		400	5,9	0,95	322,605	43,8743	21,1003	1,9	23,0003	84,6739	---		---	---	---	
21		630	8,5	1,31	358,943	48,8162	12,2545	2,62	14,8745	54,7593	---		---	+	---	
22	V	1000	10,5	2,1	423,518	57,5984	6,00824	4,2	10,2082	37,5808	95,1792	V	+	+	+	
23		1600	18	2,8	526,5	71,604	4,02337	5,6	9,62337	35,4277	107,032		+	+	+	
24		2500	23,5	3,85	602,393	81,9254	2,15152	7,7	9,85152	36,2676	118,193		+	+	+	
25										Змін=	95,1792					
26										Опт. Пот. Трансформатора	St*=	1000				

Рисунок 2.4 – Вибір потужності для ТП2

2.3 Визначення оптимального перерізу ліній живлення

Підприємство споживає електричну енергію з використанням кабельної лінії, що має довжину 1500 м і напругою 10 кВ від силової підстанції 110/10.

Для заводу оптимальною буде радіальна схема для живлення цехових ТП, так як територіально ЦРП встановлено в різних напрямках від оптимального місця розміщення ЦРП.

Конструктивно заводські мережі заводу виконані кабелями, що прокладені в траншеях.

За державними нормами все електрообладнання має бути обране за відповідністю номінальних значень напруги а також струму розрахунковим, а також пройти перевірку на тривалу роботу в таких режимах, як нормальних, аварійних а також післяаварійних.

ЦРП підприємства буде споживати потужність за допомогою броньованого кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену. Кабель в ПВХ оболонці типу АПвЭБВ-

10. Будуть прокладені в землі “трикутником”. Переріз кабелю вибрано по значенню допустимого струму.

Виконаємо перевірку на дію розрахункового струму на вибраний кабель що живить ЦРП:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}} ; \quad (2.30)$$

$$132,65 \text{ (A)} \leq 1,03 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,99 \cdot 0,97 \cdot 240 = 237,38 \text{ (A)}$$

де k_1 - поправочний коефіцієнт (ПК) для врахування впливу температури зовнішнього середовища в які прокладено кабель;

k_2 - Попр. К який враховує глибину для прокладання кабелю в ґрунті;

k_3 - Попр. К який враховує вплив теплового опору ґрунту;

k_4 - Попр. К який враховує відстань між трьома фазами кабелів;

k_5 - Попр. К який враховує вплив від прокладених поруч інших кабельних ліній;

k_6 - Попр. К який враховує допоміжну кабельну оболонку (канава, труба, тощо).

Отже ЦРП буде споживати потужність за допомогою кабелів АПвЭБВ-10 перерізом $3 \times 95 \text{ мм}^2$. Для них значення допустимого тривалого струму дорівнює $I_{\text{допустиме}} = 240 \text{ А}$ [26]. Для інших споживачів підприємства вибір кабелів виконаємо аналогічним чином, а результати наведемо в таблиці 2.1.

Автоматичні вакуумні вимикачі силові високовольтні вибирають за номінальною напругою установки та також допустимим розрахунковим значення струму, та здійснюють перевірку для їх роботи в аварійному режимі роботи установки.

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.мережі}} , \quad (2.31)$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{мах}} , \quad (2.32)$$

Визначимо $I_{\text{мах}}$ для нормального а також післяаварійного режиму:

а) ТП №1:

$$I_p = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1337,673}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 38,6 \text{ (А)},$$

а) ТП №2:

$$I_p = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1069,778}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 30,88 \text{ (А)},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75 \text{ (А)},$$

Для захисту шин ЦРП а також трансформаторних підстанцій на стороні 10 кВ будуть використані силові автоматичні вакуумні вимикачі типу ВБЭ-М-10-20/630. Для всіх приєднань номінальний струм АВ рівний $I_{\text{НОМ.В}} = 630 \text{ А}$. Час спрацювання вимкнення вимикача рівний 0,075 с.

Таблиця 2.1 Вибір високовольтного обладнання СЕП

Лінія	I_p , А	$I_{\text{па}}$, А	Вимикач	$I_{\text{ном}}$, А	Провідник	S, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
С-ЦРП	66,3	132,65	ВБЭ-М-10-20/630 УЗ	630	АПвЭБВ-10	3×95	240
ЦРП-ТП-1	38,6	77,2	ВБЭ-М-10-20/630 УЗ	630	АПвЭБВ-10	3×35	119
ЦРП-ТП-2	30,88	75	ВБЭ-М-10-20/630 УЗ	630	АПвЭБВ-10	3×35	119

2.4 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП

В даному підрозділі МКР буде виконано розрахунок координат оптимального розміщення ЦРП на території заводу. Основним критерієм для вибору є приведені затрати на експлуатацію ЦРП протягом року. ЦРП необхідно буде встановити на вільній від інших споруд а також доріг території підприємства.

Електричний центр мережі (ЕЦМ) – це координати на генплані, яким відповідають оптимальні (мінімальні) сумарні зведені затрати в мережу протягом року.

Оскільки ЦРП підприємства заживлені через ЦРП тому доцільно встановлювати ЦРП якомога ближче до ЕЦМ.

Обмеження які накладаються на керовані змінні в нашій задачі рівні: $x_{\min} \leq x_0 \leq x_{\max}$; $y_{\min} \leq y_0 \leq y_{\max}$, де x_{\min} , x_{\max} - мінімальна та також максимальна координата території підприємства по осі X; y_{\min} , y_{\max} - мінімальна а також максимальна координата території підприємства по осі Y на генплані.

Найбільш ефективними будуть координати, що відповідатимуть мінімальним витратам в системі електропостачання протягом року.

Математична модель для реалізації даної задачі зводиться до:

$$\begin{aligned} Z(x_0, y_0) = & \left[(E_c + E_{аж}) \cdot (a_{ж} + K_0(F_{ж})) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F_{ж}) \cdot B_0 \right] \cdot k_{ж} \cdot L_{ж} + \\ & + \sum_{i=1}^n \left[(E_c + E_a) \cdot (a + K_0(F_i)) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F_i) \cdot B_0 \cdot k_i \right] \cdot L_i \rightarrow \min, \end{aligned} \quad (2.33)$$

$$\begin{aligned} X_{\min} & \leq X_0 \leq X_{\max}, \\ Y_{\min} & \leq Y_0 \leq Y_{\max}. \end{aligned}$$

де $Z(x_0, y_0)$ - зведені витрати протягом календарного року;

$K_0(F_i)$ - питома вартість КЛ з перерізом F_i ;

I – для окремої лінії живлення допустимий струм;

B_0 - питома вартість величини втрат активної потужності грн/кВт;

E_a - коефіцієнт на відрахування на амортизацію;

E_c - коефіцієнт щодо ефективності капіталовкладень;

$k_{ж}$ - кількість діючих КЛ;

k_i - кількість КЛ для з'єднання ЦРП а також і-тої ТП;

$F_{ж}$ - переріз діючих КЛ;

F_i - переріз і-тої діючої КЛ;

a – складова питомої вартості діючої КЛ на 1км, що не залежить від перерізу;

$a_{ж}$ - складова питомої вартості для живлячої КЛ на 1км;

$L_{ж}$ - довжина живлячої для лінії км;

L_i - довжина для і-тої розподільної лінії;

Довжина лінії живлення визначається за такими формулами:

$$L_i = \sqrt{(X_0 - X)^2 + (Y_0 - Y)^2} - \text{по евклідовій метриці мережі};$$

$L_i = |X_0 - X| + |Y_0 - Y|$ - по неевклідовій метриці мережі.

$X_{\min}; Y_{\min}$ - мінімальні координати об'єктів на генплані, за якими не можна розташувати ЦМ по осям X та Y відповідно;

$X_{\max}; Y_{\max}$ - максимальні координати на генплані, за котрими не можна розташувати центр мережі по осі відповідно X та Y ;

На рисунку 2.5 наведена таблична форма в котрій автоматизовано процес вибору ЦМ за мінімумом значень річних приведених затрат.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Технічні характеристики мережі											
2	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ									Uж=	10	
3	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)						МетрикаЖ =			НЕ		
4	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)						МетрикаР =			НЕ		
5												
6	Економічні характеристики мережі											
7	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛІ 10кВ, тис.грн/км						а=			10		
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛІ тис.грн/км						аж=			8		
9	Питома вартість втрат, грн/кВт						Во=			3681,42		
10	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень						Ее=			0,1		
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію						Еа=			4,00%		
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії						Еаж=			5,00%		
13												
14												
15	Лінії живлен	X, м	Y, м	F, мм ²	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	Ro, Ом/км	Ko, т.грн/км	L, м	З, тис. грн
16	ЖЛ	31	155	95	2	1696,42	1719,21	69,72	0,258	186,35175	70,00	3,980
17	ТП1	56	98	35	2	1014,56	969,061	40,50	0,62	83,0835	12,00	0,566
18	ТП2	143	98	35	2	757,994	827,344	32,39	0,62	83,0835	99,00	3,864
19												
20	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.										8,40967	
21	Оптимальні координати ЦЕМ, м								Xo = 44		Yo = 98	
22												
23	Координати ЦЕМ на генплані, м								Xo = 44		Yo = 98	
24	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.										8,4097	

Рисунок 2.5 – Таблична форма для визначення центру електричної мережі

Результатами автоматизованого розрахунку табличної форми є координати розміщення ЦРП для котрих забезпечуються мінімальні приведені затрати для усієї мережі заводу протягом року.

Таким чином ЦРП оптимально встановити за координатами ($x=44$ м; $y=98$ м) на генплані підприємства рисунок 2.6.

Щоб краще представити розподілення електричних навантажень на території підприємства побудуємо картограму електричних навантажень на генплані [12].

Картограма дає можливість оцінити рівномірність а також характер електричних та освітлювальних навантажень на території нашого підприємства. До того ж картограма дає змогу оцінити і ефективність щодо розміщення основних елементів СЕП.

Радіус кола навантаження цеху розраховується за наступною формулою:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Mi}}{\pi \cdot m_p}}, \quad (2.34)$$

Величина сектора для освітлювального навантаження корпусу буде рівна:

$$\alpha_i = \frac{360 \cdot P_{MOi}}{P_{Mi}}. \quad (2.35)$$

Для усіх цехів підприємства визначаємо необхідні величини для нанесення картограми навантаження на генплані. Результати наших розрахунків заносимо до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Дані для побудови картограми електричних навантажень

№	Назва цеху	P_{PO} , кВт	P_P , кВт	r , м	α_i , °
1	Корпус №1	82,03	608,53	62,3	48,5
2	Виробничо-побутовий корпус 2	23,17	268,87	41,4	31,0
3	Лабораторний корпус №3	26,23	389,23	49,8	24,3
4	Виробничий корпус №4	31,30	321,70	45,3	35,0
5	Склад ОКСА	9,72	15,72	10,0	222,6
6	ПТО автомобілів	1,66	10,06	8,0	59,4
7	Їдальня	4,35	21,15	11,6	74,1
8	КПП	0,83	9,58	7,8	31,2
9	Ангар	9,27	16,47	10,2	202,7
10	Склад імпортованих частин	1,87	11,77	8,7	57,1
11	Склад ОМТС	10,10	14,30	9,5	254,3
12	Адміністративний корпус	25,66	61,36	19,8	150,6

Генплан заводу з розміщенням ЦРП та ТП наведений на рисунку 2.6.

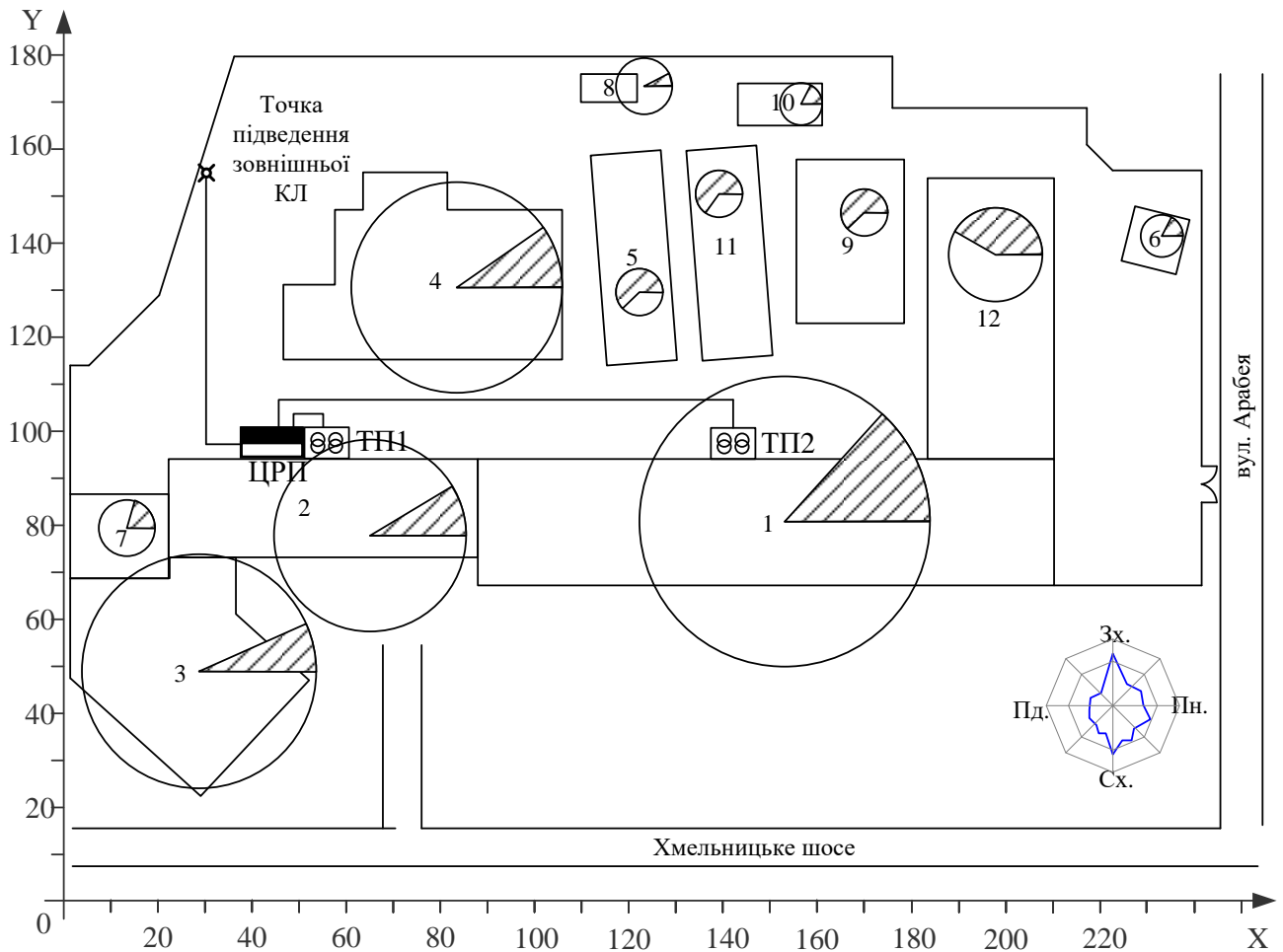


Рисунок 2.6 – Розміщення ЦРП та ЦТП

Висновки. В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проаналізовано основні елементи СЕП підприємства. Для досягнення поставленої мети було знайдено рішення наступних задач:

- розрахована оптимальна кількість а також потужність цехових ТП, та визначено оптимальне місце їх розташування що дає можливість отримати мінімальні приведені затрати на їх експлуатацію протягом року;
- для живлення ТП знайдено оптимальні кабельні лінії, здійснено їх перевірку;
- розраховано оптимальні координати встановлення ЦРП на території підприємства.

