

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: «Розробка заходів з підвищення енергоефективності Товариства з
обмеженою відповідальністю «Глікохім», місто Калинівка»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-18м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

Сивак В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доцент Левицький С.М.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2019 року

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

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

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

„_____” _____ вересня 2019 р

ЗАВДАННЯ
на магістерську кваліфікаційну роботу
Сиваку Владиславу Володимировичу

1. Тема роботи: Розробка заходів з підвищення енергоефективності Товариства з обмеженою відповідальністю «Глікохім», місто Калинівка
керівник роботи: Левицький Сергій Михайлович, к.т.н., доцент,
затверджені наказом по ВНТУ від « 02 » жовтня 2019 року, № 254
2. Строк подання студентом роботи « 06 » грудня 2019 року
3. Вихідні дані до роботи: відомості про електричні навантаження та планування підприємства, про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.
Наукові публікації з питань підвищення енергоефективності на підприємствах хімічної промисловості.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки.
Анотація.
Вступ.
 1. Відомості про підприємство та короткий опис технологічних процесів
 2. Визначення оптимальних параметрів системи електропостачання з допомогою електронного процесора Excel
 - 2.1 Розрахунок навантажень підприємства
 - 2.2 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП
 - 2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення
 - 2.4 Визначення оптимальних перерізів КЛ 10 кВ
 - 2.5 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП
 - 2.6 Вибір комутаційних електроапаратів
 - 2.7 Визначення оптимальної потужності компенсувальних пристроїв 0,38 кВ за критерієм мінімуму затрат в СЕП з допомогою математичного САПР MathCad
 3. Управління несиметрією режиму в чотирипровідній мережі підприємства як задача багатокритеріальної оптимізації
 - 3.1 Аналіз відомих способів керування симетруючими пристроями; дослідження процесів, які при цьому відбуваються
 - 3.2 Розробка математичної моделі керування несиметрією режиму в чотирипровідній електричній мережі
 - 4 Економічна частина роботи

- 4.1 Розрахунок собівартості електроенергії на підприємстві
 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях
 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту
 5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії
 5.3 Дослідж. стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників НС
ВИСНОВКИ

5. Перелік графічного матеріалу:

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

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання « 20 » вересня 2019 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок оптимальних параметрів системи електропостачання	09.10.2019	
2	Аналіз відомих способів керування симетруючими пристроями	18.10.2019	
3	Розробка математичної моделі керування несиметрією режиму в чотирипровідній електричній мережі	01.11.2019	
4	Економічна частина роботи	10.11.2019	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	21.11.2019	
6	Написання пояснювальної записки	06.12.2019	

Студент

_____ (підпис)

Сивак В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник магістерської роботи

_____ (підпис)

Левицький С.М.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

	Стор.
АНОТАЦІЯ	5
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО ТА КОРОТКИЙ ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ	9
1.1 Характеристика технологічного процесу підприємства	9
1.2 Відомості про ел. навантаження підприємства та цеху	10
РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ДОПОМОГОЮ ЕЛЕКТРОННОГО ПРОЦЕСОРА EXCEL	13
2.1 Розрахунок електричних навантажень	13
2.1.1 Розрахунок електричних навантажень цехової мережі	13
2.1.2 Розрахунок навантажень підприємства	17
2.2 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП	22
2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення	26
2.4 Автоматизація пошуку оптим. перерізів КЛ 10кВ	31
2.5 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в системі електропостачання (СЕП)	32
2.6 Визначення оптимальної потужності компенсувальних пристроїв 0,38 кВ з допомогою матем. САПР MathCad	35
2.7 Вибір схеми цехової мережі	38
2.8 Вибір комутаційної апаратури і провідників цехової мережі	39
2.9 Розрахунок струмів коротких замикань в мережах напругою до 1000 В та перевірка вибраних елементів	44
2.10 Перевірка чутливості і селективності захисту цехової мережі	47
РОЗДІЛ 3 УПРАВЛІННЯ НЕСИМЕТРІЄЮ РЕЖИМУ В ЧОТИРИПРОВІДНІЙ МЕРЕЖІ ПІДПРИЄМСТВА ЯК ЗАДАЧА БАГАТОКРИТЕРІАЛЬНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ	50
3.1 Аналіз відомих способів керування симетруючими пристроями; дослідження процесів, які при цьому відбуваються	50
3.2 Розробка математичної моделі керування несиметрією режиму в чотирипровідній електричній мережі	62
Висновки	69
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	70
4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання	71
4.2 Розрахунок поточних витрат	73
4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі	73

4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі	76
4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються	79
4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	81
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії	82
4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	82
4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії	85
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	87
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	88
5.1.1 Електробезпека	88
5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	89
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	90
5.2.1 Мікроклімат	90
5.2.2 Склад повітря робочої зони	91
5.2.3 Виробниче освітлення	93
5.2.4 Виробничий шум	94
5.2.5 Вібрація	95
5.2.6 Психофізіологічні фактори	96
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайної ситуації	98
5.3.1 Дослідження безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах іонізуючих випромінювань	100
5.3.2 Дослідження безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах дії електромагнітного імпульсу	101
5.3.3 Розробка превентивних заходів з підвищення безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах дії загрозливих чинників НС	102
ВИСНОВКИ	105
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	106
ДОДАТКИ	109

АНОТАЦІЯ

Сивак Владислав Володимирович. Розробка заходів з підвищення енергоефективності Товариства з обмеженою відповідальністю «Глікохім», місто Калинівка. Магістерська кваліфікаційна робота. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка –Вінниця:ВНТУ, 2019 - 108 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання підвищення енергоефективності ТОВ «Глікохім» шляхом симетрування параметрів режиму.

Магістерська кваліфікаційна робота розроблена на основі даних, отриманих під час проходження практики на підприємстві.

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

Науково-дослідна частина роботи присвячена питанням керування несиметрією режиму в чотирипровідній електричній мережі.

Розраховано основні техніко-економічні показники СЕП підприємства.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: електричні мережі, електропостачання, несиметрія режиму.

Рисунків - 25

Таблиць - 20

Бібліографій – 27

АННОТАЦИЯ

Сывак Владислав Владимирович. Разработка мероприятий по повышению энергоэффективности Общества с ограниченной ответственностью «Гликохим», город Калиновка. Магистерская квалификационная работа. Специальность 141 – Электроэнергетика, электротехника и электромеханика – Винница: ВНТУ, 2019 - 108 с.

В магистерской квалификационной работе рассмотрены вопросы повышения энергоэффективности ООО «Гликохим» путем симметрирования параметров режима.

Магистерская квалификационная работа выполнена на основании данных, полученных во время прохождения практики на предприятии.

В работе рассмотрены вопросы расчета электроснабжения предприятия в целом и одного из его цехов, выбор количества и мощности трансформаторных подстанций; выбор проводников, коммутационных аппаратов.

Научно-исследовательская часть работы посвящена вопросам управления несимметрией режима в четырехпроводной электрической сети.

Рассчитаны основные технико-экономические показатели системы электроснабжения.

Рассмотрены вопросы охраны труда и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Ключевые слова: электрическая сеть, электроснабжение, несимметрия режима.

ВСТУП

Актуальність теми. Оптимальне функціонування підприємства в значній мірі залежить від правильного вибору та синтезу системи електропостачання підприємства. Тому актуальним є вибір раціональних систем живлення, сучасного електрообладнання, провідниково-кабельної продукції, підвищення надійності електропостачання, поліпшення використання існуючих мереж, зниження втрат активної енергії, уніфікація та індустріалізація будівництва нових об'єктів.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення енергоефективності ТОВ «Глікохім» шляхом симетрування параметрів режиму, що забезпечується аналізом системи електропостачання підприємства на основі діючих методик розрахунку, при цьому виконуються розрахунки зовнішньої та внутрішньої електромережі, електричних навантажень, здійснюється вибір електрообладнання та розраховується місце розташування трансформаторних підстанцій тощо.

Основними задачами при розрахунку системи електропостачання є:

- оптимізація шляхом вибору напруги, визначення електричних навантажень, дотримуючись вимог надійності системи електропостачання;
- задачі оптимального вибору числа і потужності трансформаторів, засобів компенсації реактивної потужності.

Об'єкт дослідження – система електропостачання ТОВ «Глікохім».

Предмет дослідження – підвищення енергоефективності електропостачання за рахунок оптимального керування несиметрією режиму в чотирипровідній електричній мережі.

Методи досліджень. У магістерській роботі використовуються загальноприйняті методи розрахунку електричних мереж.

Практичне значення одержаних результатів. Проведені дослідження дозволяють забезпечити ефективне використання встановленої потужності конденсаторних батарей при симетруванні електричного режиму і компенсації реактивних навантажень у чотирипровідних електричних мережах промислових підприємств.

РОЗДІЛ 1 ВІДОМОСТІ ПРО ПІДПРИЄМСТВО ТА КОРОТКИЙ ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

1.1 Характеристика технологічного процесу підприємства

ТОВ «Глікохім» - один з найбільших виробників гліцерину в Україні та лідер ринку з багаторічним досвідом роботи. Територіальне місце знаходження в Україні дозволяє забезпечити оптимальні терміни поставок продукції замовникам. Вся продукція, що поставляється проходить усі необхідні перевірки та відповідає необхідним нормам і стандартам якості. Основні напрямки діяльності підприємства - це покупка і продаж гліцерину.

Більшість синтетичних методів отримання гліцерину ґрунтуються на використанні пропілену в якості вихідного продукту. Хлоруванням пропілену при температурі 450-500 °С отримують аллілхлорид, при приєднанні до останнього хлорноватистої кислоти утворюються хлоргідрини, наприклад, $\text{CH}_2\text{ClCHONCH}_2\text{Cl}$, які при обмиленні лугом перетворюються в гліцерин.

На перетвореннях аллілхлорида в гліцерин через діхлоргідрин або аліловий спирт засновані інші методи. Відомий також метод отримання гліцерину окисленням пропілену в акролеїн; при пропусненні суміші парів акролеїну і ізопропілового спирту через змішаний каталізатор $\text{ZnO} - \text{MgO}$ утворюється аліловий спирт. Він при температурі 190-270 °С в водному розчині перекису водню перетворюється в гліцерин.

Гліцерин можна отримати також з продуктів гідролізу крохмалю, деревної муки, гідрофікації моносахаридів або гліколевим бродінням цукру. Також гліцерин виходить як побічний продукт при виробництві біопалива.

Область застосування гліцерину різноманітна: харчова промисловість, тютюнове виробництво, електронні сигарети, медична промисловість, виробництво миючих і косметичних засобів, сільське господарство, текстильна, паперова і шкіряна галузі промисловості, виробництво пластмас, лакофарбова

промисловість, електротехніка і радіотехніка (виготовлення флюсу для паяння металів).

Гліцерин відноситься до групи стабілізаторів, що володіють властивостями зберігати і збільшувати ступінь в'язкості і консистенції харчових продуктів, входить до харчової добавки E422, і використовується в якості емульгатора, за допомогою якого змішуються різні незмішувані суміші.

Оскільки гліцерин добре піддається згущенню і горить без запаху і чаду, його використовують для виготовлення високоякісних прозорих свічок.

Також гліцерин використовується при виготовленні динаміту.

В останні роки гліцерин використовується, поряд з пропіленгліколем, в якості основного компонента для приготування рідини і картриджів для електронних сигарет.

Використовується гліцерин також в кріобіології і кріоніці як основний компонент популярних проникаючих кріопротекторів для кріоконсервування анатомічних препаратів, біологічних тканин і організмів.

1.2 Відомості про електричні навантаження підприємства та цеху

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

Відстань від підприємства до живлячої підстанції енергосистеми 1 км.

Потужність КЗ зі сторони 10 кВ живлячої підстанції складає $S_{кз}=50$ МВА.

Вхідна реактивна потужність складає $Q_{вх}=201$ квар.

Час використання максимального навантаження $T_m=2000$ год/рік.

Час максимальних втрат складає $\tau_m= 919,59$ год/рік.

Тариф за активну електроенергію $t= 2,80$ грн/кВт*год.

Генплан підприємства наведено на рисунок 1.1, а в таблиці 1.1 подано дані про електричні навантаження його цехів.

Таблиця 1.1 - Відомості про електричні навантаження цехів підприємства

№	Найменування	P_n , кВт
1	Адміністративно-виробничий корпус	300
2	Виробничий цех №2	210
3	Виробничий цех №1	240
4	Виробничий цех №3	180
5	Склад готової продукції	110

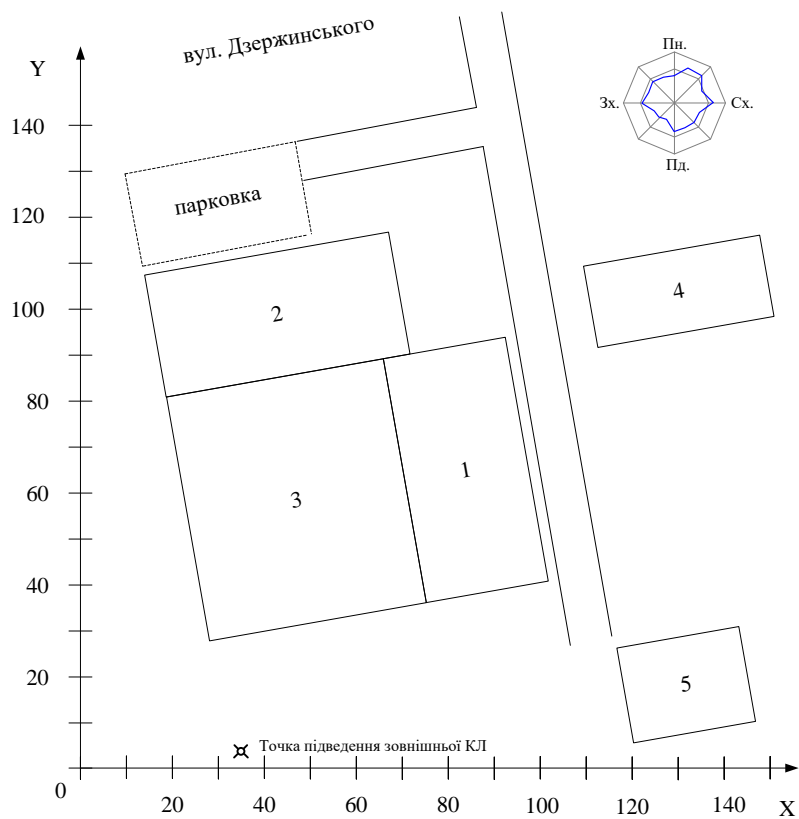


Рисунок 1.1 - Генплан підприємства

Нижче на рисунку 1.2 наведено план виробничого цеху з розташуванням технологічного обладнання.

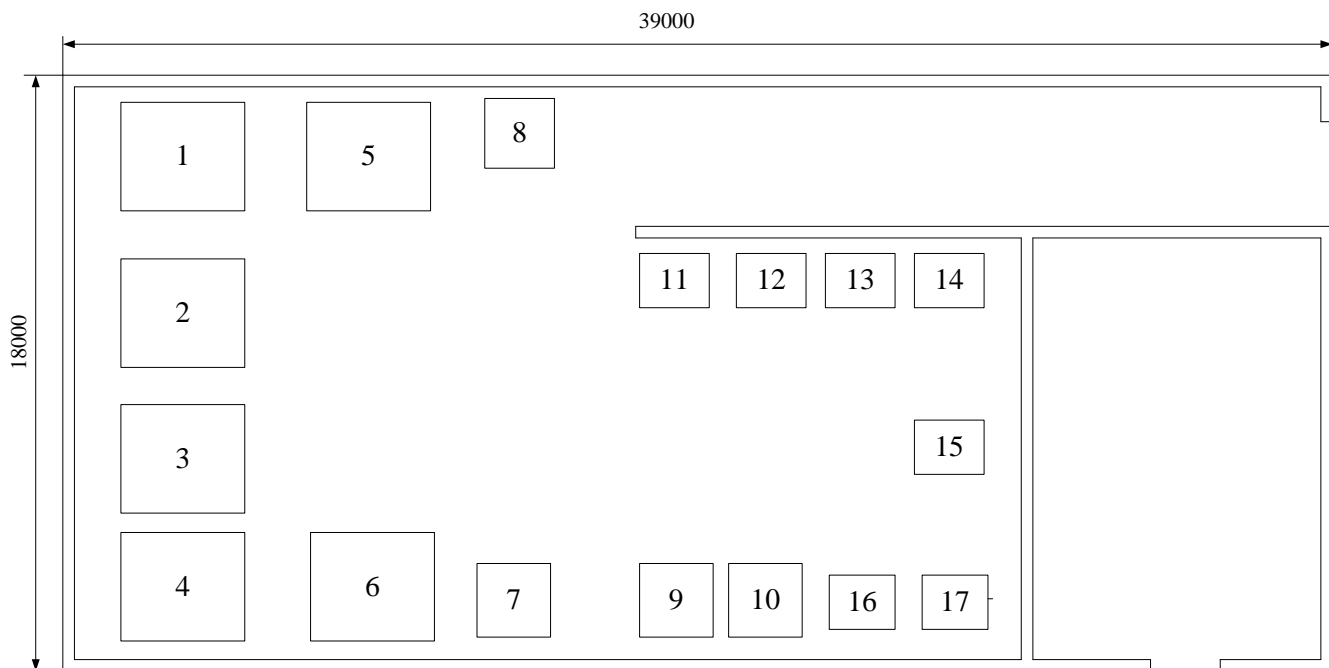


Рисунок 1.2 - План виробничого цеху

Відомості про електроприймачі цеху наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 - Відомості про електричні навантаження цеху

№ на плані	Назва електроприймача	Рн, кВт
1-2	Відділювач	12,0
3	Подрібнювач	18,5
4	Мийка	4,5
5-6	Дозувальна машина	11,0
7-8	Вакуум-фільтр	22,2
9-10	Вентилятор	1,1
11-12	Дозрівач	24,0
13	Мішалка	13,0
14	Циклон	1,5
15	Класифікатор	7,5
16	Міксер	7,5
17	Вібратор	18,5

РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ДОПОМОГОЮ ЕЛЕКТРОННОГО ПРОЦЕСОРА EXCEL

2.1 Розрахунок електричних навантажень

Вирішення складного комплексу технічних та економічних питань, що виникають при розробці електропостачання сучасного промислового підприємства розпочинається з розрахунку електричних навантажень, їх визначення виконується з метою вибору та перевірки струмоведучих елементів і трансформаторів по нагріву та економічним міркуванням, розрахунку відхилень та коливань напруги, вибору компенсуючих та захисних пристроїв, тощо та складає перший етап розробки будь якої системи електропостачання.

2.1.1 Розрахунок електричних навантажень цехової мережі

Правильне визначення низьковольтних навантажень – один з найважливіших етапів проектування. За розрахованими даними буде здійснений вибір низьковольтного обладнання, провідників, захисних апаратів. Помилка в розрахунках на даному етапі може призвести в кращому випадку – до завищення розрахункових потужностей, а отже і капіталовкладень в систему електропостачання, в гіршому - до неможливості нормальної експлуатації обладнання і виникнення аварійних ситуацій.

В якості розрахункової потужності для розподільних пристроїв 0,4 кВ приймають найбільшу з середніх півгодинних потужностей за найбільш завантаженою зміну. Для окремих електроспоживачів в якості розрахункової приймають встановлену потужність. Розрахункові навантаження (на усіх ступенях розподільчих і живлячих мереж, включно з трансформаторами і перетворювачами) визначаються за нормативним методом, згідно з РТМ 36.18.32.4-92 [3], що є основним при розробці технічних і робочих проектів

електропостачання.

Згідно [3] виконаємо розрахунок в такій послідовності.

Розрахункові навантаження окремих електроприймачів (ЕП) або ліній, від яких живляться два чи три ЕП (І рівень), приймаються рівними номінальним:

$$P_p = P_H, \quad Q_p = P_H \cdot \operatorname{tg}\varphi_H,$$

де P_H - номінальна активна потужність ЕП, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi_H$ - номінальний коефіцієнт реактивної потужності.

Номінальні величини визначають за паспортними даними ЕП. В разі відсутності паспортних даних, приймають $\operatorname{tg}\varphi_H = 0,75$ - для ЕП тривалого режиму роботи і $\operatorname{tg}\varphi_H = 0,87$ - для ЕП повторно-короткочасного.

Для ЕП повторно-короткочасного режиму номінальна потужність приводиться до тривалого режиму роботи

$$P_H = P_{\text{пасп.}} \cdot \sqrt{T_{\text{ПВ.пасп}}},$$

де $P_{\text{пасп.}}$, $T_{\text{ПВ.пасп}}$ - паспортні номінальна потужність і відносна тривалість повторного ввімкнення відповідно, кВт, с.

Розрахункові навантаження для живлячих мереж напругою до 1 кВ визначають за формулами:

$$P_p = K_p \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi};$$

$$Q_p = \begin{cases} 1,1 \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \operatorname{tg}\varphi_{Ci}, & \text{при } n_e \leq 10, \\ \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \operatorname{tg}\varphi_{Ci}, & \text{при } n_e > 10; \end{cases}$$

Для магістральних шинопроводів:

$$P_P = K_P \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} ;$$

$$Q_P = K_P \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \operatorname{tg} \varphi_{Ci} ,$$

де K_P - коефіцієнт розрахункового максимуму активної потужності;

n_e - ефективне число ЕП;

$\operatorname{tg} \varphi_C$ - усереднені значення $\operatorname{tg} \varphi$ для даного типу ЕП.

Значення K_P можна визначити із [3].

Середні величини, активна і реактивна потужності:

$$P_C = K_B \cdot P_H ; \quad Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \phi ,$$

Груповий коефіцієнт використання та ефективне число ЕП визначаються за формулами:

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}} ;$$

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{Hi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}^2} .$$

Розрахункове значення n_e округляється до меншого цілого числа.

За [3] визначаємо коефіцієнт максимуму $K_P = f(K_B; n_e)$.

Знаходимо значення повної розрахункової потужності:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} .$$

Знаходимо розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H} .,$$

де U_H – номінальна напруга, кВ.

Приклад розрахунку силового навантаження для РП 1:

$$P_p = 8,4 + 5,55 + 1,35 + 6,6 + 11,1 = 33 \text{ (кВт)};$$

$$Q_p = 9,82 + 7,4 + 1,01 + 6,73 + 6,88 = 31,85 \text{ (кВАр)};$$

$$n_e = \frac{33^2}{113,4} \approx 6 .$$

З таблиці 1.1 [2] знаходимо $K_p = 1,28$ і обчислюємо розрахункові потужності для електроприймачів:

$$P_p = K_p \cdot P_{c\Sigma} = 33 \cdot 1,28 = 42,24 \text{ (кВт)};$$

$$Q_p = 1,1 K_B n P_H \operatorname{tg} \varphi = 1,1 \cdot 31,85 = 35,03 \text{ (квар)}.$$

Якщо ефективне число електроприймачів менше 10 ($n_e \leq 10$), то замість коефіцієнта 1,0 в формулі реактивної потужності використовуємо 1,1.

Визначаємо S_p електроприймачів РП1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{42,24^2 + 35,03^2} = 54,88 \text{ (кВА)}.$$

$$I_p = \frac{54,88}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 83,37 \text{ (А)}.$$

Розрахунки електричних навантажень цехової мережі заносимо у таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок електричних навантажень цехової мережі

Вихідні дані							Розрахункові величини			n _e	K _p	Розрахункові навантаження			
Завдання технологів				Довідкові дані			P _c	Q _c	n×P ² _н			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _p , А
Найменування ЕП	n	P _н , кВт	n×P _н , кВт	K _в	cosφ	tgφ				7	8				
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
РП 1															
Відділював 1,2	2	12	24	0,35	0,65	1,17	8,4	9,82	288						28,0
Подрібноувач 3	1	18,5	18,5	0,3	0,6	1,33	5,55	7,4	342,25						46,8
Мийка 4	1	4,5	4,5	0,3	0,8	0,75	1,35	1,01	20,25						8,5
Дозувальна машина 5,6	2	11	22	0,3	0,7	1,02	6,6	6,73	242						23,9
Вакуум-фільтр 7,8	2	22,2	44,4	0,25	0,85	0,62	11,1	6,88	985						39,7
Всього РП 1	8		113,4	0,29			33	31,85	1878,1	6	1,28	42,24	35,03	54,88	83,37
РП 2															
Вентилятор 9,10	2	1,1	2,2	0,65	0,8	0,75	1,43	1,07	2,42						2,1
Дозрівач 11,12	2	24	48	0,25	0,85	0,62	12	7,44	1152						42,9
Мішалка 13	1	13	13	0,4	0,6	1,33	5,2	6,93	169						32,9
Циклон 14	1	1,5	1,5	0,3	0,65	1,17	0,45	0,53	2,25						3,5
Класифікатор 15	1	7,5	7,5	0,35	0,85	0,62	2,63	1,63	56,25						13,4
Міксер 16	1	7,5	7,5	0,3	0,65	1,17	2,25	2,63	56,25						17,5
Вібратор 17	1	18,5	18,5	0,25	0,65	1,17	4,63	5,51	342,25						43,2
Всього РП 2	9		98,2	0,29			28,58	25,63	1780,4	5	1,35	38,58	28,2	47,79	72,61
Всього цеху	17		211,6	0,29			61,58	57,48	3658,6	12	1,08	66,51	57,48	87,9	133,55

2.1.2 Розрахунок навантажень підприємства

Складемо математичну модель задачі розрахунку силових та освітлювальних навантажень методами коефіцієнтів використання K_в та попиту K_п.