В цілому спроектована СЕП підприємства відповідає діючим нормам та є оптимальною з точки зору ефективності заводських капіталовкладень.

3 ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА ПІДПРИЄМСТВІ

3.1 Зв'язок між економічністю електропостачання і заходами з енергозбереженням

Як було вказано в п. 1.3, на економічність електропостачання здійснюють вплив заходи з енергозбереження.

Якщо здійснити аналіз виразів для втрат активної потужності в трифазній електричній мережі

$$\Delta P_{3\phi} = 3I^2 r \cdot 10^{-3} \text{ (кВт)}; \quad (3.1)$$

або

$$\Delta P_{3\phi} = (r / U^2)(P^2 + Q^2) \cdot 10^{-3} \text{ (кВт)};$$

де I – струм, який протікає по частині мережі, А;

U – лінійна напруга електричної мережі, кВ;

r – активний опір лінії, Ом;

P, Q – відповідно активна (кВт) і реактивна (квар) потужності навантаження, які передаються по електричній мережі, то стає очевидним, що для зменшення втрат активної потужності в лініях електропередачі потрібно забезпечити зниження струму, що протікає в лінії. Це зниження можливе у випадку зменшення величини активної чи реактивної потужностей електричного навантаження, що впливає з формули, що наведена нижче:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U}. \quad (3.2)$$

Один із шляхів зниження потужностей – це використання енергоефективного обладнання, що має більш високий ККД. Наприклад, застосування світлодіодних ламп замість ламп розжарювання призведе до суттєвого зниження значення струму в лініях і трансформаторах (орієнтовно в вісім раз), що, з огляду на формулу (1.1) призведе до зниження втрат електричної потужності в лініях в 64 рази.

Оскільки електрична енергія є добутком електричної потужності обладнання на час його роботи, то тоді підвищення енергоефективності підприємства вплине на зниження втрат електроенергії в її мережах. Втрати електроенергії в електромережі за період обліку, кВт·год:

$$\begin{aligned}\Delta W_C &= \Delta P_{cp} T \cdot 10^{-3}; \\ \Delta W_C &= 3K_\phi^2 I_{cp}^2 r T \cdot 10^{-3}.\end{aligned}\quad (3.3)$$

де $I_{cp} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{\sqrt{3}UT}$ – середнє значення струму;

ΔP_{cp} – середні втрати активної потужності навантаження за обліковий період, кВт;

E – тривалість періоду облікового, год;

K_ϕ – коефіцієнт форми графіка електричного навантаження по струму;

I_{cp} – середній струм, А;

W_a, W_p – відповідно витрати активної (кВт·год) а також реактивної (квар·год) електроенергії за обліковий період;

U – лінійна напруга, кВ;

$K_\phi = \sqrt{\frac{\sum I_i^2 t_i}{\sum t_i}} / \frac{\sum I_i t_i}{\sum t_i}$ – коефіцієнт який враховує форму графіка електричного

навантаження по струму, де I_i - діюче значення струму навантаження i -ї ділянки графіка, А; t_i - тривалість для i -ї ділянки графіка навантаження, год.

Значення коефіцієнта форми зростає коли є більша нерівномірність графіка. І навпаки, чим більш рівномірний графік навантаження, тим тоді коефіцієнт форми більше прямує до одиниці. Звідси випливає те, що на зниження витрат активної енергії в електричних мережах здійснює вплив вирівнювання графіка електричних навантажень. Це вирівнювання відбувається через рівномірний розподіл увімкнених електричних потужностей протягом робочої зміни (добі). Останнє може бути здійснене шляхом зміни режиму технологічного процесу, або ж при незмінності

технологічного процесу використання енергоефективного обладнання на тих ланках, де спостерігається нерівномірність.

3.2 Вибір засобів обліку і вимірювальних трансформаторів

Згідно [1] вибір а також перевірка трансформаторів струму (ТС) виконується по наступним умовам:

За номінальною електричною напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} , \quad (3.4)$$

За допустимим електричним струмом установки:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}} , \quad (3.5)$$

Встановимо ТС типу ТПЛУ – 10 100/5 [5]. Дані про технічні характеристики ТС ТПЛУ – 10 100/5 занесено в таблицю 3.1.

Таблиця 31 – Технічні характеристики та параметри ТС типу ТПЛК 10 УЗ

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальна робоча напруга, кВ	12
Номінальний вторинний струм, А	5
Номінальний первинний струм, А	100
Число вторинних обмоток, шт	3
Клас точності вторинних обмоток	
Для вимірювань	0,5
Для захисту	10Р
Номінальне навантаження вторинних обмоток	
Для вимірювань, В*А	20
Для захисту, В*А	20
Струм термічної стійкості, кА	177
Струм електродинамічної стійкості, кА	70,8

Згідно [1] вибір та перевірка трансформаторів напруги (ТН) здійснюється по наступним умовам:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{Iном}} , \quad (3.6)$$

$$U_{\text{IIном}} \geq 100 \text{ В} , \quad (3.7)$$

Отже для використання обираємо ТН типу НТМИ – 10 66/УЗ [5]. Інформація про технічні характеристики ТН НТМИ – 10 66/УЗ заносимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики ТН типу НТМИ – 10 66/УЗ

Параметр	Значення
Ном. первина напруга, В	10 000
Ном. вторина напруга, В	100
Клас точності	0,5
Ном. потужність, В*А	120
Гран. потужність, В*А	1000
Повна маса, кг	81
Кутова похибка, мін	#20
Похибка по напрузі, %	#0,5

Для здійснення енергообліку вибираємо лічильники марки Нік-2303 АРКІТ. Технічні характеристики та параметри лічильників представлені в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики Нік-2303 АРКІТ

Параметр	Значення
Клас точності вимірювання активної енергії	1,0
Клас точності вимірювання реактивної енергії	2,0
Кількість тарифів	4
Температурний діапазон	(-30 ÷ 55) °С
Номінальна напруга, В	100
Номінальний струм, А	5

Властивості:

- дають змогу виявити несанкціоновані підключення а також споживання ЕЕ з мережі (виявлення неправильних під'єднань, зворотного напрямку І, занижених і завищених напруг фаз);

- сучасна система кріплення провідників, що дає змогу надійно закріпити провідники.

Збережені величини:

- автоматичних облік електроенергію відповідно тарифу;
- створення та ведення бази даних стосовно величини, якості та інших параметрів споживаної електричної енергії;

- фіксація і запис значень енергії по тарифах а також сумарний показник на кінець місяця – до 16 місяців;
- запам'ятовування подій до 1024;
- вимкнення напруги;

3.3 Оптимальна компенсація реактивної потужності

Для виконання даної задачі реалізовано наступні припущення:

- 1) СЕП споживача є розімкненою;
- 2) відсутність передбачення заміни елементів СЕП, по котрим протікає реактивне навантаження в зв'язку з компенсацією даного навантаження;
- 3) напруга у вузлах мережі приймається приблизно однаковою і приймається рівною номінальною;
- 4) здійснення КРП буде за допомогою застосування нерегульованих установок батареї статичних конденсаторів (БСК)

Дані припущення дозволяють більш спростити математичну модель балансової задачі КРН, але вони не впливають на правильність остаточного результату її розв'язку.

Розв'язок математичної моделі зводиться до вибору значень оптимальної потужності засобів КРН у вузлах централізованого приєднання біля ТП.

Величина потужності навантаження яке необхідно скомпенсувати дорівнює різниці між споживаною реактивною потужністю а також значенням вхідної потужності а також являється відомим до рішення даної задачі. Величина затрат на компенсуючі установки є сталим значенням. Отже її доцільно не враховувати в запропонованій математичній моделі. Також не враховуємо затрати на передавання потужності по зовнішній лінії живлення, оскільки значення величини вхідної споживаної вхідної реактивної потужності є постійним $Q_{vx} = \text{const}$.

Для кращого розуміння математичної моделі балансової задачі КРП необхідно побудувати схему заміщення, що відповідає однолінійній схемі системи електропостачання рисунки 3.2 та 3.3 відповідно.

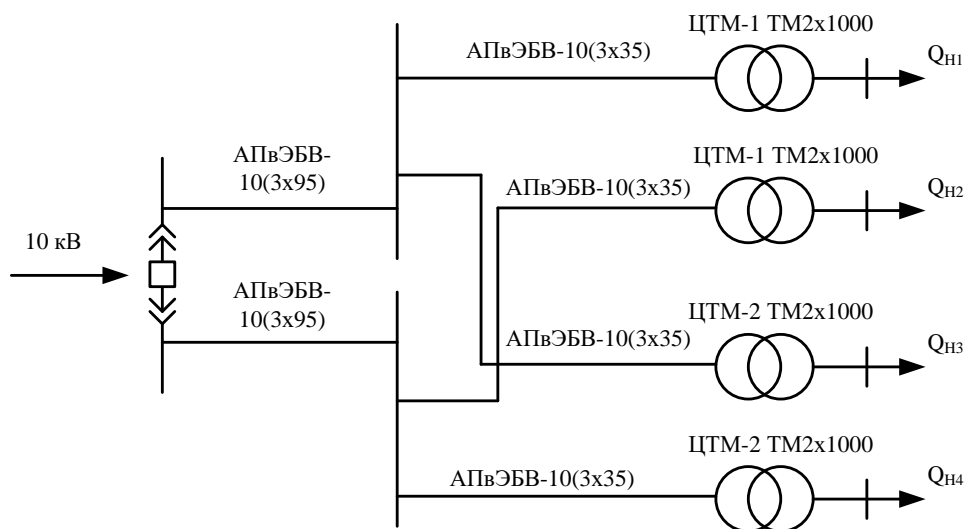


Рисунок 3.2 – Однолінійної схеми заводського електропостачання

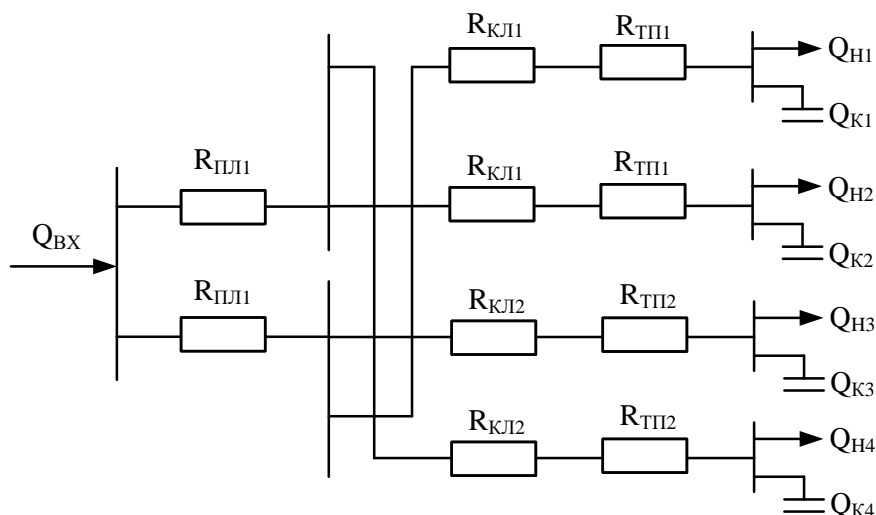


Рисунок 3.3 – Схема заміщення мережі для електропостачання підприємства

Математична модель балансової задачі для оптимальної КРН має вигляд:

$$\begin{cases} 3(Q_K) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n [(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{КЛi} + R_{Ti})] \rightarrow \min_{Q_K}; \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2, \dots, n; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - Q_{ВХ} \end{cases} \quad (3.8)$$

де B_0 – питома вартість втрат активної потужності;

U – номінальна напруга, до котрої приведені активні опори схеми заміщення;

n – кількість заводських ЦТП;

Q_{Hi} – реактивне навантаження для окремої лінії живлення i -тої ЦТП;

Q_{Ki} – потужність КУ для окремої секції шин НН i -тої ЦТП;

$R_{KLi} = r_{oKLi} \cdot L_{KLi}$ – активний опір для окремої лінії;

R_{Ti} – активний опір певного окремого трансформатора i -тої ЦТП;

Q_{BX} – вхідна реактивна електрична потужність.

Керованими змінними для вказаної математичної моделі є потужності БСК у вузлах електричного навантаження $q_k = (q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn})$.

ПЕР – приведені затрати для засобів компенсації протягом року.

Для виконання розрахунку скористаємось математичним САПРом MathCad
результат наведено на рисунку 3.4.

Вхідні дані для розрахунку

Напруга, кВ: $U := 10$

Вхідна реактивна потужність, квар: $q_{вх} := 502$

Коефіцієнт ефективності капіталовкладень $E_e := 0.1$

Коефіцієнт відрахувань на амортизацію $E_a := 0.04$

Питома вартість КУ $B_{к0} := 100$

Питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар $\Delta P_k := 4.5$

Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт $B_o := 3681.42$

Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км
 $r_{01} := 0.62$ $r_{02} := 0.62$

Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км
 $L_{кл1} := 0.012$ $L_{кл2} := 0.099$

Опори трансформаторів, Ом
 $r_{т1} := 1.05$ $r_{т2} := 1.05$

Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:
 $q_{н1} := 969.061$ $q_{н2} := 824.344$

Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:
 $q_{к1} := 100$ $q_{к2} := 100$

Довжина та питомий опір ліній живлення:
 $l_{ж} := 1.5 + 0.07 = 1.57$ $r_{ж0} := 0.258$

Опір зовнішньої лінії живлення, Ом
 $r_{ж} := l_{ж} \cdot r_{ж0} = 0.405$

Опір розподільних ліній живлення, Ом
 $r_{п1} := r_{01} \cdot L_{кл1} = 7.44 \times 10^{-3}$ $r_{п2} := r_{02} \cdot L_{кл2} = 0.061$

Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень

$$3(q_{к1}, q_{к2}) := \frac{B_o}{U^2 \cdot 1000} \left[\begin{array}{l} (q_{н1} - q_{к1})^2 \cdot \left(\frac{r_{т1} + r_{п1}}{2} \right) \dots \\ + (q_{н2} - q_{к2})^2 \cdot \left(\frac{r_{т2} + r_{п2}}{2} \right) \dots \\ + (q_{н1} + q_{н2} - q_{к1} - q_{к2})^2 \cdot \frac{r_{ж}}{2} \end{array} \right] + [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_o \cdot \Delta P_k] \cdot (q_{к1} + q_{к2})$$

Given

обмеження

$$q_{к1} \geq 0 \quad q_{к2} \geq 0$$

$$(q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2}) = q_{вх}$$

Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$$q_{к} := \text{Minimize}(3, q_{к1}, q_{к2}) = \begin{pmatrix} 711.818 \\ 579.587 \end{pmatrix}$$

Річні приведені затрати, грн

$$3(q_{к1}, q_{к2}) = 3.36 \times 10^6$$

Перевірка, квар

$$(q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2}) = 502.001 \quad q_{вх} = 502$$

Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$$q_{КУ} := \frac{q_{к}}{2} = \begin{pmatrix} 355.909 \\ 289.793 \end{pmatrix}$$

Рисунок 3.4 – Вигляд розрахунку для задачі КРН в системі MathCad

3.4 Розробка та впровадження автоматичної системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на підприємстві

Щоб виконати аналіз ефективності встановлення АСКОЕ потрібно зібрати добові та місячні графіки електричних навантажень заводу до впровадження АСКОЕ а також після [29].