Вихідні дані:

P_{ні} – номінальна активна потужність і-го цеху, кВт;

cosφ_і – коефіцієнт потужності і-го цеху;

K_{пі} – коефіцієнт попиту і-го цеху;

K_{ві} – коефіцієнт використання і-го цеху;

P_{питі} – питома навантаження освітлення і-го цеху, кВт/м²;

F_i – площа і-го цеху, м²;

$K_{\text{поі}}$ – коефіцієнт попиту освітлення і-го цеху.

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

Потужність електричного освітлення і-го цеху:

$$P_{\text{POi}} = P_{\text{номі}} \cdot F_i \cdot K_{\text{поі}} \cdot K_{\text{праі}} \cdot 0,001,$$

де $K_{\text{поі}}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження і-го цеху;

F_i – площа і-го цеху, м²;

$p_{\text{питі}}$ – питома густина освітлювального навантаження і-го цеху, кВт/м²;

$K_{\text{праі}}$ – коефіцієнт пуско-регулюючої апаратури і-го цеху.

Реактивна потужність електричного освітлення і-го цеху:

$$Q_{\text{POi}} = P_{\text{POi}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{Oi}}.$$

Середнє активне навантаження і-го цеху:

$$P_{\text{Ci}} = P_{\text{Hi}} \cdot K_{\text{Bi}} + P_{\text{POi}},$$

де $P_{\text{номі}}$ – номінальна потужність і-го цеху, кВт;

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

Середнє реактивне навантаження і-го цеху:

$$Q_{\text{Ci}} = P_{\text{Ci}} \cdot \text{tg}\varphi_i + Q_{\text{POi}},$$

де $\text{tg}\varphi_i$ – коефіцієнт реактивної потужності і-го цеху;

$Q_{\text{поі}}$ – розрахункова реактивна потужність освітлення і-го цеху.

Повне середнє навантаження і-го цеху:

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

Активне розрахункове навантаження i -го цеху:

$$P_{Pi} = P_{Hi} \cdot K_{Pi} + P_{POi},$$

де K_{Pi} – коефіцієнт попиту i -го цеху (відношення розрахункової активної потужності до номінальної активної потужності приймача);

Реактивне розрахункове навантаження i -го цеху:

$$Q_{Pi} = P_{Pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + Q_{POi}.$$

Повне розрахункове навантаження i -го цеху:

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

Розрахунковий струм i -го цеху:

$$I_{Pi} = \frac{S_{Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Сумарне навантаження цехів:

$$P_{PO\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{POi};$$

$$Q_{PO\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{POi};$$

$$P_{C\Sigma} = \sum_{i=1}^N P_{Ci};$$

$$Q_{C\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_{Ci};$$

$$P_{P\Sigma} = K_o \cdot \left(\sum_{i=1}^N P_{Pi} - P_{PO\Sigma} \right) + P_{PO\Sigma};$$

$$Q_{P\Sigma} = K_o \cdot \left(\sum_{i=1}^N Q_{Pi} - Q_{PO\Sigma} \right) + Q_{PO\Sigma},$$

де N – кількість цехів;

K_o – коефіцієнт одночасності (згідно [2], таблиця 3, для коефіцієнту використання в цілому по заводу 0,65 та кількості приєднань 4 на збірних шинах ЦРП матимемо $K_o = 1,0$).

Повне сумарне навантаження:

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

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

Результати розрахунку навантажень підприємства наведені на рис. 2.1.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	
		Рн, кВт	cos	tg	Кл	Кв	Площа, м ²	Кп0	Рплт, Вт/м ²	Кпра	tg0	Qтп0, квар	Рр0, кВт	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Кс=	Кр=	
1	№	Цех	Світло																			
2	3	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
4	1	Адміністративна будівля	300	0,85	0,62	0,6	0,55	1458	0,9	0,016	1,2	0,43	10,83	25,19	190,19	221,28	205,19	122,39	238,92	363,00	0,16	
5	2	Виробничий цех №2	210	0,7	1,02	0,6	0,5	1458	0,9	0,014	1,2	0,43	9,48	22,04	127,04	172,44	148,04	138,03	202,41	307,52	0,14	
6	3	Виробничий цех №1	240	0,7	1,02	0,6	0,55	2392	0,9	0,014	1,2	0,43	16,85	39,19	171,19	151,52	228,61	183,19	163,76	245,72	373,33	0,09
7	4	Виробничий цех №3	180	0,8	0,75	0,55	702	0,9	0,014	1,2	0,43	4,56	10,61	100,61	72,06	123,76	109,61	78,81	135,01	205,12	0,19	
8	5	Склад готової продукції	110	0,8	0,75	0,45	567	0,6	0,012	1,2	0,43	2,11	4,90	48,90	35,11	60,20	54,40	39,23	67,07	101,90	0,12	
9		Всього по підприємству	1040				6777					43,84	101,94	637,94	488,38	803,42	670,52	517,30	846,87	1286,69	0,12	
10																						

Рисунок 2.1 - Електронна таблиця розрахунку навантаження підприємства методом коефіцієнту попиту. Лист “Навантаження”

Таким чином повна середня потужність заводу складає $S_{\sigma\Sigma} = 803,42$ кВА, а повна розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнта одночасності складає $S_{p\Sigma} = 846,87$ кВА.

2.2 Визначення оптимальної кількості та потужності цехових ТП

Кількість трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій (ЦТП) згідно технічного завдання (ТЗ) повинна відповідати категорії надійності споживача за ПУЕ [1]. Вибрані потужності трансформаторів повинні бути допустимими в нормальному та післяаварійному режимі роботи виходячи з умови, що при виході з ладу одного трансформатора двотрансформаторної ЦТП – інший повинен витримувати розрахункове навантаження споживачів першої та другої категорії цеху. Показником ефективності вибору потужності трансформаторів ЦТП повинні бути річні приведені затрати в трансформаторну підстанцію. Кількість стандартних потужностей трансформаторів цехових ТП на підприємстві не повинна перевищувати дві (максимум 3).

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

Також доцільно розподілити навантаження між двома ЦТП, адже територія підприємства займає значну площу. Перша ЦТП заживить цехи під номером 2,6; друга ЦТП – 1,4,5. Встановлення 2-х ЦТП дозволить знизити довжини кабельних ліній 0,38 кВ, що призведе до зниження втрат потужності.

Розподіл цехів між ЦТП та дані навантаження на ЦТП наведені на рис. 2.2.

В таблиці (Рисунок1.2) розрахована площа цехів та середнє питоме навантаження на 1 м^2 площі, яке виявилось рівним $0,12$ кВА/ м^2 . При густині навантаження $\rho_0 \leq 0,2$ кВА/ м^2 доцільно застосовувати трансформатори потужністю ≤ 1000 кВА.

Розподілимо навантаження трансф. підстанції між цехами і визначимо її фактичний коефіцієнт завантаження. Дані розрахунку наведені на рис. 2.2.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахунок ва активна поужність Pp, кВт	Розрахунок а реактивна поужність Qp, кВАр	Повна розрахункова поужність Sp, кВА	Середня активна поужність Pc, кВт	Середня реактивна поужність Qc, кВАр	Повна середня поужність Sc, кВА
1	ТП1	2	Виробничий цех №2	148,045	138,025	202,406	127,045	116,601	172,442
2		3	Виробничий цех №1	183,191	163,762	245,717	171,191	151,519	228,614
3			Всього по ТП1	331,236	301,787	448,099	298,236	268,120	401,040
4	ТП2	1	Адміністративно-виробничий корпус	205,194	122,388	238,921	190,194	113,091	221,277
5		4	Виробничий цех №3	109,614	78,814	135,007	100,614	72,064	123,760
6		5	Склад готової продукції	54,399	39,232	67,070	48,899	35,107	60,196
7			Всього по ТП2	369,207	240,433	440,593	339,707	220,262	404,866

Рисунок 2.2 - Розподіл цехів між ЦТП

Знайдемо оптимальну потужність трансформаторів ТП по мінімуму затрат в ТП.

Математична модель задачі:

$$Z(S_m) = (E_e + E_a) \cdot K_{ТП}(S_T, k_T) + [\Delta P_{xx}(S_T) \cdot k_T + \Delta P_{кз}(S_T) \cdot \frac{S_{ТП}^2}{S_T^2 \cdot k_T}] \cdot t \cdot \tau \rightarrow \min_{S_T \in S_{СТ}}$$

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

$$k_T > 1 \Rightarrow k_{па} \cdot S_T \geq k_{ппа} \cdot S_{ТП};$$

$$S_T \in S_{СТ},$$

де E_e – ефективність капіталовкладень,

E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію,

$K_{ТП}(S_T, k_T)$ – капіталовкладення в ТП в залежності від потужності S_T та кількості k_T трансформаторів;

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

k_T – кількість трансформаторів ЦТП;

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

$S_{ТП}$ – розрахункова потужність ТП;

S_T – потужність трансформатора ТП;

t – тариф на передачу електроенергії;

τ – число годин максимальних втрат;

k_H – максимально допустимий коефіцієнт навантаження тр-ра в нормальному режимі згідно ДСТУ 3463-96;

S_T – потужність окремого тр-ра;

$S_{ТП}$ – розрахункова потужність ТП;

$k_{па}$ – максимально допустимий коефіцієнт навантаження тр-ра в післяаварійному режимі згідно ДСТУ 3463-96;

$k_{ппа}$ – частина навантаження ТП, яка повинна залишитись в роботі в післяаварійному режимі (погоджується з технологами);

$S_{ст}$ – множина стандартних потужностей силових трансформаторів.

Значення коефіцієнтів $k_{ппа}$ з урахуванням технологічного процесу та категорії споживачів приймаємо: $k_{ппа} = 0,9$. Значення коефіцієнтів k_H та $k_{па}$ вибираємо із таблиць ДСТУ 3463-96 для таких умов:

в післяаварійному режимі роботи можна відключити без суттєвих збитків 15% навантаження на ЦТП, тобто $k_{ппа} = 0,85$;

річна еквівалентна температура навколишнього середовища приймається за таблицею G.1 ДСТУ 3463-96 для м. Калинівки $\theta = 10,7^\circ$;

трансформатори ЦТП є трансформаторами внутрішньої установки, оскільки будуть встановлені в приміщеннях ЦТП, прибудованих до цехів №№ 7 і 10.

За цих умов $k_H = 1$, $k_{па} = 1,3$.

Електронна таблиця вибору оптимальної потужності ЦТП показана на рис. 2.3, 2.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Вибір оптимальної потужності ТПІ за мінімумом затрат											
2	Дані нормального режиму											
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	448,1
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	401,04
5	Кількість трансформаторів										kt=	1
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										кпап=	0,8
10	Економічні характеристики											
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	4810,6
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	0,036
14												
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Ктп, тис. грн.	Е*К, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Вв, тис. грн.	З, тис. грн.	*
15		63	1,28	0,24	88,695	12,063	64,755	0,24	64,995	312,67	—	
17		100	1,97	0,33	99,833	13,577	39,556	0,33	39,886	191,87	—	
18		160	3,1	0,51	113,36	15,416	24,315	0,51	24,825	119,42	—	
19		250	4,2	0,74	132,23	17,984	13,493	0,74	14,233	68,47	—	
20		400	5,9	0,95	156,49	21,282	7,4042	0,95	8,3542	40,189	—	
21	V	630	8,5	1,31	172,18	23,416	4,3002	1,31	5,6102	26,988	50,405	V
22		1000	10,5	2,1	225,18	30,624	2,1083	2,1	4,2083	20,244	50,869	
23		1600	18	2,8	250,81	34,11	1,4118	2,8	4,2118	20,261	54,371	
24		2500	23,5	3,85	293,83	39,961	0,755	3,85	4,605	22,153	62,113	
25										Змін=	50,405	
26									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	630	

Рисунок 2.3 – Електронна таблиця вибору оптимальної потужності ЦТПІ

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Вибір оптимальної потужності ТПІ за мінімумом затрат											
2	Дані нормального режиму											
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	440,593
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	404,866
5	Кількість трансформаторів										kt=	1
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										кпап=	0,8
10	Економічні характеристики											
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Во=	4810,57
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ее=	0,1
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Еа=	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.	*
15		63	1,28	0,24	88,695	12,0625	62,6043	0,24	62,8443	302,317	---	
17		100	1,97	0,33	99,8325	13,5772	38,2421	0,33	38,5721	185,554	---	
18		160	3,1	0,51	113,355	15,4163	23,507	0,51	24,017	115,535	---	
19		250	4,2	0,74	132,233	17,9836	13,045	0,74	13,785	66,3138	---	
20		400	5,9	0,95	156,488	21,2823	7,15826	0,95	8,10826	39,0053	---	
21	V	630	8,5	1,31	172,18	23,4165	4,15732	1,31	5,46732	26,3009	49,7174	V
22		1000	10,5	2,1	225,18	30,6245	2,03828	2,1	4,13828	19,9075	50,532	
23		1600	18	2,8	250,808	34,1098	1,36492	2,8	4,16492	20,0357	54,1455	
24		2500	23,5	3,85	293,828	39,9605	0,7299	3,85	4,5799	22,0319	61,9925	
25										Змін=	49,7174	
26									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	630	

Рисунок 2.4 – Електронна таблиця вибору оптимальної потужності ЦТПІІ

Як бачимо із Рисунок 2.3, 2.4, оптимальними за критерієм мінімуму затрат

для ЦТП є трансформатори 630 кВА.

Розміщення ЦТП на генплані заводу зображено на кресленні додаток Б.

2.3 Визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Живлення підприємства проходить по території м. Калинівка, тому здійснюється кабельною лінією. Підприємство має споживачі здебільшого другої категорії, тому живлення здійснюємо двома кабелями 10 кВ, які працюють незалежно.

Визначимо навантаження цехових ТП та зовнішньої КЛ 10 кВ з урахуванням втрат потужності в трансформаторах цехових ТП.

Втрати потужності в цехових ТП визначимо за формулами:

$$\Delta P_{\text{ЦТП}} = \sum_{i=1}^n \left(\Delta P_{\text{хх}i} + \Delta P_{\text{кз}i} \cdot \left(\frac{S_{pi}}{S_{\text{нті}}} \right)^2 \right)$$

$$\Delta Q_{\text{ЦТП}} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{pi}}{100} \left(\left(\frac{S_{pi}}{S_{\text{нті}}} \right)^2 \cdot U_{\text{кз}i} + I_{\text{кз}i} \% \right),$$

де $\Delta P_{\text{хх}}$ - втрати холостого ходу;

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

S_p - розрахункова потужність цехової ТП;

$S_{\text{нт}}$ - номінальна потужність трансформатора цехової ТП;

$U_{\text{кз}}$ - напруга короткого замикання трансформатора;

$I_{\text{кз}}$ - струм короткого замикання трансформатора;

n - кількість цехових трансформаторних підстанцій.

Активну $P_{\text{ж}}$, реактивну $Q_{\text{ж}}$ та повну $S_{\text{ж}}$ потужність лінії живлення знайдемо за формулами:

$$P_{\text{ж}} = P_p + \Delta P_{\text{ЦТП}}; \quad Q_{\text{ж}} = Q_p + \Delta Q_{\text{ЦТП}}; \quad S_{\text{ж}} = \sqrt{P_{\text{ж}}^2 + Q_{\text{ж}}^2},$$

де P_p - сумарна активна розрахункова потужність заводу (наведена на рис. 2.1);

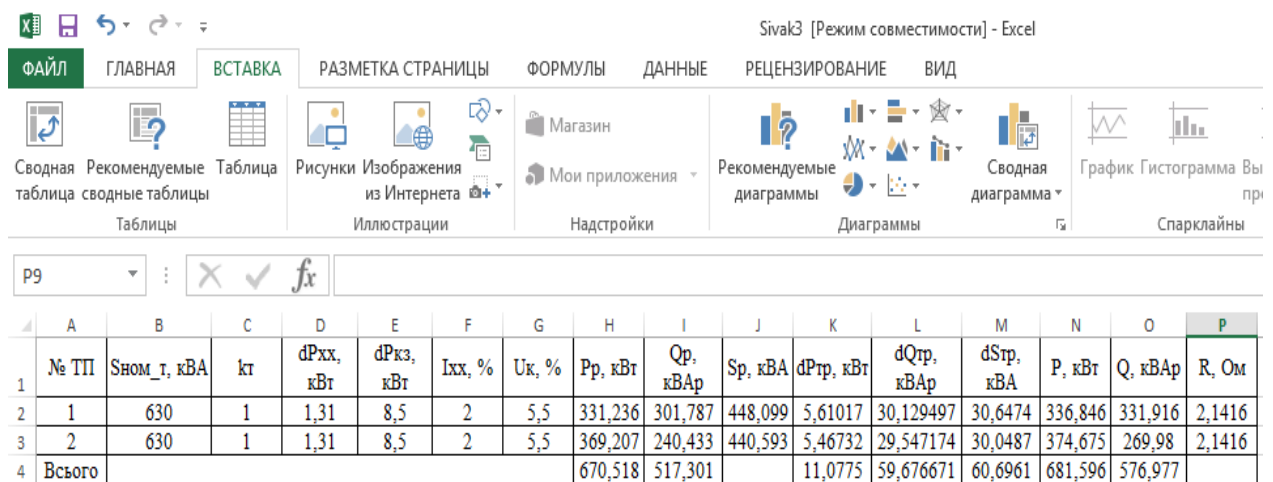
$Q_{Ж}$ - сумарна реактивна розрахункова потужність заводу (наведена на рис. 2.1);

$S_{Ж}$ - сумарна повна розрахункова потужність заводу;

$\Delta P_{ЦТП}$ - сумарні втрати активної потужності в ЦТП;

$\Delta Q_{ЦТП}$ - сумарні втрати реактивної потужності в ЦТП.

Розрахунки виконуються з допомогою Excel автоматично в електронній таблиці рис. 2.5.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
	№ ТП	Сном_т, кВА	кт	dP _{хх} , кВт	dP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _к , %	P _р , кВт	Q _р , кВАр	S _р , кВА	dP _{тр} , кВт	dQ _{тр} , кВАр	dS _{тр} , кВА	P, кВт	Q, кВАр	R, Ом
1	1	630	1	1,31	8,5	2	5,5	331,236	301,787	448,099	5,61017	30,129497	30,6474	336,846	331,916	2,1416
3	2	630	1	1,31	8,5	2	5,5	369,207	240,433	440,593	5,46732	29,547174	30,0487	374,675	269,98	2,1416
4	Всього							670,518	517,301		11,0775	59,676671	60,6961	681,596	576,977	

Рисунок 2.5 –Розрахунок втрат потужності в цехових ТП

Керованими змінними в задачі вибору оптимального перерізу зовнішньої КЛ 10 кВ є перерізи КЛ.

Область допустимих рішень – діапазон всіх стандартних перерізів КЛ.

Для автоматизації пошуку оптимальних перерізів кабельних ліній необхідні наступні початкові дані:

- розрахункова потужність споживача з урахуванням втрат (див. вище) P , кВт;
- реактивна розрахункова потужність споживача Q , кВА;
- розрахунковий струм споживача I , А;
- напруга U_n , кВ;

- струм КЗ на початку КЛ;
- допустима втрата напруги в лінії в нормальному та п/а режимах $\Delta U_{\text{ноп}}$ і $\Delta U_{\text{падоп}}$, %;
- кількість ланцюгів в лінії $k_{\text{л}}$;
- довжина лінії L , км;
- доля навантаження у післяаварійному режимі, $k_{\text{ппа}}$ (якщо $k > 1$);
- питома вартість втрат V_0 , грн/кВт.

Довідникові дані:

1) загальні:

- коефіцієнт перевантаження у післяаварійному режимі, $k_{\text{п}}$ (якщо $k > 1$);
- норматив ефективності E_e ;
- коефіцієнт амортизаційних відрахувань E_a ;

2) питомі характеристики ліній усіх стандартних перерізів:

- питомі активний R_0 та реактивний X_0 опори, Ом/км;
- вартість 1 км лінії K_0 , грн/км;
- допустимий тривалий струм $I_{\text{доп}}$, А.

Розрахунок струму короткого замикання здійснюємо згідно чинного державного стандарту ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008.

Схема заміщення для такого розрахунку зображена на рисунку 2.6.

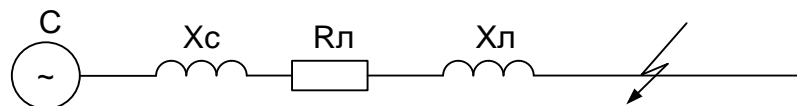


Рисунок 2.6 - Схема заміщення для розрахунку струму к.з.

Струм КЗ для зовнішньої живлячої лінії визначається за формулою:

$$I_{\text{кз}} = \frac{1,05 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot X_c},$$

де $I_{кз}$ - струм короткого замикання, кА;

U - напруга живлячої мережі, кВ;

X_c - опір системи, Ом.

X_c визначається наступним чином:

$$X_c = \frac{(0,95 \cdot U)^2}{S_{кз}},$$

де $S_{кз}$ - потужність короткого замикання на стороні 10 кВ, МВА.

Струм КЗ для розподільчих ліній визначається за формулою:

$$I_{кз} = \frac{1,05 \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{кз}}$$

де $Z_{кз}$ - повний сумарний опір живлячої лінії та системи, Ом.

$$Z = \sqrt{R_l^2 + (X_l + X_c)^2},$$

де R_l - активний опір лінії живлення, Ом;

X_l - реактивний опір лінії живлення, Ом;

Таблична форма для розрахунків струмів КЗ наведені на рисунку 2.7.

	A	B	C	D	E	F
1	Розрахунок струмів КЗ					
2	Дані системи					
3	Напруга, кВ				U= 10	
4	Потужність коротко замикання, МВА				S _{кз} = 50	
5	Опір системи, Ом				X _c = 1,805	
6	Струм КЗ для ЗЛЖ, кА				I _{кз} = 3,359	
7						
8	Довжина КЛ, км				L= 1	
9	Переріз КЛ, мм ²				F= 70	
10	Активний опір КЛ, Ом				R _л = 0,443	
11	Реактивний опір КЛ, Ом				X _л = 0,086	
12	Результат					
13	Сумарний повний опір, Ом				Z= 1,942	
14	Струм КЗ для розподільчих ліній, кА				I _{кз} = 3,1213	

Рисунок 2.7 - Розрахунок струмів короткого замикання

Математична модель вибору КЛ 10 кВ:

$$Z(x) = [(E_e + E_a) \cdot K_0(x) + 3 \cdot I_{\text{Л}}^2 \cdot r_0(x) \cdot t \cdot \tau] \cdot L \cdot k_{\text{л}} \rightarrow \min_{x \in X_{\text{ст}}} .$$

$$x \geq x_{\text{ндоп}} \equiv I_{\text{доп}}(x) \geq I_{\text{Л}};$$

$$k_{\text{л}} > 1 \Rightarrow x \geq x_{\text{надоп}} \equiv k_{\text{н}} \cdot I_{\text{доп}}(x) \geq \frac{k_{\text{л}} \cdot I_{\text{Л}} \cdot k_{\text{нна}}}{k_{\text{л}} - 1}; \quad (k_{\text{н}} - \text{ПУЕ [1], 1.3.5, 1.3.6});$$

$$x \geq x_{\text{н}\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{н}}(x) \leq \Delta U_{\text{ндоп}};$$

$$k_{\text{л}} > 1 \Rightarrow x \geq x_{\text{на}\Delta U} \equiv \Delta U_{\text{на}}(x) \leq \Delta U_{\text{надоп}};$$

$$x \geq x_{\text{КЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ}} \cdot \sqrt{t_{\text{н}}}}{C};$$

$$x \in X_{\text{ст}},$$

де $K_0(x)$ – питома вартість КЛ залежно від її перерізу;

$I_{\text{Л}}$ – струм окремого кабелю;

$r_0(x)$ – питомий активний опір КЛ залежно від її перерізу;

L – довжина лінії;

$I_{\text{доп}}$ – допустимий струм КЛ згідно ПУЕ [1];

$k_{\text{л}}$ – кількість кіл;

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт перевантаження КЛ в післяаварійному режимі;

$\Delta U_{\text{н}}$ – втрата напруги в КЛ в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{ндоп}}$ – допустима втрата напруги в КЛ в нормальному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{на}}$ – втрата напруги в КЛ в післяаварійному режимі роботи;

$\Delta U_{\text{надоп}}$ – допустима втрата напруги в КЛ в післяаварійному режимі роботи;

$x_{\text{КЗ}}$ – мінімальний переріз КЛ, який витримує термічну дію струмів к.з.;

$I_{\text{к.з.}}$ – струм к.з.;

$t_{\text{н}}$ – приведений час к.з.;

C – терм. коефіцієнт, який залежить від матеріалу струмопровідної жили КЛ [2].