Система автоматизованого контролю за відпуском а також споживанням електроенергії забезпечує достовірний облік, котрий є одночасно вигідний господарюючим суб'єктам, власникам житла, ресурсопостачальним організаціям і також державі. Удосконалення технологій обміну даними дало можливість істотно спростити комерційний облік енергоресурсів, зменшити вартість його впровадження.

Добовий графік навантаження заводу наведено на рисунку 3.5.

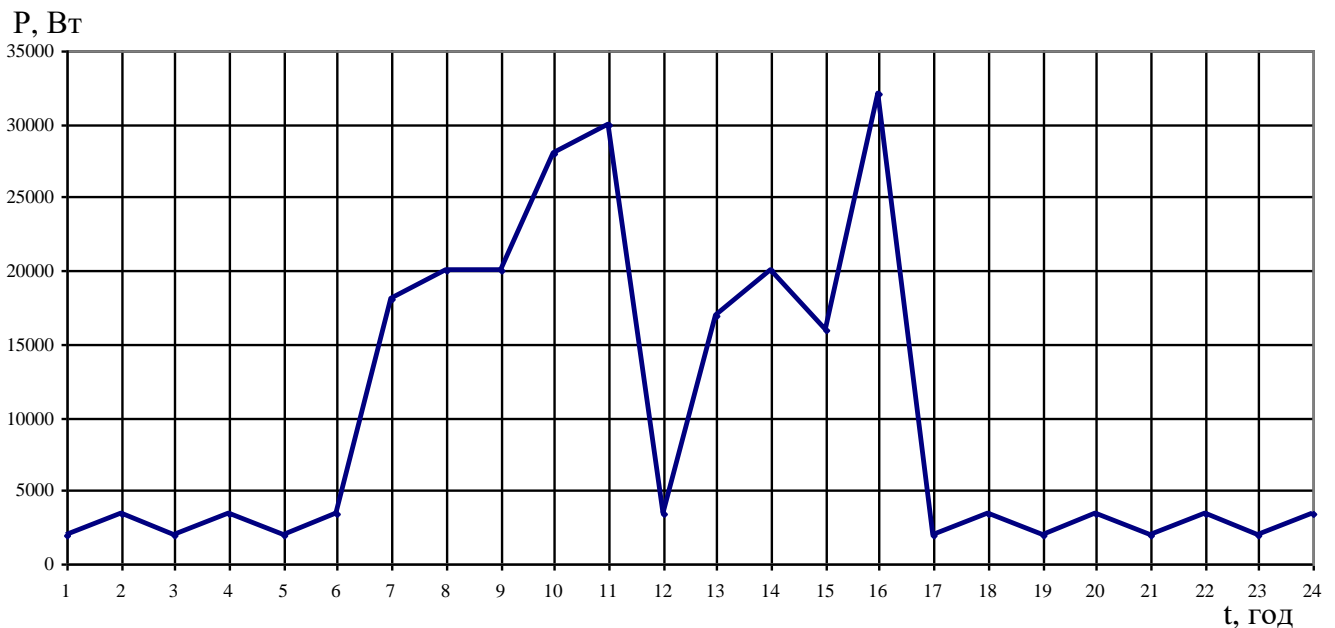


Рисунок 3.5 - Добовий графік навантаження досліджуваного підприємства

Місячний графік навантаження досліджуваного підприємства подано на рисунку 3.6.

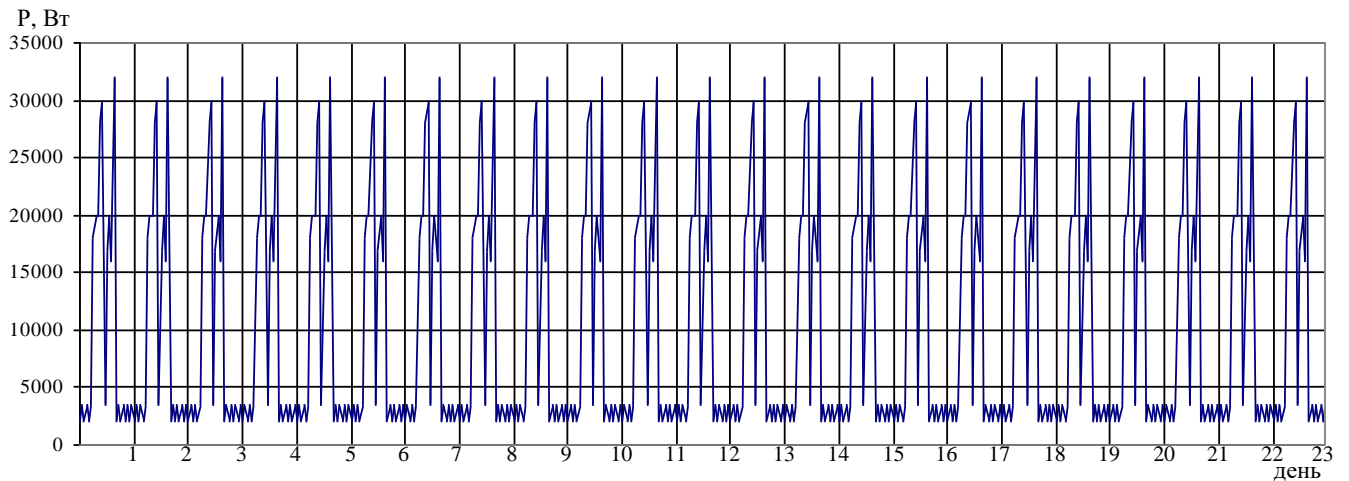


Рисунок 3.6 - Місячний графік навантаження досліджуваного підприємства

Використання АСКОЕ на підприємстві дасть можливість контролювати ліміти споживання електричної енергії в години мінімального а також максимального навантаження енергосистеми. Опіраючись на дану властивість АСКОЕ моделюємо прогнозований добовий а також місячний графік навантаження підприємства після впровадження системи АСКОЕ (рисунок 3.7, 3.8 відповідно).

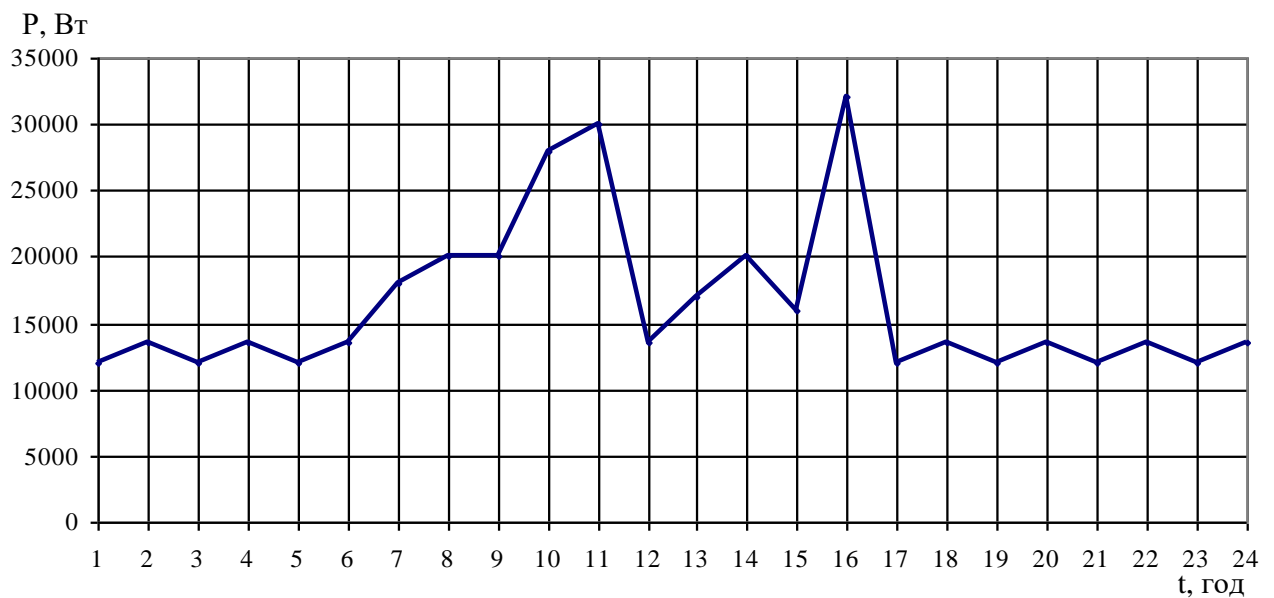


Рисунок 3.7 - Добовий графік навантаження досліджуваного підприємства після впровадження АСКОЕ

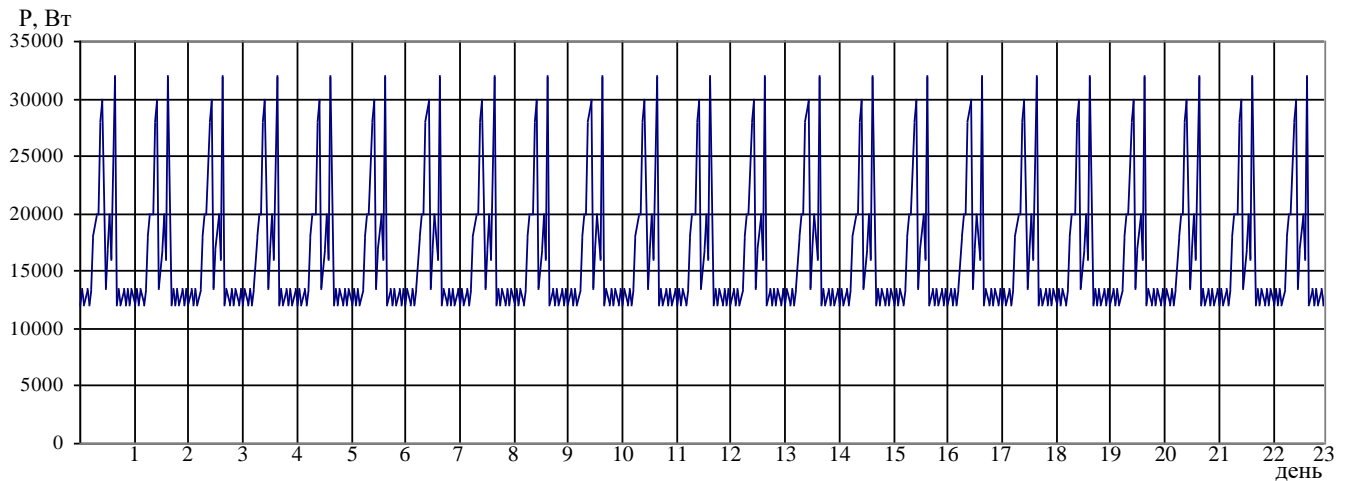


Рисунок 3.8 - Місячний графік навантаження досліджуваного підприємства після впровадження АСКОЕ

Проводимо розрахунок поточних параметрів режиму електроспоживання на підприємстві. Дані для розрахунку вибираємо із вище наведених графіків навантаження підприємства (рисунок 3.5-3.8), за нижченаведеними формулами наступних параметрів.

Середньодобове навантаження підприємства буде визначене за формулою:

$$P_C = \sum_{i=1}^m \frac{P_i}{m}; \quad (3.1)$$

де i - число ступенів у графіку навантаження промислового підприємства;

P_i - значення навантаження i -ї ступені, кВт.

$$P_C = \sum_{i=1}^m \frac{32058}{24} = 1335,75 \text{ (Вт)};$$

$$P_{C.АСКОЕ} = \sum_{i=1}^m \frac{32658}{24} = 1360,75 \text{ (Вт)}.$$

Значення середньодобового навантаження після ведення системи АСКОЕ стає більшим. Це зумовлено тим, що використання АСКОЕ дозволяє здійснити нормування мінімальних значень споживання електричної енергії.

Розрахунок втрат активної електричної енергії в СЕП розраховують відповідно до квадрату ЕП підприємства в цілому. А тому для оцінки та контролю ефективності роботи СЕП необхідно здійснити аналіз також квадратичних графіків навантаження. Одним з показників вказаних графіків є середньоквадратичне значення навантаження. Останнє розраховується за формулою [30]:

$$P_{CK} = \sqrt{\sum_{i=1}^m \frac{P_i}{m}}; \quad (3.2)$$

$$P_{CK} = \sqrt{\sum_{i=1}^m \frac{1784228,06}{24}} = 272,65 \text{ (Вт)};$$

$$P_{CK.ACKOE} = \sqrt{\sum_{i=1}^m \frac{1851640,56}{24}} = 277,76 \text{ (Вт)}.$$

За допомогою розрахованих середньодобового і середньоквадратичного навантаження розраховуються дисперсія D_p і середньоквадратичне відхилення σ_p графіків навантаження. Їх значення характеризує нерівномірність використання підприємством електричної енергії протягом доби:

$$D_p = P_{CK}^2 - P_C^2; \quad (3.3)$$

$$D_p = 272,65^2 - 1335,75^2 = 1705074;$$

$$D_{P.ACKOE} = 277,76^2 - 1360,75^2 = 1772449,4;$$

$$\sigma_p = \sqrt{D_p}; \quad (3.4)$$

$$\sigma_p = \sqrt{1705474} = 1305,7;$$

$$\sigma_{P.ACKOE} = \sqrt{1772449,4} = 1331,4;$$

Час використання максимальної потужності заводом розраховується за виразом:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{доб}}}{P_{\max}}; \quad (3.5)$$

де $W_{\text{доб}}$ - добове споживання електроенергії заводом, кВт·год;

P_{\max} - максимальна активна потужність, яка використана підприємством протягом доби, кВт.

$$T_{\max} = \frac{61898,35}{3499,5} = 17,7 \text{ (год)};$$

$$T_{\max.\text{АСКОЕ}} = \frac{61251,38}{3495,8} = 17,5 \text{ (год)}.$$

Із результату розрахунку видно, що час використання максимальної потужності а також обсяг використання підприємством електричної енергії протягом доби зменшився. Це зумовлено тим, що використання АСКОЕ дозволяє запропонувати різні схеми управління розподілом електроенергії а також потужності на підприємстві в результаті чого зменшуються втрати в СЕП.