Оптимальний переріз КЛ будемо шукати з допомогою електронної таблиці рис. 2.8. На цьому рисунку показані результати розрахунку оптимального перерізу зовнішньої живлячої КЛ 10 кВ.

Вибираємо зовнішнє живлення кабелем ААБ 3×70 мм², при цьому мін. значення приведених затрат, що залежить від КЗ, становлять 34,039 тис. грн.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
16	Аварійний режим											
17	Струм КЗ на початку лінії, кА					I _{кз} = 3,358547272		G16:=I _{кз}				
18	Приведений час КЗ, с					t _п = 1,5		G17:=t _п				
19	Тепловий коефіцієнт C, (A*c^(1/2))/мм^2					C = 90		G18:=C				
20	Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2					F _{кз} = 45,70403941		G19:=F _{кз}				
21	Після аварійний режим											
22	Максимально допустимий коефіцієнт навантаження					K _{па} = 1,25		G21:=K _{па}				
23	Доля навантаження в післяаварійному режимі					K _{нпа} = 0,8		G22:=K _{нпа}				
24	Допустима втрата напруги в КЛ, %					ΔU _{падоп} = 5		G23:=ΔU _{падоп}				
25												
26												
	F, мм^2	R _о , Ом/км	X _о , Ом/км	I _{доп} , А	dU _н , %	dU _{па} , %	К _о , тис.грн/км	dP, кВт	К	Е*К, т.грн	Ев, т.грн	З, т. грн
27												
28	10	3,1	0,122	50	2,183338323	1,746670659	21,4605	24,7217	21,461	3,219075	118,926	-
29	16	1,94	0,113	75	1,387494353	1,109995483	31,01175	15,471	31,012	4,6517625	74,4245	-
30	25	1,24	0,099	90	0,902299584	0,721839667	44,66925	9,8887	44,669	6,7003875	47,5703	-
31	35	0,89	0,095	115	0,661433131	0,529146505	58,39425	7,09753	58,394	8,7591375	34,1432	-
32	50	0,62	0,09	140	0,474517368	0,379613895	83,0835	4,94435	83,084	12,462525	23,7851	-
33	70	0,443	0,086	165	0,351566996	0,281253597	113,62725	3,53282	113,63	17,0440875	16,9949	34,039
34	95	0,326	0,083	205	0,270089351	0,216071481	147,26475	2,59977	147,26	22,0897125	12,5064	34,5961
35	120	0,258	0,081	240	0,222586879	0,178069503	186,35175	2,05749	186,35	27,9527625	9,89769	37,8505
36	150	0,206	0,079	275	0,185989941	0,148791953	229,74525	1,6428	229,75	34,4617875	7,90281	42,3646
37	185	0,167	0,077	310	0,158253749	0,126602999	309,33	1,33178	309,33	46,3995	6,40664	52,8061
38	240	0,129	0,075	355	0,131199153	0,104959322	429,012	1,02874	429,01	64,3518	4,94884	69,3006
39										мін затрати	=	34,039
40										Опт. Переріз ПЛ	=	70

Рисунок 2.8 – Автоматизований вибір оптимального перерізу зовн. КЛ 10 кВ

2.4 Автоматизація пошуку оптимальних перерізів КЛ 10кВ

Автоматизований розрахунок розподільних кабельних мереж 10 кВ, які живлять цехові ТП, виконаємо за допомогою математичної моделі та табличної форми, що були наведені в п. 2.3.

Слід зазначити, що для випадку розподільних КЛ коефіцієнт допустимого навантаження $K_{доп}$ буде розраховуватися так:

$$K_{доп} = k_c \cdot k_n = 1,0 \cdot 0,93 = 0,93,$$

де k_c – коефіцієнт середовища (згідно [1], таблиця 1.3.3, для умовної температури середовища 15° , нормованої температури жил 65° та розрахункової температури середовища $15^{\circ} k_c = 1,0$);

k_n – коефіцієнт прокладки (згідно [1], таблиця 1.3.26, для відстані між кабелями 300 мм та кількості кабелів 2 $k_n = 0,93$).

Результати розрахунку наведемо на рис. 2.9.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M			
Початкові дані								Коефіцієнт середовища			1	Назви ком			
Нормальний режим								Коефіцієнт прокладки			1				
Максимально доп. коефіцієнт навантаження в н. режим								Кдоп=	1	Коефіцієнт ґрунту			1	B26:B36:=	
Напруга, кВ								U=	10	H4:=Uk1			1	C26:C36:=F	
Довжина КЛ, км								l=	1	H5:=lk1				D26:D36:=	
Активна розрахункова потужність, кВт								P=	336,8	H6:=Pk1=Pzrp1				E26:E36:=	
Реактивна потужність, квар								Q=	331,9	H7:=Qk1=Qzrp1			L1:=kcer	F26:F36:=	
Розрахунковий струм окремого кабелю, А								Il=	27,30	H8:=lk1			L2:=kpr	G26:G36:=	
Кількість кабелів								k=	1	H9:=kk1			L3:=kgr	H26:H36:=	
Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUдоп =		5	H10:=dUдоп1			L4:=kдоп1	I26:I36:=
Аварійний режим											kдоп1=kcer*kpr*kgr			J26:J36:=F	
Струм КЗ на початку лінії, кА								Iкз =	3,1213	H12:=Ikzk1				K26:K36:=	
Приведений час КЗ, с								tn =	1,5	H13:=tp				L26:L36:=	
Тепловий коефіцієнт C, (А*с^(1/2))/мм^2								C =	90	H14:=Cter				M26:M36:=	
Мінімальний переріз лінії за умовою КЗ, мм^2								Fкз =	42,48	H15:=Fкз1				N26:N36:=	
Післяаварійний режим														O26:O36:=	
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження								Кпа =	1,25	H17:=kpa1				P26:P36:=	
Доля навантаження в післяаварійному режимі								Кпап =	0,8	H18:=kпап1				Q26:Q36:=	
Допустима втрата напруги в КЛ, %								ΔUпадоп =		5	H19:=dUпадоп1			R26:R36:=	
Економічні характеристики														S26:S36:=	
Питома вартість втрат								Во =	4810,57	H21:=B0k1				M37:=3мл	
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень								Ее =	10,00%	H22:=Ееk1				M38:=Fop	
Коефіцієнт відрядувань на амортизацію								Еа =	4,00%	H23:=Еаk1					
	F, мм^2	Ro, Ом/км	Xo, Ом/км	Iдоп, А	Ко, т. грн/км	dUn, %	dUpa, %	dP, кВт	К, т. грн.	Е*К, т. грн	Вв, т. Грн	З, т. грн	Доп		
25															
26	10	3,1	0,122	50	21,461	1,084717	0,8678	6,932642	21,4605	3,0045	33,349971	---	НЕДОП		
27	16	1,94	0,113	75	31,012	0,690988	0,5528	4,338492	31,01175	4,3416	20,870627	---	НЕДОП		
28	25	1,24	0,099	90	44,669	0,450549	0,3604	2,773057	44,66925	6,2537	13,339988	---	НЕДОП		
29	35	0,89	0,095	115	58,394	0,331325	0,2651	1,990339	58,39425	8,1752	9,5746691	---	НЕДОП		
30	50	0,62	0,09	140	83,084	0,238717	0,191	1,386528	83,0835	11,632	6,6699942	18,302	ДОП		
31	70	0,443	0,086	165	113,63	0,177768	0,1422	0,990697	113,62725	15,908	4,7658185	20,674	ДОП		
32	95	0,326	0,083	205	147,26	0,137361	0,1099	0,729046	147,26475	20,617	3,507126	24,124	ДОП		
33	120	0,258	0,081	240	186,35	0,113792	0,091	0,576975	186,35175	26,089	2,7755782	28,865	ДОП		
34	150	0,206	0,079	275	229,75	0,095612	0,0765	0,460685	229,74525	32,164	2,2161594	34,38	ДОП		
35	185	0,167	0,077	310	309,33	0,081811	0,0654	0,373468	309,33	43,306	1,7965952	45,103	ДОП		
36	240	0,129	0,075	355	429,01	0,068347	0,0547	0,288487	429,012	60,062	1,3877891	61,449	ДОП		
37									Мінімальні затрати на КЛІ			18,302			
38									Оптимальний переріз КЛІ			50			

Рисунок 2.9 – Вибір оптим. перерізу КЛ 10 кВ від ЦРП до ТП–1. Лист “КЛ–1”

Аналогічні розрахунки проводимо для ЦТП2.

На основі виконаного в табличній формі розрахунку в якості розподільної лінії живлення від ЦРП до цехової ТП–1 а також до ТП-2 вибираємо дві кабельні лінії марки ААБ перерізом 50 мм², при цьому питомі затрати на 1 км довжини складуть: для ЦТП1 –18,302 тис.грн. та для ЦТП2 – 17,993 тис.грн..

2.5 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП за критерієм мінімуму затрат в системі електропостачання

Виберемо оптимальне місце розміщення ЦРП по критерію мінімуму

сумарних річних приведених затрат в електропостачальну систему, виходячи з припущення, що ЦРП може бути встановлена на довільному місці території заводу, не зайнятому цехами і дорогою.

Сформуємо математичну модель задачі. Вектор керованих змінних – координати розміщення ЦРП на території підприємства – (x_0, y_0) . Показником ефективності рішення виступають річні приведені затрати в ЕПС.

Повна математична модель має наступний вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(x_0, y_0) = \left[(E_e + E_{аж}) \cdot (\alpha_{аж} + K_0(F_{аж})) + 3 \cdot I_{лж}^2 \cdot r_0(F_{аж}) \cdot B_0 \right] \cdot k_{аж} \cdot \rho((x_0, y_0), (x_{аж}, y_{аж})) + \\ + \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (\alpha + K_0(F_i) \cdot k_i) + 3 \cdot I_{ли}^2 \cdot r_0(F_i) \cdot k_i \cdot B_0 \right] \cdot \rho((x_0, y_0), (x_i, y_i)) \rightarrow \min_{(x_0, y_0) \in X} \\ \min_{i=1}^n (x_i) \leq x_0 \leq \max_{i=1}^n (x_i); \\ \min_{i=1}^n (y_i) \leq y_0 \leq \max_{i=1}^n (y_i), \end{array} \right.$$

де $Z(x_0, y_0)$ – річні приведені затрати в ЕПС;

E_e – коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію;

$\alpha_{аж}, \alpha$ – складові питомої вартості лінії живлення та розподільних КЛ, незалежні від перерізу;

$K_0(F)$ – питома вартість КЛ перерізом F;

$I_{лж}$ – струм живлячої ПЛ;

$r_0(F)$ – питомий опір КЛ перерізом F;

B_0 – питома вартість втрат активної потужності в КЛ;

$k_{аж}$ – кількість кабелів живлячої КЛ;

k_i – кількість кабелів від ЦМ до і-ої ЦТП;

$I_{ли}$ – струм окремої КЛ від ЦМ до і-ої ЦТП;

n – кількість ЦТП;

$(x_{жс}, y_{жс})$ – координати точки підводу зовнішньої лінії живлення;

(x_i, y_i) – координати i -ої ЦТП;

(x_0, y_0) – координати ЦМ.