Окрім дисперсії та стандарту, нерівномірності графіка навантаження, також оцінюється за значеннями наведених коефіцієнтів:

- коефіцієнт форми:

$$K_{\Phi} = \frac{P_c}{P_{\text{СК}}}; \quad (3.6)$$

$$K_{\Phi} = \frac{272,65}{1335,75} = 0,20411;$$

$$K_{\Phi.\text{АСКОЕ}} = \frac{277,76}{1360,75} = 0,20412.$$

Коефіцієнт форми досліджуваних графіків показує, що графік має нерівномірність.

- коефіцієнт заповнення для графіка навантаження:

$$K_{зг} = \frac{P_c}{P_{\max}}; \quad (3.7)$$

де P_{\max} - максимальне значення для середньогодинного навантаження підприємства протягом доби, кВт.

$$K_{зг} = \frac{2579,1}{3499,5} = 0,737;$$

$$K_{зг.АСКОЕ} = \frac{2552,1}{3495,8} = 0,73.$$

Отже споживання електроенергії заводом в години пікових навантажень стає меншим. Дане покращення досягається за рахунок можливості АСКОЕ самостійно здійснювати контроль лімітів споживання електричної потужності в години максимального навантаження енергосистеми.

- коефіцієнт максимуму електричного навантаження за добу:

$$K_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_c}; \quad (3.8)$$

$$K_{\max} = \frac{3499,5}{2579,1} = 1,357;$$

$$K_{\max.АСКОЕ} = \frac{3495,8}{2552,1} = 1,369.$$

Коефіцієнт максимуму електричного навантаження показує те, що навантаження підприємства практично рівномірно розподілене в денні години доби .

- коефіцієнт нерівномірності:

$$K_H = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}; \quad (3.9)$$

де P_{\min} - мінімальне значення для середнього за годину навантаження підприємства протягом доби, кВт.

$$K_H = \frac{1479,9}{3499,5} = 0,423;$$

$$K_{H, \text{АСКОЕ}} = \frac{1530,7}{3495,8} = 0,438.$$

Розраховані значення коефіцієнтів нерівномірності з використанням а також без використання АСКОЕ показують незначний спад споживаного навантаження в нічний час доби і є нормальним явищем для споживачів зі зміним навантаженням та не рівномірним режимом роботи.

Використовуючи плани кількості споживання електроенергії підприємством формуються договірні обсяги потужності в періоди ранкового а також нічного максимумів навантаження енергетичної електричної мережі, а саме:

- під час періоду ранкового максимуму споживання електричного навантаження:

$$P_{MP} = \frac{W_{\text{доб}}}{24 \cdot K_{3P}}; \quad (3.10)$$

$$P_{MP} = \frac{61898,35}{24 \cdot 1,18} = 2179,9 \text{ (Вт)};$$

$$P_{MP.ACKOE} = \frac{61251,38}{24 \cdot 1,22} = 2090,1 \text{ (Вт)}.$$

$$K_{3P} = \frac{P_C}{P_{MP}}; \quad (3.11)$$

де P_{MP} - максимальне електричне навантаження в години ранкового максимуму, кВт.

$$K_{3P} = \frac{2579,1}{2179,9} = 1,18;$$

$$K_{3P.ACKOE} = \frac{2552,1}{2090,1} = 1,22;$$

- під час періоду нічного максимуму споживання електричного навантаження:

$$P_{MB} = \frac{W_{доб}}{24 \cdot K_{3B}}; \quad (3.12)$$

$$P_{MB} = \frac{61898,35}{24 \cdot 0,834} = 3090,5 \text{ (Вт)};$$

$$P_{MB.ACKOE} = \frac{61251,38}{24 \cdot 0,844} = 3022,18 \text{ (Вт)};$$

$$K_{3B} = \frac{P_C}{P_{MB}}; \quad (3.13)$$

де P_{MB} - максимальне електричне навантаження в години вечірнього максимуму, кВт.

$$K_{3B} = \frac{2579,1}{3090,5} = 0,834;$$

$$K_{3B.ACKOE} = \frac{2552,1}{3022,18} = 0,844;$$

Результати розрахунку застосовують для порівняння рівня поточного навантаження із встановленим договірним рівнем потужності. З результатів проведених розрахунків стає видно, що підприємство впевнено виконує умови договору на користування електричною енергією стосовно використання потужності в період вечірнього максимуму навантаження енергосистеми.

Потрібно також враховувати особливості технологічних процесів а також те, що навантаження підприємства змінюється протягом року. З заступленням літнього періоду виникає потреба використання вентиляційних, а також конвенційних та холодильних установок. Для режиму роботи останніх характерна відсутність регулювання навантаження, оскільки їх графік є залежним від багатьох параметрів які не піддаються точному прогнозу [31].

Розраховані данні заносимо до порівняльної таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Значення поточних параметрів режиму електроспоживання

Показник	Без АСКОЕ	З АСКОЕ	Похибка, %
Середньодобове навантаження	1335,75	1360,75	1,84
Середньоквадратичне навантаження	272,65	277,76	1,84
Дисперсія	1705074	1772449,4	3,80
Середньоквадратичне відхилення	1305,7	1331,4	1,93
Час використання максимальної потужності	17,7	17,5	1,13
Коефіцієнт форми	0,20411	0,20412	0,005
Коефіцієнт заповнення графіка	0,737	0,73	0,95
Коефіцієнт максимуму добового навантаження	1,357	1,369	0,88
Коефіцієнт нерівномірності	0,423	0,438	3,42
Рівень потужності в години ранкового максимуму	2179,9	2090,1	4,12
Рівень потужності в години вечірнього максимуму	3090,5	3022,18	2,21

Автоматизована система для комерційного обліку є результативним засобом зниження комерційних втрат електроенергії. Вона комплексно реалізує вирішення питання достовірного дистанційного отримання даних з кожної точки вимірювання. Крім того, вона ускладнює несанкціоноване споживання енергії, оперативно сповіщає про факти втручання в експлуатацію приладів обліку, спрощує виявлення джерела комерційних втрат в досить короткі терміни і з мінімальними витратами. У цьому полягає економічна ефективність АСКОЕ.

Висновки. В даному розділі магістерської кваліфікаційної дипломної роботи було проведено аналіз енергозбереження на підприємстві шляхом впровадження автоматичної системи комерційного обліку електроенергії АСКОЕ.

Використання АСКОЕ на підприємстві дозволить:

- самостійно здійснювати контроль лімітів споживання електричної потужності в години максимального навантаження енергосистеми;
- самостійно здійснювати контроль лімітів споживання електричної енергії;
- автоматизувати обмін даними з енергопостачальними компаніями;
- автоматизувати розрахунки із споживачами та з енергопостачальними компаніями;
- домогтися підвищення достовірності а також оперативності обліку електричної енергії;
- забезпечити автоматизований контроль технічного стану електроенергетичних систем;
- реалізувати різні схеми управління розподілом енергії а також потужності на підприємстві, метою чого є зменшення витрат;
- підвищити ефективність функціонування підприємства;
- знизити оплату за споживані енергію і потужність;
- автоматизувати розрахунки з постачальником енергії та потужності (енергетичною компанією).

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

4.1 Техніко-економічне обґрунтування роботи

Суть техніко-економічного обґрунтування проекту полягає в проведенні попередніх техніко економічних розрахунків, які підтверджуються доцільність капіталовкладень в даний енергетичний об'єкт [10].

Доцільність реалізації проекту обґрунтовується:

- задоволення потреб суспільства продукцією підприємства;
- створення нових робочих місць та працевлаштуванням населення;
- надання необхідних послуг;
- прибутковістю;
- окупністю капіталовкладень, і т.д.

Вихідні дані для розрахунку:

- виручка від реалізації продукції $B = 336,42$ (млн. грн./рік);
- середньооблікова чисельність персоналу $Ч = 323$;
- середньорічний фонд заробітної плати одного працівника разом з нарахуванням на соціальні потреби $З_{\text{пл}}$, грн./рік;
- питома заробітна плата в собівартості продукції $d = 10\%$;
- первісна або балансова вартість основних фондів $\Phi = 548,4$ млн.грн;
- нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень: $E_{\text{н}} = 0,1$;
- нормований термін окупності, років: $T_{\text{ок}} = 10$.
- середньомісячна зарплата одного працівника $З = 4723$ грн./міс.

Середньорічний фонд заробітної плати одного працівника:

$$З_{\text{пл}} = 3 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 4723 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,057 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.1)$$

Повна собівартість продукції:

$$C = \frac{1,38 \cdot Ч \cdot З_{\text{пл}}}{d} = \frac{1,38 \cdot 323 \cdot 0,057}{0,1} = 254,072 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.2)$$

Балансовий прибуток:

$$\Pi = B - C = 336,42 - 254,072 = 82,348 \text{ (млн..грн./рік)}, \quad (4.3)$$

Визначаємо термін окупності даного підприємства:

$$T_{\text{ор}} = \frac{\Phi}{\Pi} = \frac{7548,415}{82,348} = 6,7 \text{ (років)}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{ор}} = 6,7 < T_{\text{ок}} = 10. \text{ (років).}$$

Даний термін не перевищує нормативний, отже розрахунок системи електропостачання є прибутковим.

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рисунку 4.1, та вихідних даних, приведених у таблицях 4.1, 4,2 1.1, необхідно виконати такі розрахунки:

1. Розрахувати величину капітальних вкладень в трансформаторні підстанції, кабельні лінії та високовольтні вимикачі.

2. Розрахувати оплату за спожиту електроенергію.

3. Розрахувати величину складових експлуатаційних витрат:

- витрат в мережах підприємства;

- витрат на заробітну плату;

- витрат на матеріали;

- амортизаційних витрат.

4. Розрахувати собівартість електроенергії на підприємстві.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Факт. потужність підстанції, кВА
ТП 1	ТМ-1000	2	1337,673
ТП 2	ТМ-1000	2	1069,778

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від ТП до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
ЦРП - ТП1	10	АПвЭБВ(3х35)	2
ЦРП - ТП2	100	АПвЭБВ(3х35)	2

Рекомендації до виконання:

1. Оплату за спожиту електроенергію розраховують по тарифам: 2,33765 коп/кВт·год
2. Прийняти норму амортизації – 6%,
3. Нарахування:
 - в пенсійний фонд – 33,3%,
 - у фонд зайнятості – 1,5%,
 - на соціальне страхування – 1,5%.

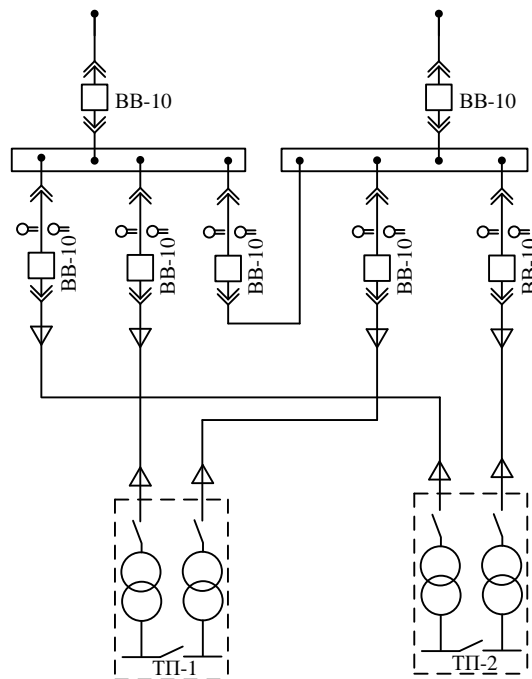


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

4.2 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 [10].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

$$K_{\text{л}} = (K_{\text{пит}} \cdot n + K_{\text{прок}}) \cdot L, \quad (4.5)$$

де $K_{\text{пит}}$ - питома вартість на 1км лінії, тис. грн./км [10];

$K_{\text{прок}}$ - 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 (АПвЭБВ(3x35)) в ґрунті II категорії без врахування переходів:

$$K_{\text{л1}} = (K_{\text{пит}} \cdot n + K_{\text{прок}}) \cdot L = (83,08 \cdot 2 + 4,22) \cdot 0,01 = 1,7 \text{ (тис.грн).}$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблиця 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кількість	Довжина, км	$K_{\text{пит}}$, тис.грн	$K_{\text{прок}}$, тис.грн	Кл, тис.грн
ЦРП-ТП1	АПвЭБВ(3x35)	2	0,010	83,08	4,22	1,70
ЦРП-ТП2	АПвЭБВ(3x35)	2	0,100	83,08	4,22	17,04
Разом						18,74

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^1 K_{\text{псі}} + K_{\text{пост}}, \quad (4.6)$$

де $K_{\text{псі}}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. [10];

$K_{\text{пост}}$ - 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. Постійні витрати прийняти у розмірі 20 % від повної вартості всіх підстанцій.

Визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій, наприклад, для ТП–1:

$$K_{\text{пс1}} = 423,52 + 84,7 = 508,221 \text{ (тис.грн),}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип т-ра	Кількість	Код, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кпс, тис.грн
КТП-1	ТМ-1000	2	423,52	84,70	508,22
КТП-2	ТМ-1000	2	423,52	84,70	508,22
Разом:					1016,44

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 7 шт.. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (50–65) тис. грн.. Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 7 \cdot 50 = 350 \text{ (тис. грн.)}, \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{пс} = 1016,44 + 350 = 1366,44 \text{ (тис.грн.)}, \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 18,74 + 1366,44 = 1385,18 \text{ (тис.грн.)}. \quad (4.9)$$

4.3 Розрахунок поточних витрат

4.3.1 Розрахунок потреби в робочій силі

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

$$T = \Pi \cdot t_{норм} \cdot h, \quad (4.10)$$

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

$t_{норм}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. [10];

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

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту електрообладнання та заносимо їх результати до таблиці 3.6.

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

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.11)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год [10];

$K_{\text{ср}}$ – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс, $K_{\text{ср}} = 0,1$.

h – кількість обладнання в групі.

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до таблиця 4.5.

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	п, шт	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю обладнання рем/рік	Норма трудомісткості люд.-год.	Заг. трудомісткість люд.-год.	К-сть на одиницю обладнання огл./рік	Норма трудомісткості люд.-год.	Заг. трудомісткість люд.-год.
Вимикач 10кВ	7	1	16	112	12	1	84
ТМ-1000	4	0,33	100	132158,4	12	20	960
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,22	1	46	10,12	1	11,5	2,53
Разом:				280,52			1046,53

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-сть, шт.	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд.-год.
		Змінність роботи	Коеф. склад. ремонтів K _{ср}	К-сть місяців в році	Загал. трудомісткість люд.-год.	
Вимикач 10кВ	7	2	0,1	12	268,8	352,8
ТМ-1000	4	2	0,1	12	1152	2112
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,22	2	0,1	12	24,288	26,818
Разом:					1445,088	2491,618

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{2491,618}{1900 \cdot 1,05} = 1,25. \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{280,52}{1900 \cdot 1,1} = 0,14. \quad (4.13)$$

Приймаємо за нормами ПУЕ $N_{\text{тр}} = 2$ чол., $N_{\text{обс}} = 2$ чол

4.3.2 Розрахунок витрат по заробітній платі

Фонд прямої заробітної плати:

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

$$\Phi_e = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d, \quad (4.14)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{\text{ге}} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_1, \quad (4.15)$$

де К3, К4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [10];

C_1 – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

$$C_1 = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.16)$$

$$C_1 = 4723 \cdot 1 / 176 = 26,84 \text{ (грн./год.)}.$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{re} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 26,84 = 32,873 \text{ (грн./год.)}, \quad (4.17)$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 32,873 \cdot 1900 = 112426,185 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.18)$$

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

$$\Phi_p = T_{пр} \cdot t_{гр}, \quad (4.19)$$

$$t_{гр} = (K4 + K5) / 2 \cdot C_1, \quad (4.20)$$

де К4, К5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [22].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{гр} = ((1,27 + 1,36) / 2) \cdot 26,84 = 35,29 \text{ (грн./год.)},$$

$$\Phi_p = 280,52 \cdot 35,29 = 9899,08 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1 + 0,05 + 0,01 + \alpha), \text{ (грн./рік)}, \quad (4.21)$$

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:

$$\Phi_{\text{ос}} = 112426,18 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 141656,99 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.22)$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{\text{ор}} = 9899,08 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 12967,8 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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:

$$\Phi_{\text{од}} = \Phi_{\text{о}} \cdot 1,15, \quad (4.24)$$

$$\Phi_{\text{осд}} = 141656,99 \cdot 1,15 = 162905,54 \text{ (грн./рік)},$$

$$\Phi_{\text{орд}} = 12967,8 \cdot 1,15 = 14912,96 \text{ (грн./рік)}.$$

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:

$$C_{\text{зп}} = \Phi_{\text{об}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{з}} + \beta_{\text{с}}}{100} \right), \quad (4.25)$$

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, $\beta_{\text{с}} = 1,5\%$.

Розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зпс}} = 162905,54 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100} \right) = 219922,48 \text{ (грн./рік)},$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{зпр}} = 14912,96 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 20132,5 \text{ (грн./рік)}.$$

4.3.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Необхідні для розрахунку дані заносимо до таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – 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.			
		1000	1600	2500	10000	1000	1600	2500	10000
Силові трансформатори									
Сталь сортова, кг	7,5	6	7	7	10	44,95	52,44	52,44	74,91
Провід установлюваний, 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	5091,75	5091,75	5510,25
Картон електроізоляційний, кг	33,6	1,4	1,6	1,6	1,7	47,08	53,81	53,81	57,17
Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	0,21	0,21	0,3	18,65	19,59	19,59	27,98
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	0,6	0,6	0,6	16,5	16,5	16,5	16,5
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	4497,12	5996,16	5996,16	6995,52
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	136,8	136,8	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	15,6	19,5	19,5	23,4
Маслостійка гума, кг	50	0,4	0,5	0,5	0,6	20	25,01	25,01	30,01
Гума профільна, кг	50	0,13	0,09	0,09	0,09	6,5	4,5	4,5	4,5
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,	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
Кабельні лінії									
Сталь сортова, кг	7,5	2				15			
Електроди, кг	16,5	0,1				1,6			
Разом:						16,6			

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{oi} \cdot T_i + L \cdot C_{л0} \right), \quad (4.26)$$

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

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

$C_{л0}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Отже, вартість матеріалів на ремонт: $C_{мпр} = 35952,14$ (грн/рік);

і вартість матеріалів на технічне обслуговування: $C_{мто} = 479343,97$ (грн / рік).

Отже, можна розрахувати:

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

$$C_{обс} = C_{зпе} + C_{мто}, \quad (4.27)$$

$$C_{обс} = 219922,48 + 479343,97 = 699266,45 \text{ (грн/рік);}$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{пр} = C_{зпр} + C_{мпр}, \quad (4.28)$$

$$C_{пр} = 20132,5 + 35952,14 = 56084,65 \text{ (грн/рік).}$$

4.3.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.29)$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 1385184,57 = 83111,0742 \text{ (грн/рік).}$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат є інші витрати:

$$C_{ip} = \beta_{ip} (C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (4.30)$$

де β_{ip} - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (699266,45 + 56054,65 + 83111,0742) = 209615,54 \text{ (грн/рік)}.$$

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

Таблиця 4.8 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації енергоустаткування і мереж	699266,45	66,72
Витрати на поточний ремонт	56084,65	5,35
Витрати на амортизацію	83111,07	7,93
Інші витрати	209615,54	20,00
Разом	1048077,72	100

4.4. Розрахунок собівартості електроенергії

4.4.1 Розрахунок річного споживання і витрат 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:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.31)$$

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для ливарного цеху:

$$E_{a1} = 608,53 \cdot 3000 = 1825586,1 \text{ кВт год./ рік .}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.9.

Таблиця 4.9 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

№	Назва цеху	К-сть змін	S_p , кВА	T_m , год.	$\cos \phi$	P_p , кВт	E_a , кВт·год./рік
1	Корпус №1	2	894,00	3000	0,65	608,53	1825586,100
2	Виробничо-побутовий корпус 2	2	375,27	3000	0,7	268,87	806621,760
3	Лабораторний корпус №3	2	512,07	3000	0,75	389,23	1167701,040
4	Виробничий корпус №4	2	420,72	3000	0,75	321,70	965099,520
5	Склад ОКСА	2	18,61	3000	0,75	15,72	47160,000
6	ПТО автомобілів	2	14,63	3000	0,65	10,06	30176,640
7	Їдальня	2	30,33	3000	0,65	21,15	63463,680
8	КПП	2	13,37	3000	0,7	9,58	28738,320
9	Ангар	2	19,19	3000	0,8	16,47	49420,800
10	Склад імпорتنих частин	2	17,14	3000	0,65	11,77	35298,720
11	Склад ОМТС	2	16,97	3000	0,7	14,30	42894,000
12	Адміністративний корпус	2	78,36	3000	0,7	61,36	184082,400
	Разом					1748,748	5246242,980

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_L = 3 \cdot n \cdot I_M^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.32)$$

де I_M – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год./рік.

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

$$R = r_0 \cdot L; \quad (4.33)$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 10.25 [1]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження:

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{3000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1574,8 \text{ (год)}, \quad (4.34)$$

Для лінії ЦРП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ЦРП до ТП1.:

$$R = 0,01 \cdot 0,62 = 0,006 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 2 \cdot 38,62^2 \cdot 0,006 \cdot 1574,8 \cdot 10^{-3} = 87,357 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до таблиця 4.10.

Таблиця 4.10 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	L, км	I _М , А	R, Ом	τ, год./рік	R _{пит} , Ом/км	ΔE _л , кВт·год.
ЦРП-ТП-1	АПвЭБВ(3х35)	2	0,01	38,62	0,006	1574,84	0,62	87,3569
ЦРП-ТП-2	АПвЭБВ(3х35)	2	0,1	30,88	0,062	1574,84	0,62	558,708
Разом								646,06

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

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ф}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.36)$$

де n - кількість трансформаторів;

ΔP_{кз} і ΔP_{хх} – 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_ф - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

S_н - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1337,673}{1000} \right)^2 \cdot 1574,8 = 51586,32 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

Для інших ТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип	шт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_T , кВт*год./рік
КТП-1	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1337,673	1000	51586,32
КТП-2	ТМ-1000	2	2,1	10,5	1069,778	1000	46253,99
разом							97840,31

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

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T; \quad (4.37)$$

$$E = 5246242,98 + 646,06 + 97840,31 = 5344729,36 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію:

$$П_1 = 2,33765 \cdot 5344729,36 = 12494106,58 \text{ (грн.)}; \quad (4.38)$$

4.4.2 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВтг:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.39)$$

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.

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

$$C_{\text{сум}} = П + C_{п}, \quad (4.40)$$

де $П$ – оплата за спожиту електроенергію;

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

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

$$C_{\Pi} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}, \quad (4.41)$$

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;

$$C_{\Pi} = 699266,45 + 56084,65 + 83111,074 + 209616,54 = 1048077,72 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 12494106,58 + 1048077,72 = 13542184,29 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{13542184,29 \cdot 100}{5246242,98} = 258,13 \text{ (коп./кВтгод.)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12 –Результати розрахунків

Показники	Позна-чення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	E_a	5246242,98	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	E	5344729,36	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π_1	12494106,58	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	C_{Π}	1048077,72	грн.
Сумарні витрати під-ва	$C_{\text{сум}}$	13542184,29	грн.
Собівартість ел.енергії	S	258,13	коп/кВт·год.

В даному розділі дипломної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників спроектованої СЕП підприємства та розраховано собівартість електричної енергії.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Магістерська робота присвячена підвищенню якості електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Сармат», м. Вінниця з використанням автоматизації обліку електроенергії.

Згідно ГОСТ 12.003-74, на інженерів-програмістів, які розробляють програмне забезпечення системи автоматичного обліку електроенергії за допомогою персональних комп'ютерів, впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори.

Фізичні:

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

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (статичні);
- нервово-психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів, монотонність праці, емоційне перевантаження).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

5.1.1 Вимоги до організації робочого місця оператора комп'ютера

Організація робочого місця оператора повинна відповідати ергономічним вимогам ГОСТ 12.2.032 "ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования", характеру та особливостям трудової діяльності.

Площа, виділена для одного робочого місця повинна складати не менше 6 кв. м, а об'єм – не менше 20 куб м.

Робочі місця з відеотерміналами відносно світлових прорізів повинні розміщуватися так, щоб природне світло падало збоку, переважно зліва.

При розміщенні робочих місць з комп'ютерами необхідно дотримуватись таких вимог:

- робочі місця з комп'ютерами розміщуються на відстані не менше 1 м від стін зі світловими прорізами;
- відстань між бічними поверхнями відеотерміналів має бути не меншою за 1,2 м;
- відстань між тильною поверхнею одного відеотермінала та екраном іншого не повинна бути меншою 2,5 м;
- прохід між рядами робочих місць має бути не меншим 1 м.

Вимоги цього пункту щодо відстані між бічними поверхнями відеотерміналів та відстані між тильною поверхнею одного відеотерміналу та екраном іншого враховуються також при розміщенні робочих місць з комп'ютерами в суміжних приміщеннях, з урахуванням конструктивних особливостей стін та перегородок.

Організація робочого місця користувача ЕОМ повинна забезпечувати відповідність усіх елементів робочого місця та їх розташування ергономічним вимогам відповідно до ГОСТ 12.2.032-78 "ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования", з урахуванням характеру та особливостей трудової діяльності.

Конструкція робочого місця користувача відеотерміналу (при роботі сидячи) має забезпечувати підтримання оптимальної робочої пози з такими ергономічними характеристиками: ступні ніг – на підлозі або на підставці для ніг; стегна – в горизонтальній площині; передпліччя – вертикально; лікті – під кутом 70-90 град. до вертикальної площини; зап'ястя зігнуті під кутом не більше 20 град, відносно горизонтальної площини, нахил голови – 15-20 град, відносно вертикальної площини.

Якщо користування комп'ютерами є основним видом діяльності, то вказане обладнання розміщується на основному робочому столі, як правило, з лівого боку. Якщо користування комп'ютерами є періодичним, то устаткування, як правило, розміщується на приставному столі, переважно з лівого боку від основного робочого столу. Кут між поздовжніми осями основного та приставного столів має бути 90-140 град. Якщо використання комп'ютерів є періодичним, то дозволяється обладнувати в приміщенні, що відповідає вимогам даних Правил, окремі робочі місця колективного користування з комп'ютерами.

Висота робочої поверхні столу для відеотерміналу має бути в межах 680-800 мм, а ширина – забезпечувати можливість, виконання операцій в зоні досяжності моторного поля. Рекомендовані розміри столу: висота – 725 мм, ширина – 600-1400 мм, глибина – 800-1000 мм.

Робочий стіл для відеотерміналу повинен мати простір для ніг висотою не менше 600 мм, шириною не менше 500 мм, глибиною на рівні колін не менше 450 мм, на рівні витягнутої ноги – не менше 650 мм. Робочий стіл для відеотерміналу, як правило, має бути обладнаним підставкою для ніг шириною не менше 300 мм та глибиною не менше 400 мм, з можливістю регулювання по висоті в межах 150 мм та кута нахилу опорної поверхні - в межах 20 град.

Застосування підставки для ніг тими, у кого ноги не дістають до підлоги, коли робоче сидіння знаходиться на висоті, потрібній для забезпечення оптимальної робочої пози, є обов'язковим. Робоче сидіння (сидіння, стілець, крісло) оператора комп'ютера повинно мати такі основні елементи: сидіння, спинку та стаціонарні або знімні підлокітники. У конструкцію сидіння можуть бути введені додаткові елементи, що не є обов'язковими: підголовник та підставка для ніг. Робоче сидіння оператора комп'ютера повинно бути підйомно-поворотним, таким, що регулюється за висотою, кутом нахилу сидіння та спинки, за відстанню спинки до переднього краю сидіння, висотою підлокітників.

Регулювання кожного параметра має бути незалежним, плавним або ступінчатим, мати надійну фіксацію. Хід ступінчатого регулювання елементів сидіння має становити для лінійних розмірів 15-20 мм; для кутових – 2-5 град.

Зусилля під час регулювання не повинні перевищувати 20 Н. Ширина та глибина сидіння повинні бути не меншими за 400 мм. Висота поверхні сидіння має регулюватися в межах 400-500 мм, а кут нахилу поверхні – від 15 град, вперед до 5 град, назад. Поверхня сидіння має бути плоскою, передній край – заокругленим. Висота спинки сидіння має становити 300 мм, ширина – не менше 380 мм, радіус кривизни в горизонтальній площині – 400 мм. Кут нахилу спинки повинен регулюватися в межах 0-30 град, відносно вертикального положення. Відстань від спинки до переднього краю сидіння повинна регулюватись у межах 260-400 мм.

5.1.2 Вимоги електробезпеки до приміщень з комп'ютерами

Під час проектування систем електропостачання, монтажу силового електрообладнання та електричного освітлення будівель та приміщень з комп'ютерами необхідно дотримуватись вимог ПВЕ, ПТЕ, ПВЕ ЕЕС, ССБТ «Електробезопасность. Защитное заземление, зануление», ГОСТ 12.1.019 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования к номенклатуре видов защиты», Правил пожежної безпеки в Україні, а також розділів ДБН, що стосуються штучного освітлення та електротехнічних пристроїв, та вимог нормативно-технічної і експлуатаційної документації заводів виробників комп'ютерів. Комп'ютери та устаткування для обслуговування, ремонту та їх налагодження, інше устаткування (апарати управління, контрольно-вимірювальні прилади, світильники, тощо) електропроводи та кабелі за виконанням та ступенем захисту мають відповідати класу зони за ПВЕ, мати апаратуру захисту від струму короткого замикання та інших аварійних режимів.