Слід зазначити, що при визначенні довжин КЛ будемо використовувати неевклідову метрику. Таким чином, довжина кабелю визначається за формулою:

$$L = |x_0 - x_i| + |y_0 - y_i|.$$

На рисунку 2.10 зображена таблична форма електронного процесора Excel для визначення центру мережі (вибору опт. місця розташування ЦРП).

Розрахунок проводиться за допомогою засобу “Поиск решения” електронного процесора Excel (рис. 2.11). В діалоговому вікні цього засобу виставляємо параметри, показані на рис. 2.11.

Технічні характеристики мережі												
2	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ									Уж=	10	L3:=Uj
3	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)						МетрикаЖ =			НЕ	L4:=MetrZ	
4	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)						МетрикаР =			НЕ	L5:=metrR	
5												
Економічні характеристики мережі												
7	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км						а=			10	L8:=aCEM	
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км						аж=			8	L9:=ajCEM	
9	Питома вартість втрат, грн/кВт						Во=			4810,57	L10:=BoC	
10	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень						Ее=			0,1	L11:=EeCI	
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію						Еа=			4,00%	L12:=EaCI	
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії						Еаж=			5,00%	L13:=EajC	
13												
14												
15	Лінії живлення	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	35	4	70	1	681,60	576,98	51,56	0,443	113,62725	31,00	1,092
17	ТП1	29	35	50	1	336,85	331,92	27,30	0,62	83,0835	6,00	0,118
18	ТП2	94	41	50	1	374,67	269,98	26,66	0,62	83,0835	65,00	1,261
19												
20	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											2,4711
21	Оптимальні координати ЦЕМ, м									Хо = 35	Уо = 35	
22												
23	Координати ЦЕМ на генплані, м									Хо = 34	Уо = 26	
24	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											2,5408

Рисунок 2.10 – Визначення центру мережі. Лист “ЦМ”

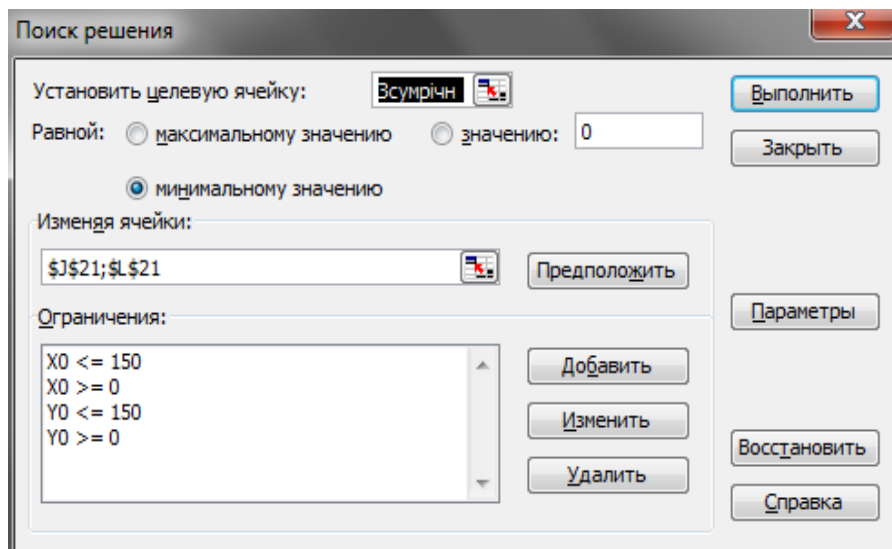


Рисунок 2.11 – Засіб “Поиск решения” для визначення центру мережі

На генплані підприємства (додаток Б) показано місце встановлення ЦРП, ТП та траси розподільних КЛ.

2.6 Визначення оптимальної потужності компенсувальних пристроїв 0,38 кВ з допомогою матем. САПР MathCad

Метою задачі є вибір потужності батарей конденсаторів (БК) у вузлах навантаження.

Для простоти розрахунків введемо такі припущення:

- 1) не враховується вплив компенсації реактивних навантажень (КРН) на вибір силових елементів СЕП;
- 2) не враховується постійна складова затрат в компенсувальні установки (КУ);
- 3) напруга у вузлах мережі вважається приблизно однаковою і приймається рівній номінальній. Це дає можливість не враховувати втрати активної потужності від протікання реактивної потужності споживача.

Однолінійна схема електропостачання заводу показана на рисунку 2.12.

Схема заміщення для розрахунку балансової задачі КРН показана на рисунку 2.13:

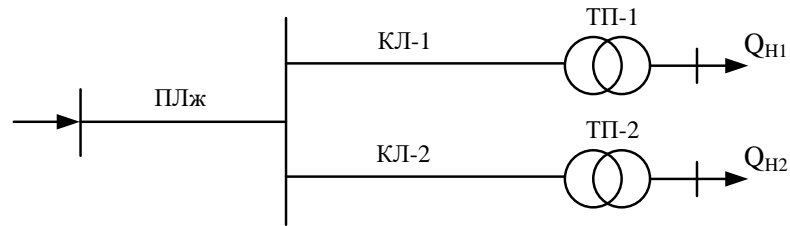


Рисунок 2.12 – Однолінійна схема електропостачання ТОВ «Глікохім»

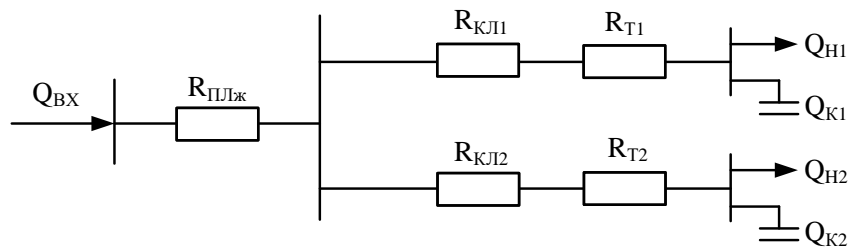


Рисунок 2.13 – Схема заміщення мережі електропостачання ТОВ «Глікохім»

Сформуємо математичну модель балансової задачі оптимальної КРН:

Керовані змінні – потужність БК у вузлах навантаження $q_k = (q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn})$.

$$\left\{ \begin{array}{l} Z(Q_k) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n \left[(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{КЛi} + R_{Ti}) \right] + \\ + [(E_e + E_a) \cdot B_{к0} + B_0 \cdot \Delta P_k] \times \sum_{i=1}^n Q_{Ki} \rightarrow \min_{Q_k}, \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2, \dots, n; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = Q_{ВХ} \end{array} \right.$$

де B_0 – питома вартість втрат активної потужності;

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

n – кількість ЦТП та РП 10 кВ;

Q_{Hi} – сума реактивних навантажень, які отримують живлення через i -ту вітку мережі, квар;

Q_{Ki} – сума потужностей КУ тих вузлів мережі, які отримують живлення через і-ту вітку мережі, квар;

R_{KLi} – активний опір окремої лінії;

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

ΔP_e – питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар;

B_{k0} – питома вартість КУ;

E_e – коефіцієнт ефективності капіталовкладень, %;

E_a – коефіцієнт відрахувань на амортизацію, %;

Q_{BX} – вхідна реактивна потужність.

Згідно наведеної математичної моделі створено комп'ютерну модель на робочому листі MathCad рисунок 2.14.

Виконуємо цю саму задачу в середовищі EXCEL за допомогою засобу "Поиск решений". На листі EXCEL під назвою "КРП" виконуємо необхідні розрахунки (рисунок 2.15).

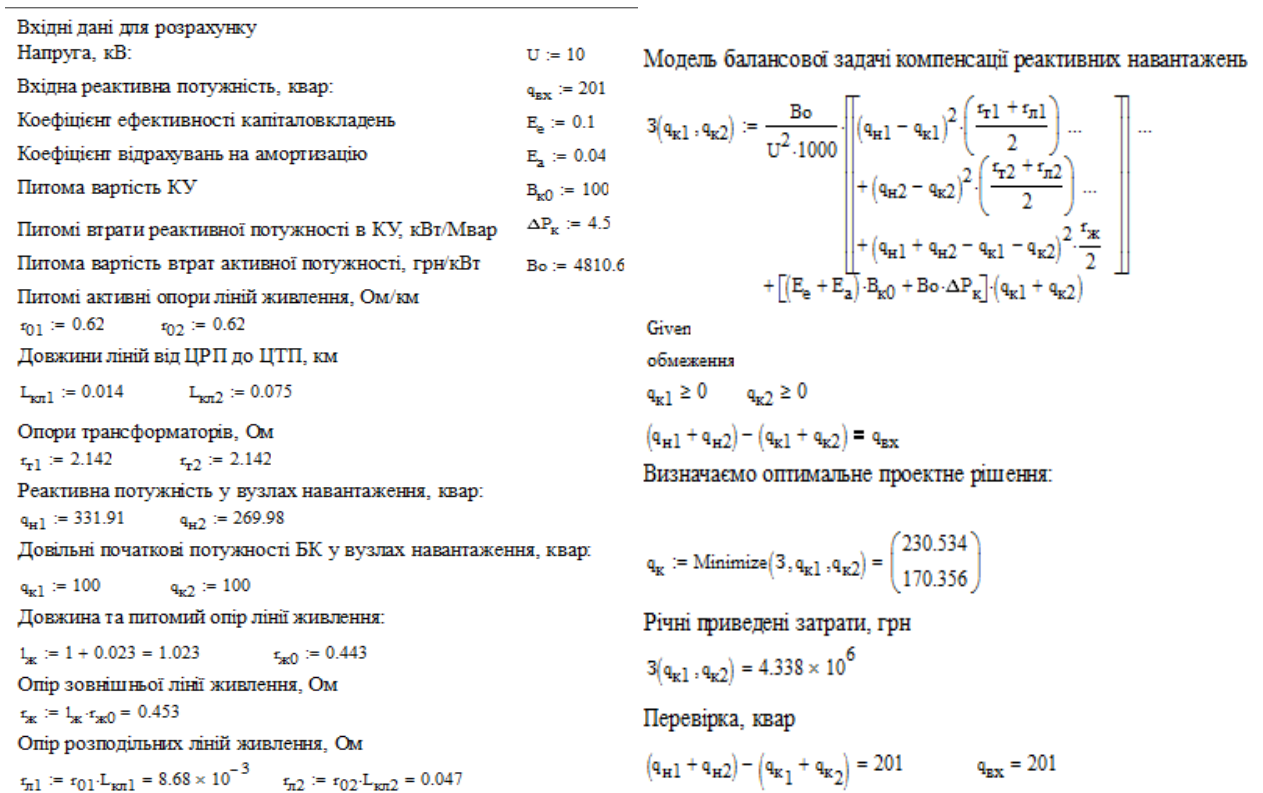


Рисунок 2.14 – Розрахунок задачі КРН в середовищі MathCad

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Компенсація реактивної потужності											
2												
3	Вхідні дані:											
4	Вхідна реактивна потужність				$Q_{вх} =$	201	квар	$F4 := Q_{вх}$				
5	Напруга				$U =$	10	кВ	$F5 := U$				
6	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень					0,1						
7	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію					0,04						
8	Питома вартість КУ					100						
9	Питомі РП втрат КУ					4,5	кВт/Мвар					
10	Питома вартість втрат АП					4810,6	грн/кВт	$F10 := B0$				
11					$B0 / (U^2 * 1000) =$	0,0481	$F11 := F10 / (F5^2 * 1000)$					
12												
13	ЛЖ	Питомі активні опори ліній	Довжини ліній	Реактивні нав., квар	Опір ТП	Повні актив. опір	Пот. КУ,	ПЕР h(Qk)				
14	ЖЛ	0,443	1023,00			0,453		9168,8153				
15	ТП1	0,62	14,00	331,916	2,142	2,150	230,46	11066,429				
16	ТП2	0,62	75,00	269,980	2,142	2,188	170,28	10875,152				
17												
18		Разом		601,896			400,74	8682174				

Рисунок 2.15 - Розв'язання задачі КРН в середовищі EXCEL

Як бачимо результати розрахунків ідентичні в обох випадках, що свідчить про їх вірність.

Таким чином розв'язок балансової задачі КРН показав, що доцільно встановити на заводі автоматично регульовані конденсаторні установки УКР-0,4 таких номінальних потужностей [19]:

ЦТП1: КУ типу УКР 0,4-250/50;

ЦТП2: КУ типу УКР 0,4-175/25.