Під час монтажу та експлуатації необхідно повністю унеможливити виникнення електричного джерела загоряння внаслідок короткого замикання та перевантаження проводів, обмежувати застосування проводів з легкозаймистою ізоляцією і, за можливості, перейти на негорючу ізоляцію. Під час ремонту ліній електромережі шляхом зварювання, паяння та з використанням відкритого вогню необхідно дотримуватись Правил пожежної безпеки в Україні. Лінія електромережі для живлення комп'ютерів, їх периферійних пристроїв та устаткування для

обслуговування, ремонту та налагодження виконується як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладання фазового, нульового робочого та нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів. Використання нульового робочого провідника як нульового захисного провідника забороняється.

Нульовий захисний провід прокладається від стійки групового розподільчого щита, розподільчого пункту до розеток живлення. Не допускається підключення на щиті до одного контактного затискача нульового робочого та нульового захисного провідників. Площа перерізу нульового робочого та нульового захисного провідника в груповій трипровідній мережі повинна бути не менше площі перерізу фазового провідника. Усі провідники повинні відповідати номінальним параметрам мережі та навантаження, умовам навколишнього середовища, умовам розподілу провідників, температурному режиму та типам апаратури захисту, вимогам ПВЕ. У приміщені, де одночасно експлуатується або обслуговується більше п'яти персональних комп'ютерів, на помітному та доступному місці встановлюється аварійний резервний вимикач, який може повністю вимкнути електричне живлення приміщення, крім освітлення.

Комп'ютери та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження повинні підключатися до електромережі тільки з допомогою справних штепсельних з'єднань і електророзеток заводського виготовлення. Штепсельні з'єднання та електророзетки крім контактів фазового та нульового робочого провідників повинні мати спеціальні контакти для підключення нульового захисного провідника. Конструкція їх має бути такою, щоб приєднання нульового захисного провідника відбувалося раніше ніж приєднання фазового та нульового робочого провідників. Порядок роз'єднання при відключенні має бути зворотним. Необхідно унеможливити з'єднання контактів фазових провідників з контактами нульового захисного провідника.

Неприпустимим є підключення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження до звичайної двопровідної електромережі, в тому числі – з використанням перехідних пристроїв.

Електромережі штепсельних з'єднань та електророзеток для живлення комп'ютерів та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження слід виконувати за магістральною схемою, по 3 - 6 з'єднань або електророзеток в одному колі. Штепсельні з'єднання та електророзетки для напруги 12 В та 36 В за своєю конструкцією повинні відрізнятися від штепсельних з'єднань для напруги 127В та 220В. Штепсельні з'єднання та електророзетки, розраховані на напругу 12 В та 36 В, мають бути пофарбовані в колір, який візуально значно відрізняється від кольору штепсельних з'єднань, розрахованих на напругу 127 В та 220 В.

Індивідуальні та групові штепсельні з'єднання та електророзетки необхідно монтувати на негорючих або важкогорючих пластинах з урахуванням вимог ПВЕ та Правил пожежної безпеки в Україні. Електромережу штепсельних розеток для живлення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження при розташуванні їх уздовж стін приміщення прокладають по підлозі поряд зі стінами приміщення, як правило, в металевих трубах і гнучких металевих рукавах з відводами відповідно до затвердженого плану розміщення обладнання та технічних характеристик обладнання. При розташуванні в приміщенні за його периметром до 5 комп'ютерів, використанні трипровідникового захищеного проводу або кабелю в оболонці з негорючого або важкогорючого матеріалу дозволяється прокладання їх без металевих труб та гнучких металевих рукавів.

Металеві труби та гнучкі металеві рукави повинні бути заземлені. Заземлення повинно відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів". Для підключення переносної електроапаратури застосовують гнучкі проводи в надійній ізоляції. Тимчасова електропроводка від переносних приладів до джерел живлення виконується найкоротшим шляхом без заплутування проводів у конструкціях машин, приладів та меблях. Доточувати проводи можна тільки шляхом паяння з наступним старанним ізолюванням місць з'єднання.

Є неприпустимими:

- експлуатація кабелів та проводів з пошкодженою або такою, що втратила захисні властивості за час експлуатації, ізоляцією; залишення під напругою кабелів та проводів з неізольованими провідниками;
- застосування саморобних подовжувачів, які не відповідають вимогам до переносних електропроводок;
- застосування для опалення приміщення нестандартного (саморобного) електронагрівального обладнання або ламп розжарювання;
- користування пошкодженими розетками, розгалужувальними та з'єднувальними коробками, вимикачами та іншими електровиробами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення або випинання.
- підвішування світильників безпосередньо на струмопровідних проводах, обгортання електроламп і світильників папером, тканиною та іншими горючими матеріалами, експлуатація їх зі знятими ковпаками (розсіювачами);
- використання електроапаратури та приладів в умовах, що не відповідають вказівкам (рекомендаціям) підприємств-виготовлювачів.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

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

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

Допустимі мікрокліматичні умови – поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або

порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності.

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

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

Таблиця 10.1 - Нормування параметрів мікроклімату

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

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

- в холодну пору року - використання калорифера;
- в літню пору - застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання кабіни.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 10.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони в кабіні оператора установки

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

Провітрювання приміщень;

Цілісність конструкції кабіни та вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення кабіни під час роботи установки;

Встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке попадає у приміщення через світлові пройми в зовнішніх огорожуючих конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (ϵ). КПО – відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна.

Штучне освітлення.

Штучне освітлення буває двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючими світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

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

Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.4 Виробничий шум

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

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

де L - рівень шуму, дБ;

P - звуковий тиск, Па;

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

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

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

Нормовані значення виробничого шуму наведені в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

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

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

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

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

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

5.2.5 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

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

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

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

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

По горизонталі: до 4

По вертикалі: до 2

Інтелектуальні навантаження: Відсутня необхідність прийняття рішення

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

Сенсорні навантаження:

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

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

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5

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

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

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

Емоційне навантаження:

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

Ступінь ризику для власного життя – Виключений

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – Виключений

Монотонність навантажень:

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

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

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

Режим праці

Фактична тривалість робочого дня (год.) 6–7

Змінність роботи Однозмінна робота (без нічної зміни)

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

5.3 Безпека в НС

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи СЕП ТОВ Сармат в умовах дії загрозливих чинників НС.

Існує велика кількість чинників надзвичайних ситуацій техногенного, природнього, соціально-політичного та воєнного характеру, які загрожують роботі систем електропостачання. До них можна віднести землетруси, повені, пожежі, ударну хвилю, іонізуюче та електромагнітне випромінювання, а також дії зловмисників, спрямовані на терористичні акти та дії з метою незаконного заволодіння інформацією, перешкоджання роботі підприємства тощо.

Саме тому, доцільно дослідити стійкість роботи СЕП в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. На основі проведених досліджень будуть розроблені заходи, які підвищать стійкість роботи СЕП, що дозволить зменшити матеріальні та фінансові витрати і збитки у разі виникнення надзвичайної ситуації. В даному підрозділі буде оцінено стійкість СЕП в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу.

Іонізуюча радіація - потоки електромагнітних хвиль або частинок речовин, що здатні при взаємодії утворювати в ній іони. До іонізуючого випромінювання відносять альфа-, бета-, гамма-промені та рентгенівське випромінювання.

Рух у повітрі електронів та іонів, які виникають під дією іонізуючих випромінювань, призводить до утворення електромагнітного імпульсу (ЕМІ). Електромагнітний імпульс, як уражаючий фактор, здатний розповсюджуватися на десятки й сотні кілометрів по лініях електропередачі, зв'язку, трубопроводах.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «САРМАТ» 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 метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Виконаємо оцінку стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «САРМАТ»:

1. Проаналізуємо систему і визначимо всі елементи, від яких залежить її робота: транзистори, мікросхеми, конденсатори, діоди, фотодіоди, резистори тощо.

2. Для кожного елемента визначаємо максимально допустимі потужності дози гамма-випромінювання (p_i) або експозиційні дози (D_i). Отримані дані заносимо в таблицю 12.3.1.

3. Визначимо межу стійкості елементів СЕП та запишемо результат в таблицю 12.5.

4. Граничне значення потужності гамма-випромінювання ($p_{гр}$) або експозиційної дози ($D_{гр}$) порівнюється з p_{1max} (D_{max}), що очікується на об'єкті, і робиться висновок про стійкість роботи апаратної частини СЕП:

$$\left. \begin{array}{l} p_{гр} \geq p_{1max} \\ D_{гр} \geq D_{max} \end{array} \right\} - \text{РЕА стійка до радіації.}$$

Можливу дозу опромінення D_m за встановлений час можна визначити за формулою 12.2:

$$D_m = \frac{2 \cdot p_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{посл}}, [P]. \quad (12.2)$$

D_m для пульта керування:

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,62 \cdot (\sqrt{34560} - \sqrt{1})}{3} \approx 569 (P).$$

Таблиця 12.3.1 – Максимально допустимі експозиційні дози для елементів СЕП

№ п/п	Системи	Блок	Елементи РЕА	$D_{гр}, P$	$D_{гр}, P$
1	Пульт керування	Процесорний блок	Транзистор СП1-10	10^4	10^3
			Мікросхема К1553ЛА	10^4	
		Блок живлення	Транзистор КТ 531	10^3	
			Конденсатор К – 41	10^7	
		Діод VD 648	10^4		
2	Система збору і обробки даних	УМК	Транзистор КТ 847	10^4	
			Мікросхема DA 3247	10^3	
		Блок пам'яті	Мікросхема К1553ЛА	10^4	

			Мікросхема DA 3247	10^3
			Транзистор СП-10	10^4
3	Система аварійного вимикання	Блок реле	Резистор СП-45	10^4
		Блок захисту	Діод VD 648	10^4
	Транзистор ГТ 500		10^4	
	Фотоелемент ДРЗМ		10^6	

Допустимий час роботи апаратної частини СЕП в заданих умовах можна визначити за допомогою формули 12.3:

$$t_{\partial} = \left(\frac{D_{2p} \cdot K_{носл} + 2 \cdot p_{1max} \cdot \sqrt{t_n}}{2p_{1max}} \right)^2, [год]. \quad (12.3)$$

Допустимий час роботи СЕП буде становити:

$$t_{\partial} = \left(\frac{10^3 \cdot 3 + 2 \cdot 4,62 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,62} \right)^2 \approx 60350 (\text{год}).$$

Результати розрахунку експозиційної дози опромінення та допустимого часу роботи для системи електропостачання ТОВ «САРМАТ» представлені в таблиці 12.6.

Таблиця 12.3.2 – Дані розрахунку D_m , $t_{доп.}$ для СЕП ТОВ «Сармат»

№	Блоки системи електропостачання	$D_m, (P)$	$t_{доп.}, (год.)$
1	Пульт керування	569	60350
2	Система збору і обробки даних	600	60350
3	Система аварійного вимикання	2200	2200

Можлива експозиційна доза опромінення пульта керування становить 569 (P), системи обробки даних – 600 (P), а системи збору даних і зв'язку – 2200(P), що свідчить про те, що робота СЕП не стійка, тому що гранична експозиційна доза опромінення становить 1000 (P), тому потрібно застосовувати протирадіаційне екранування елементів системи збору даних і зв'язку. Даний розрахунок наведено в пункті 5.3.3.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «САРМАТ» в умовах дії електромагнітного імпульсу

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

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

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:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \text{ [В]}, \quad (12.4)$$

де $U_{ж}$ - напруга живлення, В;

N - допустимі коливання, %.

Отже, допустиме коливання напруги живлення при $U_{ж}=12\text{В}$ становить:

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12.6 \text{ (В)}.$$

Визначимо горизонтальну складову напруженості електричного поля за формулою:

$$E_d = 10^{-3} \cdot E_B, \text{ [кВ/м]}. \quad (12.5)$$

Отже, горизонтальна складова напруженості електричного поля при $E_B=11,12$ кВ/м буде становити:

$$E_d = 10^{-3} \cdot 11,12 \cdot 10^3 = 11,12 \text{ (В/м)}.$$

Визначимо максимальні довжини струмопровідних частин СЕП:

$$l_{2i} = 2,1 \text{ м}, \quad l_{6i} = 1,6 \text{ м}$$

4. За допомогою формул 12.6 та 12.7:

$$U_{6i} = E_2 \cdot l_{6i}, \text{ [В]} \quad (12.6)$$

$$U_{2i} = E_6 \cdot l_{2i}, \text{ [В]} \quad (12.7)$$

Визначимо напруги наводок у струмопровідних частинах.

Процесорний блок:

$$U_{zi} = 11,12 \cdot 2,1 = 18,27 \text{ (В)},$$

$$U_{ei} = 11,12 \cdot 1,6 = 13,92 \text{ (кВ)}.$$

Визначимо коефіцієнти безпеки за формулами 12.8 та 12.9:

$$K_{B_{ei}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{ei}} \quad (5.8)$$

$$K_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{zi}} \quad (5.9)$$

Отже, коефіцієнти безпеки будуть дорівнювати:

$$K_{B_{ei}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{13,92} \approx 0,9 \text{ (дБ)};$$

$$K_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{18,27} \approx 0,7 \text{ (дБ)}.$$

Результати обчислень для інших блоків занесемо до таблиці 12.7.

Таблиця 12.3.2 – Розрахунок коефіцієнтів безпеки по блоках СЕП

	Блок	l_{zi}	l_{ei}	$K_{B_{ei}}$, дБ	$K_{B_{zi}}$, дБ	Стійкість
1	Процесорний блок	0,3	0,8	2,363	-49,119	нестійкий
2	Блок живлення	0,2	1,1	-0,404	-45,597	нестійкий
3	УМК	0,12	0,36	9,298	-41,16	нестійкий
4	Блок пам'яті	1,9	1,4	-2,499	-65,151	нестійкий
5	Блок реле	1,2	0,95	0,869	-61,16	нестійкий
6	Блок захисту	0,41	1,3	-1,855	-51,835	нестійкий

Оскільки $K_{B_{ei}} < 40$ дБ та $K_{B_{zi}} < 40$ дБ, то СЕП нестійка в роботі в умовах дії електромагнітного імпульсу.

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи системи електропостачання ТОВ «САРМАТ» в умовах надзвичайних ситуаціях

Основними заходами щодо підвищення радіаційної стійкості є: застосування для електроніки різних апаратних масивних 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.

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 (A , дБ) та товщину стінок екрану для процесорного блоку за формулою 12.10. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 12.3.3.