2.7 Вибір схеми цехової мережі

Оскільки радіальні схеми забезпечують високу надійність електропостачання, що важливо для хімічного виробництва, то вибираємо радіальну схему цехової мережі, рисунок 2.16. РП 1,2 виробничого цеху №3 заживлено від ТП за допомогою кабелів АВВГ, прокладених відкрито. Приєднання під РП до ЕП здійснюється провідником АПВ прокладених в трубі.

В якості вимикачів на лініях будуть встановлені автоматичні вимикачі від виробника ЕТІ типу ЕВ та ЕВ2 з напівпровідниковим чи тепловими і електромагнітним розчіплювачем.

Відповідно до рис. 2.16 розрахунково-монтажна таблиця електропостачання цеху наведена в додатку Е.

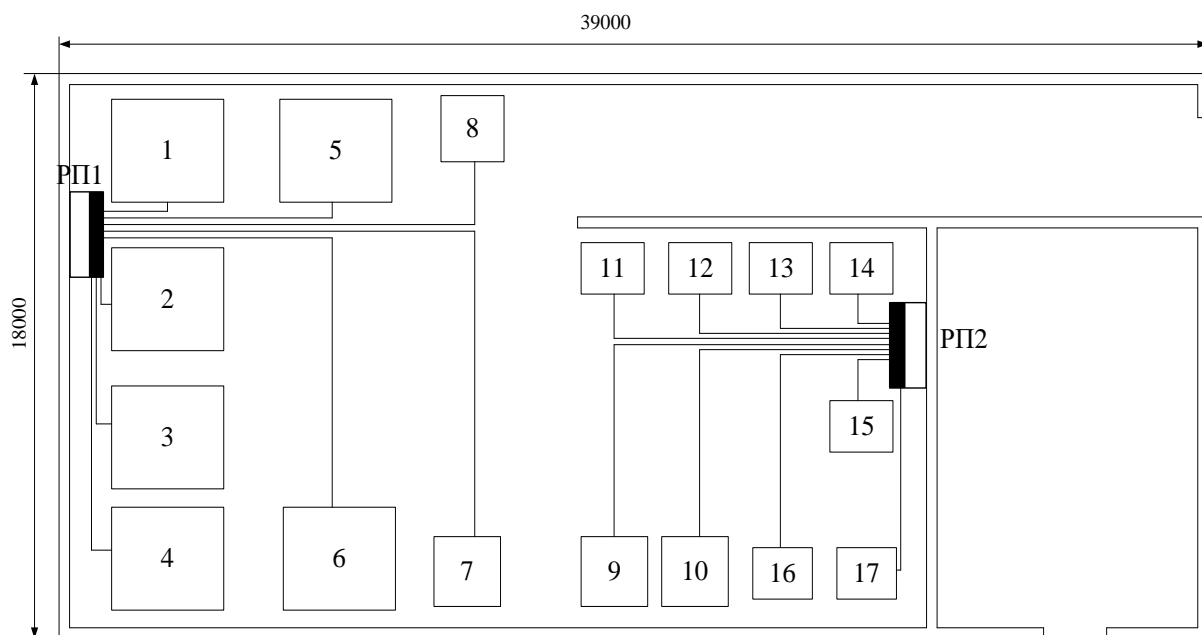


Рисунок 2.16 - План виробничого цеху №3 з нанесенням електромережі

2.8 Вибір комутаційної апаратури і провідників цехової мережі

У відповідності до п. 3.1.10 ПУЕ [1] вибираємо захист цехової мережі від КЗ. При виборі автоматичних вимикачів повинні виконуватись такі умови:

$$I_{н.розч} \geq K_{відс} \cdot I_p ;$$

$$I_{с.в} = K_n \cdot I_{п} .$$

$$I_{н.ВДК} \geq I_{К.мах}^{(3)} ,$$

де $I_{н.розч}$ - номінальний струм розчіплювача;

$I_{с.в}$ - струм спрацювання відсічки;

$K_{відс}$ - коефіцієнт відстроювання, що визначається з умов надійності відстроювання захисту від перевантажень і його неспрацювання (повернення) при (після) пуску або само запуску;

I_m - розрахунковий струм окремого електроприймача;

K_n - коефіцієнт надійності відстроювання струмової відсічки;

I_n - піковий (пусковий) струм.

Виберемо автоматичний вимикач для захисту ЕП-1.

Розрахунковий струм ЕП-1:

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n};$$

$$I_p = \frac{12}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,65} = 28 \text{ (A)}.$$

Пусковий струм визначимо наближено, в залежності від типу приводу:

$$I_p = \begin{cases} 5 \cdot I_p & \text{— для АД з КЗ ротором чи СД;} \\ 2,5 \cdot I_p & \text{— для АД з ФР;} \\ 3 \cdot I_p & \text{— для ДПС та зварювальних Т – рів;} \end{cases}$$

$$I_n = 5 \cdot I_m = 5 \cdot 28 = 140 \text{ (A)}.$$

Вибираємо для захисту ЕП-1 автоматичний вимикач з напівпровідниковим розчіплювачами. Розрахуємо номінальний струм розчіплювача та струм спрацювання відсічки для ЕП-1:

$$I_{н.розч} \geq K_{відс} I_M = 1 \cdot 28 = 28 \text{ (A)};$$

$$I_{с.в.} \geq K_H I_{II} = 1,5 \cdot 140 = 210 \text{ (A)}.$$

За розрахованими значеннями струмів вибираємо автоматичний вимикач EB100/3L 32A 3р з тепловими і електромагнітними розчіплювачем з номінальним струмом вимикача 32 А, номінальним струмом розчіплювача 32 А та струмом спрацювання відсічки 250 А.

Аналогічно проводимо вибір автоматичних вимикачів для усіх інших споживачів цеху.

Захисні апарати, що захищають РП встановлюються в розподільному пристрою низької напруги трансформаторної підстанції.

Виберемо автоматичний вимикач для захисту РП1.

Розрахунковий струм для цієї лінії:

$$I_p = 83,37 \text{ (A)}.$$

Піковий струм визначаємо за формулою:

$$I_{II} = I_p - K_B \cdot I_{н.маx} + I_{II.маx} \cdot ;$$

де $I_{н.макс}$, $I_{п.макс}$ – номінальний і піковий струми електроприймача групи з найбільшим пусковим струмом;

K_b - коефіцієнт використання найбільш потужного електроприймача.

$$I_{п} = 83,37 - 0,7 \frac{22,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot 0,85} + 5 \frac{22,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 134,14 \text{ (А)}.$$

$$I_{н.розч} \geq K_{відс} I_{м} = 1,1 \cdot 83,37 = 91,7 \text{ (А)};$$

$$I_{с.в.} \geq K_{п} I_{п} = 1,5 \cdot 134,14 = 201,6 \text{ (А)}.$$

Вибираємо для захисту РП-1 автоматичний вимикач серії ЕВ 100/3L 100А Зр з напівпровідниковим розчіплювачем (електронний) з номінальним струмом 100 А, номінальним струмом розчіплювача 100 А та струмом спрацювання відсічки 500 А.

Аналогічно проводимо вибір автоматичних вимикачів для інших споживачів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.2.

Переріз провідників в мережах напругою до 1 кВ вибирають за допустимим нагріванням.

$$I_{доп} \geq \begin{cases} I_p & \text{— для нормальних приміщень,} \\ 1,25 \cdot I_p & \text{— для вибухонебезпечних приміщень.} \end{cases}$$

Відповідно вимог правил влаштування електроустановок вибираємо такі способи прокладки ліній:

- від ТП до РП-1, РП-2, РП-3 і до РП-4 прокладка кабелю з алюмінієвими жилами з ПВХ ізоляцією в полівінілхлоридній облонці (АВВГ);
- від РП1, РП2, РП3, РП4 до всіх електроприймачі приєднані алюмінієвими

проводами в полівінілхлоридній ізоляції АПВ в сталевих рукавах і відкрито в лотках.

Для живлення РП-1 вибираємо кабель типу АВВГ (3х35+1х16), при прокладці у трубі ПВХ в підлозі $I_{\text{доп}} = 109 \text{ А}$.

Для живлення ЕП-1 вибираємо кабель типу АПВ 4(1х10), при прокладці в сталевих рукавах $I_{\text{доп}} = 39 \text{ А}$.

Перевіримо втрату напруги в лінії, що живить ЕП-2:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot R_{\text{ПІТ}} + Q_p \cdot X_{\text{ПІТ}}}{U_n} \cdot l;$$

$$\Delta U_{\text{ТП-РП-1}} = \frac{42,24 \cdot 3,84 + 35,03 \cdot 0,088}{380} \cdot 30 = 9,68 \text{ (В)};$$

$$\Delta U_{\text{РП-1-ЕП-2}} = \frac{12 \cdot 3,84 + 12 \cdot 1,17 \cdot 0,088}{380} \cdot 10,3 = 2,16 \text{ (В)};$$

$$\Delta U_{\text{ТП-ЕП-2}} = 9,68 + 2,16 = 11,84 \text{ (В)};$$

$$\Delta U_{\% \text{ТП-ЕП-2}} = \frac{11,84}{380} \cdot 100 = 3,1\% .$$

Така втрата напруги є допустимою, для інших споживачів розрахунок виконуємо аналогічно. Аналогічно проводимо вибір ліній живлення для інших ЕП цехової мережі. Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.2.

Таким чином в даному підрозділі проведено вибір провідників цехової мережі та комутаційно-захисної апаратури. Для встановлення в цеху прийнято кабель типу АВВГ та проводів типу АПВ, автоматичні вимикачі від виробника ЕТІ типу ЕВ та ЕВ2 з напівпровідниковим чи тепловими і електромагнітним розчіплювачем.

Таблиця 2.2 – Вибір захисної апаратури та провідників цехової мережі

Найменування ЕП	I_p , А	I_n , А	Тип АВ	$I_{ном}$, А	$I_{розч}$, А	$I_{св}$, А	$I_{н.відк}$, кА	Тип ЛЗЖ	S, мм ²	спос. прок.	$I_{доп}$, А
РП 1	83,4	375,2	ЕВ 100/3L 100А 3р	100	100	500	6	АВВГ	3x35+1x16	відкрито	109
РП 2	72,6	326,7	ЕВ 100/3L 100А 3р	100	100	500	6	АВВГ	3x35+1x16	відкрито	109
Відділювач 1,2	28,0	140,2	ЕВ 100/3L 32А 3р	32	32	150	6	АПВ	4(1x10)	в трубі	39
Подрібноувач 3	46,8	234,2	ЕВ 100/3L 63А 3р	63	63	300	6	АПВ	4(1x25)	в трубі	70
Мийка 4	8,5	42,7	ЕВ 100/3L 16А 3р	16	16	80	6	АПВ	4(1x4)	в трубі	23
Дозувальна машина 5,6	23,9	119,4	ЕВ 100/3L 25А 3р	25	25	125	6	АПВ	4(1x6)	в трубі	30
Вакуум-фільтр 7,8	39,7	198,4	ЕВ 100/3L 40А 3р	40	40	200	6	АПВ	4(1x16)	в трубі	55
Вентилятор 9,10	2,1	10,4	ЕВ 100/3L 16А 3р	16	16	80	6	АПВ	4(1x4)	в трубі	23
Дозрівач 11,12	42,9	214,5	ЕВ 100/3L 63А 3р	63	63	300	6	АПВ	4(1x25)	в трубі	70
Мішалка 13	32,9	164,6	ЕВ 100/3L 40А 3р	40	40	200	6	АПВ	4(1x16)	в трубі	55
Циклон 14	3,5	17,5	ЕВ 100/3L 16А 3р	16	16	80	6	АПВ	4(1x4)	в трубі	23
Класифікатор 15	13,4	67,0	ЕВ 100/3L 25А 3р	25	25	125	6	АПВ	4(1x6)	в трубі	30
Міксер 16	17,5	87,7	ЕВ 100/3L 25А 3р	25	25	125	6	АПВ	4(1x6)	в трубі	30
Вібратор 17	43,2	216,2	ЕВ 100/3L 63А 3р	63	63	300	6	АПВ	4(1x25)	в трубі	70

2.9 Розрахунок струмів коротких замикань в мережах напругою до 1000 В та перевірка вибраних елементів

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних захисних апаратів за умовою комутаційної здатності.