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f}, \text{ дБ}; \quad (5.10)$$

де A - 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 процесорного блоку

$$A_{екр1} = K_{\min} - K_{б.розр} = 40 - 2,363 = 37,637 \text{ (дБ)},$$

2. Знайдемо товщину стінки екрану для процесорного блоку:

$$t_1 = \frac{A_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{37,637}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} \approx 0,059 \text{ (см)}.$$

Таблиця 12.3.3 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам

№	Блок	$A_{екр.}$ (дБ)	t_1 , (см)
1	Процесорний блок	37,637	0,059
2	Блок живлення	40,404	0,063
3	УМК	30,702	0,048
4	Блок пам'яті	42,499	0,067
5	Блок реле	39,133	0,061
6	Блок захисту	41,855	0,066

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

Отже ми дослідили стійкість роботи системи електропостачання шляхом оцінки його безпеки в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу та розробили заходи по підвищенню безпеки її роботи у надзвичайних ситуаціях.

5.4 Висновки до розділу 5

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було розглянуто основні заходи з охорони праці, а саме організаційні і технологічні заходи, що направлені на максимальне зниження загрозливих чинників і створення оптимальних умов роботи на заводі.

Також в даному розділі нами була проведено дослідження стійкості роботи елементів електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. В результаті визначено, що ЕМ стійка в цілому до дії іонізуючих випромінювань. Для забезпечення повної стійкості роботи необхідно $K_{\text{осл}}$ збільшити щонайменше в 2 рази. До впливу ЕМІ на елементи ЕМ також виявилась не стійка. Тому, застосування пасивного екранування суттєво підвищить стійкість роботи ЕМ в умовах дії ЕМІ.

РЕА нестійка до дії ЕМІ. Тому для підвищення стійкості об'єкту доцільно розмістити плати РЕА у вертикальній площині, та використати захисне екранування.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі були вирішені задачі для підвищення якості електропостачання Товариства з обмеженою відповідальністю «Сармат» м. Вінниця з використанням автоматизації обліку електроенергії, результатом яких стали такі проектні рішення:

Здійснено розрахунок навантажень підприємства в цілому та цехів окремо методами коефіцієнтів попиту та використання згідно чинних норм. Проведено автоматизований розрахунок кількості, потужності та місця розташування цехових ТП, а саме для СЕП підприємства оптимальним є використання двох двотрансформаторних ЦТП марки ТМ – 1000/10. Було обрано оптимальний переріз кабельних ліній живлення підприємства. Підприємство доцільно здійснювати живлення від підстанції кабельними лініями 10 кВ марки АПвЭБВ-10 3x95 мм² L = 1,5 км. Визначено оптимальний переріз КЛ 10 кВ заводської мережі, які прокладені в траншеях маркою АПвЭБВ-10 перерізом 35 мм².

Визначено координати розміщення ЦРП за мінімумом приведених затрат в кабельних ліній. При такому розміщенні ЦРП витрати на спорудження, а також сумарні затрати по СЕП заводської мережі будуть мінімальними.

В науково-дослідній частині роботи було здійснено проектування та моделювання оптимальних режимів роботи автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії на підприємстві.

Показано, що впровадження АСКОЕ в СЕП підприємства забезпечує:

- експлуатацію а також обслуговування вимірювальних комплексів контролю і обліку електроенергії ТОВ «САРМАТ»;
- збір, збереження а також обробку інформації з вимірювальних комплексів електроенергії ТОВ «САРМАТ»;
- обмін вимірювальною інформацією з автоматизованими системами (АСКОЕ) суміжних організацій;
- формуванням звітних документів.

В роботі також було проведено розрахунок основних економічних показників спроектованої СЕП. Розраховано капіталовкладення та собівартість електричної енергії, а також експлуатаційні витрати.

Здійснено опис та нормування цеху за категоріями по санітарії та електробезпеки в розділі охорони праці. Також виконано оцінку стійкості роботи системи електропостачання цього цеху в умовах дії іонізуючих випромінювань а також електромагнітного імпульсу.

Обрані проектні рішення оптимально забезпечують надійне живлення підприємство електричною енергією.

Проведений аналіз отриманих результатів та виконані за допомогою розроблених математичних табличних моделей розрахунки для реально діючих споживачів електроенергії дозволяють стверджувати, що розроблені комп'ютерні моделі можуть бути використані в процесі реального проектування СЕП споживачів електроенергії. Для їх використання достатньо лише наявності в проектній організації широкодоступного програмного забезпечення електронного процесора Excel.

Розроблені математичні комп'ютерні моделі можуть бути використані в навчальному процесі кафедри ЕСЕЕМ, зокрема при проходженні дисциплін “Спеціальні питання електропостачання”, “Електропостачання”, “Прийняття енергетичних рішень в умовах невизначеності”, “САПР в електроспоживанні”.

При виконанні МКР були дотримані вимоги ПУЕ, ПТЕ та інших нормативних документів щодо надійності а також якості електропостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - Х.: Міненерговугілля України, 2014.
2. ГОСТ 14209-97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов».
3. ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия».
4. РД 153-34.0-15.501-00 «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии».
5. М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків» Вінниця: ВНТУ, 2005р.
6. СНиП II-4.79 – «Естественное и искусственное освещение».
7. СНиП 23-05-95 – «Естественное и искусственное освещение».
8. Справочная книга для проектирования электрического освещения/Под ред. Г.М. Кнорринга. -Л.: Энергия, 1976.-384с.
9. РТМ 36.18.32.4-92 – «Методика расчёта электрических нагрузок».
10. Демов О.Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 95 с.
11. Электроснабжение: учебное пособие по дипломному проектированию / Л.С. Синенко, Т.П. Рубан, Ю.П. Попов.– Красноярск : ИПК СФУ, 2008.
12. Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж : монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін – Вінниця: УНІВЕРСУМ - Вінниця, 2005. –122с.
13. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування). Навч., посібник/М. Й.Бурбело .- Вінниця:ВДТУ ,1998-104с.
14. ГОСТ 12.0.003-74 – «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
15. ДНАОП 0.03-3.01-71 – «Санитарные нормы проектирования

промышленных предприятий».

16. ГОСТ 12.1.008-83 - «Шум. Общие требования безопасности».

17. ГОСТ 12.1.012.-90 - «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования».

18. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу “Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко – В. : ВНТУ, 2003.- 46 с.

19. ГОСТ 12.0.003 – 74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.

20. ГОСТ 12.1.030 – 81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

21. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.

22. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

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

24. Тарифи на електроенергію для споживачів ПАТ "Хмельницькобленерго" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.hoe.com.ua/index_21.html

25. Каталог конденсаторних установок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kpenri.com.ua/-prod02.php>

26. Кабельно-провідникова продукція [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ibud.ua/ua/catalog/kabelno-provodnikovaya-produktsiya-1189>

27. Трансформатори силові [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099>

28. Демов О.Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 95 с.

29. Впровадження АСКОВЕ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.ukrenergexport.com/uk/content/впровадження-аское

30. Внедрение систем учета АСКУЭ/ЛОСОД [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eneko.ua/ua/p/vprovadzhennya-sistem-obliku-askoelozod/>

31. Системи енергоменеджменту та їх математичне забезпечення: навч.

посібник / Г. Г. Півняк, С. І. Випанасенко, О. І. Хованська та ін. – Д. : Національний гірничий університет, 2013. – 214 с

32. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» (затверджена спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики № 32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р.

33. MATLAB – високоуровневых язык технических расчетов [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://matlab.ru/products/matlab>

34 Simulink – моделирование и симуляция динамических систем [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://matlab.ru/products/simulink>

35 ТОВ «САРМАТ»: Головна сторінка [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://sarmat.business-guide.com.ua/>

35 Проектування робочого освітлення [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://bezremonta.net/elektrika/2380-.html>

36. СН 32.23-85 "Санитарные нормы допустимого шума на рабочих местах".

37. ГОСТ 13109-97. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. в Украине с 01. 01. 99.

38. Гольстрем В. А. Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов / В. А. Гольстрем, Ю. Л. Кузнецов. – К. : Техніка, 1985. – 383 с.

39. О. В. Бабенко, М. С. Омелянчук. Актуальність технологій розумних будинків для підвищення енергоефективності економіки держави. Матеріали XLVIII Науково-технічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки (2019) Електронне наукове видання матеріалів конференції, м. Вінниця, 2019. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2019/paper/view/6982>

Додатки

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

_____ 2020р.
“ ___ ” _____

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й. _____
“ ___ ” _____ 2020 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи
на тему:

Підвищення якості електропостачання Товариства з обмеженою
відповідальністю «Сармат» м. Вінниця з використанням автоматизації обліку
електроенергії

08-17.МКР.006.00.000 ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доц. Бабенко О.В.

_____ (підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 19м

Омельянчук М.С.

_____ (підпис)

Вінниця 2020 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № ____ від ____ . ____ .20р.

Дата початку роботи ____ . ____ .20р.

Дата закінчення роботи ____ . ____ .20р.

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

а) мета – підвищення якості електропостачання ТОВ «САРМАТ» за рахунок використання автоматизації обліку електроенергії на підприємстві;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

генплан підприємства (об'єкта); відомості про особливості технологічних процесів та навоколишнього 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 Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. Г.Л. Лисенко, А.Г. Буда, Р.Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 60 с,

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

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

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

3.5 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

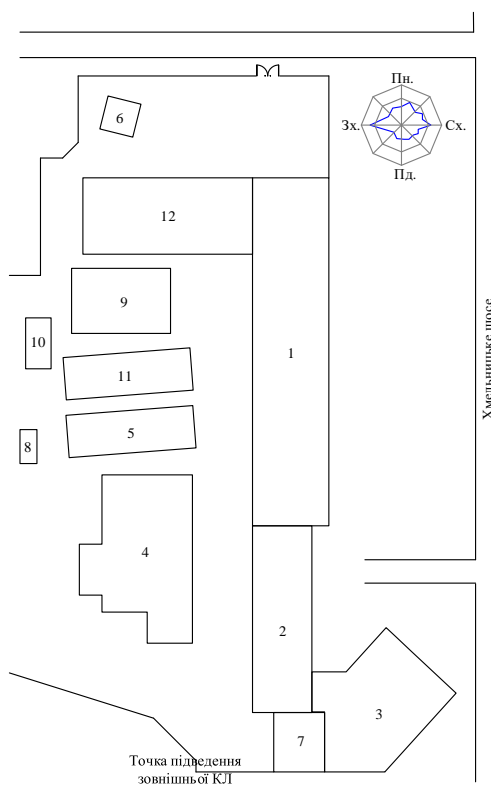
Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б

Вихідні дані для виконання МКР:



Експлікація будівель та споруд

№ на генплані	Найменування	Рн, кВт
1	Корпус №1	1170
2	Виробничо - побутовий корпус №2	546
3	Лабораторний корпус №3	660
4	Виробничий корпус №4	528
5	Склад ОКСА	12
6	ПТО автомобілів	24
7	Їдальня	42
8	КПП	25
9	Ангар	18
10	Склад іпортних частин	18
11	Склад ОМТС	12
12	Адміністративний корпус	102
	ЦРП	
	ТП 1	ТМ 2х1000
	ТП 2	ТМ 2х1000

Додаток В

Генеральний план з картограмою навантаження підприємства :

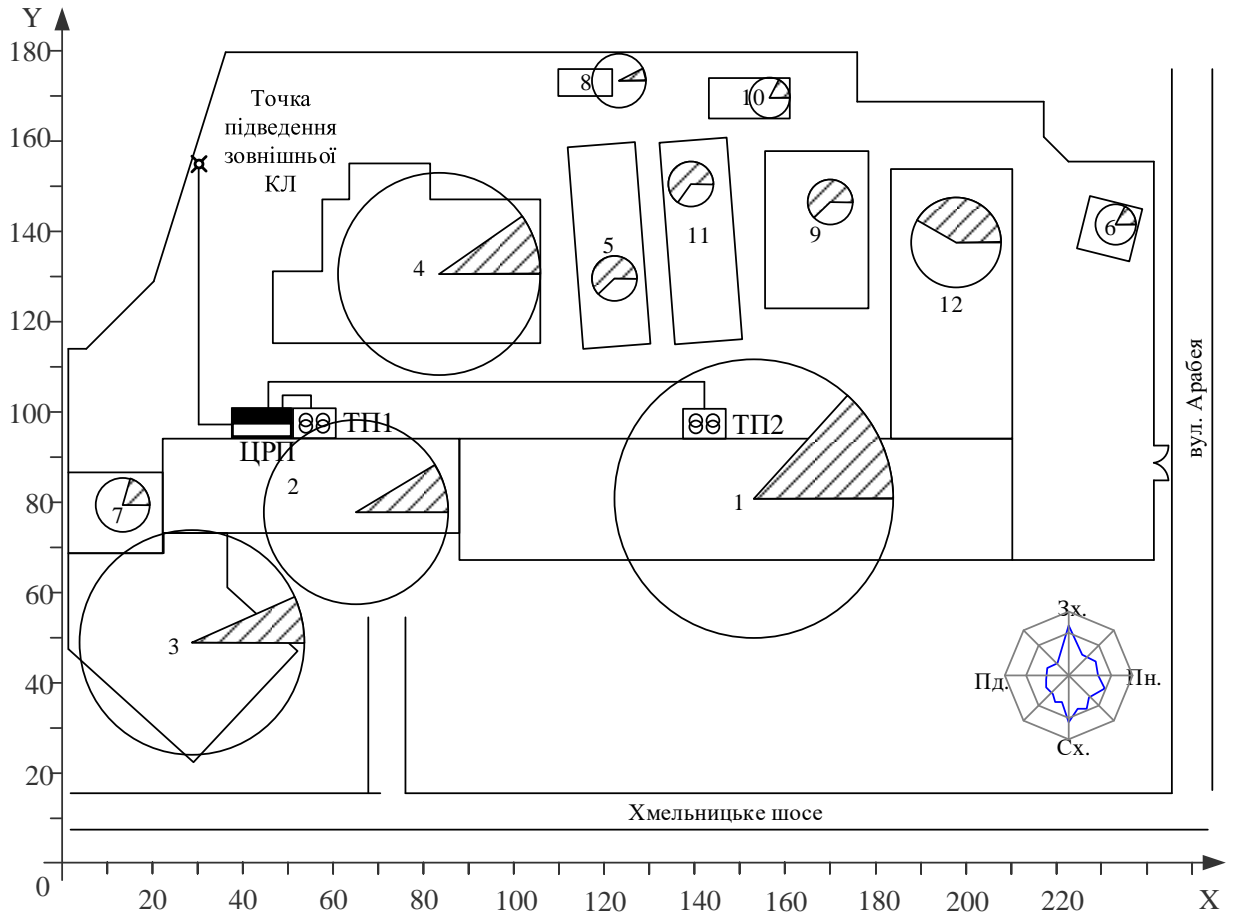
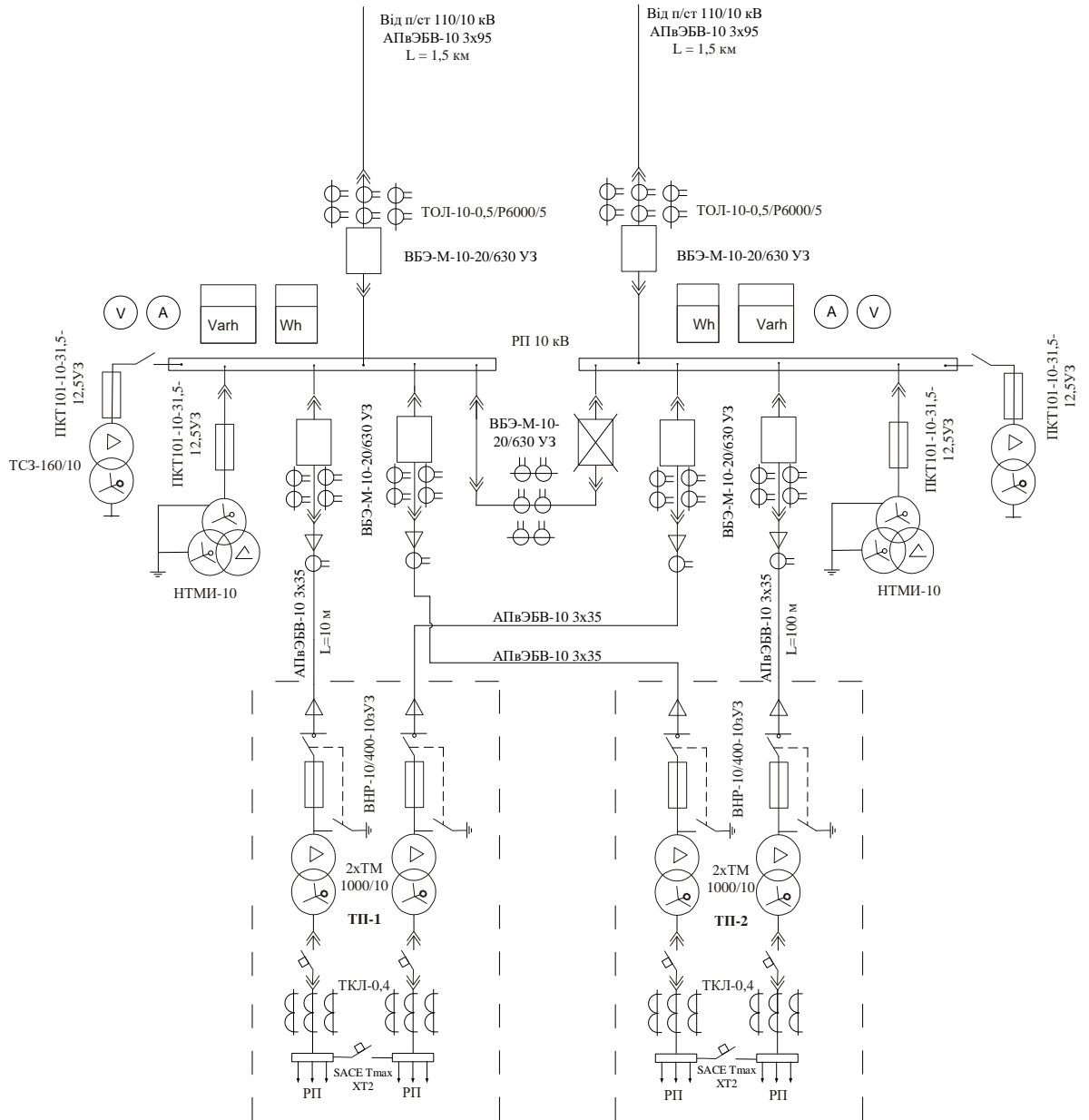


Рисунок 1 – Генеральний план підприємства

Додаток Г – Однолінійна схема живлення підприємства



Додаток Д – Оптимальна потужність конденсаторних батарей

Вхідні дані для розрахунку

Напруга, кВ:

$$U := 10$$

Вхідна реактивна потужність, квар:

$$q_{вх} := 502$$

Коефіцієнт ефективності капіталовкладень

$$E_e := 0.1$$

Коефіцієнт відрахувань на амортизацію

$$E_a := 0.04$$

Питома вартість КУ

$$B_{к0} := 100$$

Питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар

$$\Delta P_k := 4.5$$

Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт

$$B_o := 3681.42$$

Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км

$$r_{01} := 0.62 \quad r_{02} := 0.62$$

Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км

$$L_{кл1} := 0.012 \quad L_{кл2} := 0.099$$

Опори трансформаторів, Ом

$$r_{т1} := 1.05 \quad r_{т2} := 1.05$$

Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:

$$q_{н1} := 969.061 \quad q_{н2} := 824.344$$

Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$$q_{к1} := 100 \quad q_{к2} := 100$$

Довжина та питомий опір лінії живлення:

$$l_{ж} := 1.5 + 0.07 = 1.57 \quad r_{ж0} := 0.258$$

Опір зовнішньої лінії живлення, Ом

$$r_{ж} := l_{ж} \cdot r_{ж0} = 0.405$$

Опір розподільних ліній живлення, Ом

$$r_{н1} := r_{01} \cdot L_{кл1} = 7.44 \times 10^{-3} \quad r_{н2} := r_{02} \cdot L_{кл2} = 0.061$$

Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень

$$Z(q_{к1}, q_{к2}) := \frac{B_o}{U^2 \cdot 1000} \left[(q_{н1} - q_{к1})^2 \left(\frac{r_{т1} + r_{н1}}{2} \right) \dots \right. \\ \left. + (q_{н2} - q_{к2})^2 \left(\frac{r_{т2} + r_{н2}}{2} \right) \dots \right. \\ \left. + (q_{н1} + q_{н2} - q_{к1} - q_{к2})^2 \cdot \frac{r_{ж}}{2} \right] \\ + [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_o \cdot \Delta P_k] \cdot (q_{к1} + q_{к2})$$

Given

обмеження

$$q_{к1} \geq 0 \quad q_{к2} \geq 0$$

$$(q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2}) = q_{вх}$$

Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$$q_{к} := \text{Minimize}(Z, q_{к1}, q_{к2}) = \begin{pmatrix} 711.818 \\ 579.587 \end{pmatrix}$$

Річні приведені загрози, грн

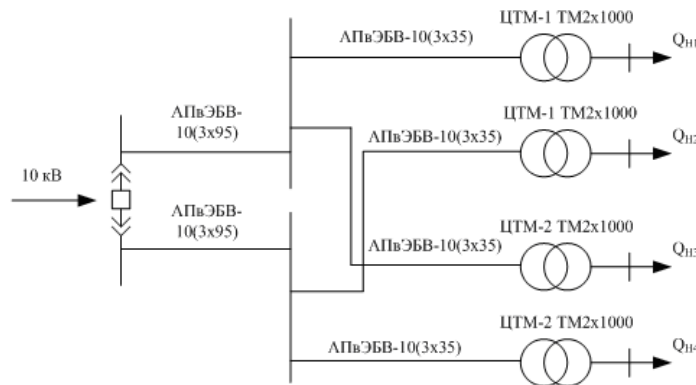
$$Z(q_{к1}, q_{к2}) = 3.36 \times 10^6$$

Перевірка, квар

$$(q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2}) = 502.001 \quad q_{вх} = 502$$

Визначаємо потужності БК у вузлах навантаження, квар:

$$q_{КУ} := \frac{q_{к}}{2} = \begin{pmatrix} 355.909 \\ 289.793 \end{pmatrix}$$



Однолінійна схема електропостачання

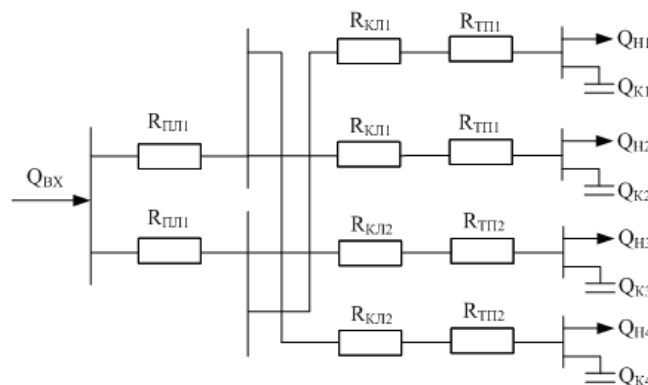
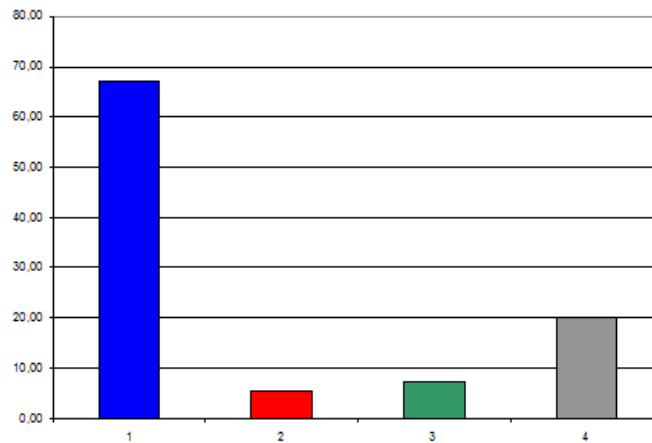


Схема заміщення мережі електропостачання підприємства

Додаток Е - Техніко-економічні показники СЕП

Сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства	1385,18 тис грн
Загальна потреба підприємства в електроенергії	5344729,36 кВт*год/рік
Тариф	2,33765 грн/кВт*год
Оплата за спожиту електроенергію	12494106,58 грн
Собівартість спожитої електроенергії	2,5813 грн/кВт*год

Гістограма кошторису річних поточних витрат



Підсумкова таблиця

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	Еа	5246242,98	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	Е	5344729,36	кВт·год.
Плата за електроенергію	П ₁	12494106,58	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	С _п	1040202,72	грн.
Сумарні витрати під-ва	С _{сум}	13542184,29	грн.
Собівартість ел.енергії	S	258,13	коп/кВт·год.

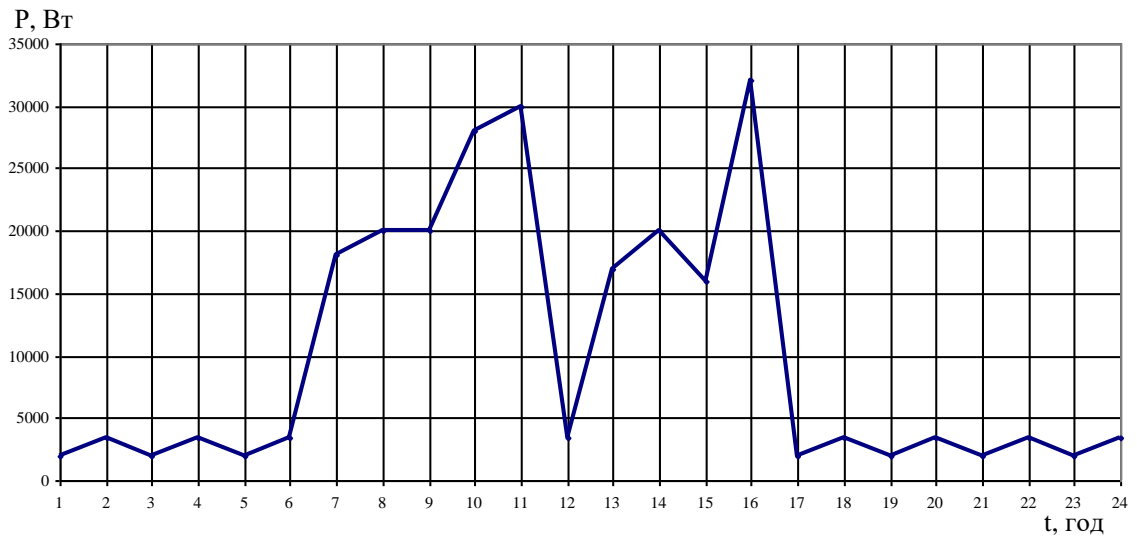
Таблиця кошторису річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Рік, кВт
Витрати по експлуатації обладнання	699266,45	66,72
Витрати на поточний ремонт	56084,65	5,35
Витрати на амортизацію	83111,07	7,93
Інші витрати	209615,54	20,00
Разом	1040202,72	100

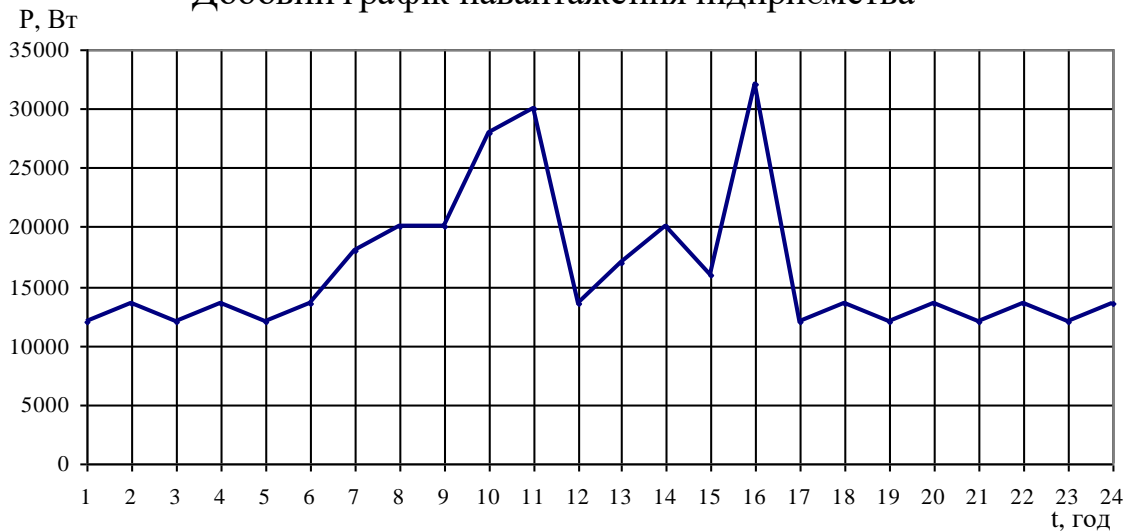
Додаток Є - Значення параметрів режиму електроспоживання

Показник	Без АСКОВЕ	З АСКОВЕ	Похибка, %
Середньодобове навантаження	1335,75	1360,75	1,84
Середньоквадратичне навантаження	272,65	277,76	1,84
Дисперсія	1705074	1772449,4	3,80
Середньоквадратичне відхилення	1305,7	1331,4	1,93
Час використання максимальної потужності	17,7	17,5	1,13
Коефіцієнт форми	0,20411	0,20412	0,005
Коефіцієнт заповнення графіка	0,737	0,73	0,95
Коефіцієнт максимуму добового навантаження	1,357	1,369	0,88
Коефіцієнт нерівномірності	0,423	0,438	3,42
Рівень потужності в години ранкового максимуму	2179,9	2090,1	4,12
Рівень потужності в години вечірнього максимуму	3090,5	3022,18	2,21

Додаток Ж - Розробка та впровадження системи АСКОЕ на підприємстві



Добовий графік навантаження підприємства



Добовий графік навантаження підприємства після впровадження АСКОЕ