Виконаємо розрахунок струмів короткого замикання для ділянки, що живить ЕП-1. Складемо розрахункову схему (рис. 2.17).

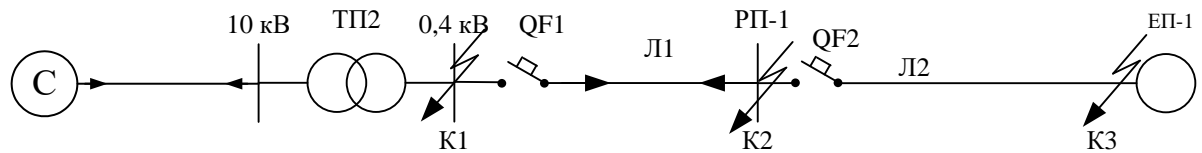


Рисунок 2.17 – Схема електропостачання ЕП-1

Знаходимо номінальний коефіцієнт трансформації:

$$t_r = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{10}{0,4} = 25.$$

Якщо трансформатор отримує живлення середньою або високою напругою, то енергопостачальна компанія повинна вказувати характеристики підстанції з якої здійснюється живлення, $I_K'' = 10$ кА.

Визначаємо опір системи:

$$Z_c = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_K''} \cdot \frac{1}{t_r^2} = \frac{1,1 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{1}{25^2} = 1,016 \text{ (мОм)};$$

де С - коефіцієнт напруги;

U_n – номінальна напруга системи в точці з'єднання з мережею;

I_K'' – початкова сила струму КЗ.

Оскільки живлення здійснюється на напрузі 10 кВ то активний і реактивний опір системи знаходиться:

$$X_c = 0,955 \cdot Z_c = 0,955 \cdot 1,016 = 0,97 \text{ (мОм)};$$

$$R_c = 0,1 \cdot X_c = 0,1 \cdot 0,97 = 0,097 \text{ (мОм)}.$$

Оскільки підприємство живиться через КЛ 10 кВ, при розрахунку кз на стороні 0,4 кВ опір елементів схеми заміщення слід привести до сторони 0,4 кВ. Знаходимо опори лінії 1:

$$R_{L1} = r_{\text{пит}} \cdot L_1 \cdot \frac{1}{t_r^2} = 0,073 \cdot 1000 \cdot \frac{1}{25^2} = 0,28 \text{ (МОм)};$$

$$X_{L1} = x_{\text{пит}} \cdot L_1 \cdot \frac{1}{t_r^2} = 3,1 \cdot 1000 \cdot \frac{1}{25^2} = 11,9 \text{ (МОм)}.$$

Визначимо опір трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{\text{ном.т}}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{380^2}{1000 \cdot 10^3} = 7,9 \cdot 10^{-3} = 7,9 \text{ (МОм)}.$$

Визначаємо опори ліній Л2, Л3:

$$Z_{L2} = Z_{\text{ТП-РП-1}} = \sqrt{R_{\text{пит}}^2 + X_{\text{пит}}^2} \cdot l = \sqrt{2,4^2 + 0,084^2} \cdot 39 = 94,4 \text{ (МОм)}.$$

$$Z_{L3} = Z_{\text{РП-ЕП-1}} = \sqrt{3,84^2 + 0,088^2} \cdot 18 = 57,6 \text{ (МОм)}.$$

Розрахуємо значення струму при трифазному металевому КЗ за формулою:

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}},$$

де Z_{Σ} - загальний повний опір елементів цехової мережі до точки КЗ.

- для точки К1:

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot 7,9} = 29,2 \text{ (кА)};$$

- для точки К2:

$$I_{\text{к.мах}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot (7,9 + 94,4)} = 2,25 \text{ (кА)};$$

- для точки К3:

$$I_{\text{к.мах}}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot (7,9 + 94,4 + 57,6)} = 1,45 \text{ (кА)}.$$

Перевіримо вимикачі на комутаційну здатність:

QF1: EB 100/3L 100A 3р

$$I_{\text{н.відк}} = 32,5 \text{ (кА)} > I_{\text{к.мах}}^{(3)} = 29,2 \text{ (кА)}.$$

QF2: EB 100/3L 32A 3р

$$I_{\text{н.відк}} = 6 \text{ (кА)} > I_{\text{к.мах}}^{(3)} = 2,25 \text{ (кА)}.$$

Умови виконуються.

2.10 Перевірка чутливості і селективності захисту цехової мережі

Для перевірки чутливості захисту необхідно визначити струми однофазних КЗ для точок, зображених на рисунку 2.17:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф.ном}}}{\frac{Z_{\text{Г}}^{(1)}}{3} + Z_{\text{ф-н}} \cdot 1};$$

- для точки К2

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{220}{\frac{26,4}{3} + 5,92 \cdot 39,3} = 0,9 \text{ (кА)};$$

- для точки К3

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{220}{\frac{26,4}{3} + 5,92 \cdot 39,3 + 7,41 \cdot 18} = 0,6 \text{ (кА)};$$

Перевіримо чи виконується умова:

$$I_{\text{н.розч}} \leq \frac{I_{\text{к.міп}}^{(1)}}{3};$$

- для точки К2

$$I_{\text{н.розч}} = 100,8(\text{А}) \leq I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{900}{3} = 300 \text{ (А)};$$

- для точки К3

$$I_{\text{н.розч}} = 40(\text{А}) \leq I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{600}{3} = 200 \text{ (А)};$$

Умови перевірки чутливості автоматичних вимикачів виконуються.

Селективність автоматичних вимикачів перевіряємо за умовами:

$$\begin{cases} I_{c.B1} > (1,3..1,5)I_{c.B2}, \\ t_{c.B1} = t_{c.B2} + \Delta t. \end{cases}$$

Виконаємо перевірку на селективність для вимикачів, що захищають лінії ТП-РП-3(вимикач 1), РП-3-ЕП-32(вимикач 2)

$$\begin{cases} 500(A) > (1,3..1,5) \cdot 280 = 364..420(A), \\ t_{c.B2} = 0,015 + 0,1 = 0,115(c), \\ t_{c.B1} = 0,115 + 0,1 = 0,215(c). \end{cases}$$

Умови селективності по струму виконуються.

Побудуємо карту селективності дії захисту для даних вимикачів (рис. 2.18).

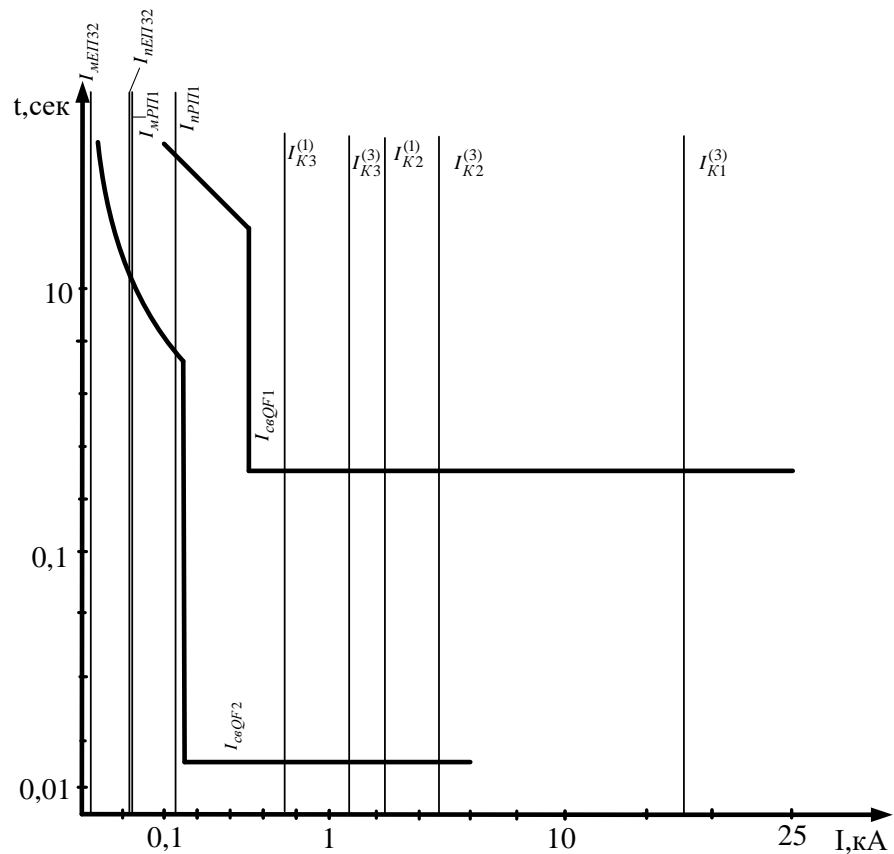


Рисунок 2.18 – Карта селективності дії захисту

РОЗДІЛ 3 УПРАВЛІННЯ НЕСИМЕТРІЄЮ РЕЖИМУ В ЧОТИРИПРОВІДНІЙ МЕРЕЖІ ПІДПРИЄМСТВА ЯК ЗАДАЧА БАГАТОКРИТЕРІАЛЬНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ

3.1 Аналіз відомих способів керування симетруючими пристроями; дослідження процесів, які при цьому відбуваються

Електрична енергія – один з найважливіших матеріальних продуктів суспільства [5]. Як і для будь-якої іншої продукції, для неї характерна та неподільно злита з нею категорія, яку прийнято визначати як якість.

Проблема якості електроенергії знаходиться у центрі уваги багатьох дослідників і практичних працівників енергетики і електрифікації. Важливе місце тут займає пошук нових рішень цієї актуальної наукової задачі. Кінцевим результатом в цьому пошуку повинно бути упровадження передових методів оптимального планування, які знаходять все більше застосування у всіх ланках народного господарства.

Дотримання нормованих у ГОСТ 13109-97 [6] показників якості електроенергії в її приймачах, які відносяться до частоти змінного струму, напруги, несиметрії напруг і несинусоїдальності форми кривої напруги є необхідним.

Варто розрізняти дві найбільш важливі причини зниження якості електричної енергії споживачів – особливості характеру електричного навантаження і недостатня якість електроенергії центра живлення. З цими причинами зв'язані два різних підходи до покращення якості електричної енергії («кондиціонуванню електроенергії» [7]) – поняттю, що у більш широкому змісті називається керуванням якістю («цілеспрямовані дії, що забезпечують одержання виробів із кращими якісними характеристиками» [8]).

Перший шлях підвищення якості електричної енергії – місцевий вплив на навантаження. Тут завдання полягає в цілеспрямованому усуненні самої

причини низької якості. Якщо несиметричне чи неврівноважене навантаження штучним шляхом буде приведене до нормального (симетричного, урівноваженого) стану, то до припустимого рівня прийде і нормований показник якості напруги.

Другий випадок пов'язаний з безпосереднім впливом на напругу центра живлення, як джерело несиметрії. Цей захід може бути здійснений як за рахунок поздовжньо-поперечної корекції напруг безпосередньо у споживача з поганою якістю електроенергії [9], так і за рахунок дії засобів регулювання напруги у центрі живлення.

Покращення якості електричної енергії можна здійснити різними технічними засобами [10]. Ми ж будемо надалі розглядати спосіб, заснований на застосуванні трифазних несиметричних установок поперечної компенсації, що мають, на думку багатьох авторів, ряд переваг перед іншими способами. Під трифазними оптимізуючими пристроями (ОП) ми також будемо розуміти такі установки, які виконані на базі реактивних елементів (ємність, індуктивність), що включаються в мережу паралельно за схемою зірки чи трикутника і мають різні реактивні потужності у фазах. Визначення параметрів ОП, виражених у виді опорів, струмів чи потужностей окремих фаз - це кінцева мета їхнього розрахунку.

В даний час в усіх ланках народногосподарської системи особлива увага приділяється оптимальності прийнятих рішень. В області підвищення якості електричної енергії це тим більше важливо тому, що «якість електроенергії залежить не тільки від факторів, що діють у процесі експлуатації, але і значною мірою від проектних рішень» [11].

Несиметричним режимом роботи багатофазної електричної системи називають такий режим, при якому умови роботи однієї чи усіх фаз виявляються неоднаковими. Несиметричні навантаження (однофазні установки, електрозварювальні пристрої, тягові навантаження тощо), обумовлюють появу так званої поперечної несиметрії. Забезпечення симетрії напруг і струмів, як і регулювання напруги, необхідно не тільки по технічних

умовах роботи устаткування, але і для забезпечення надійної й економічної роботи всіх ланок багатофазної системи.

При несиметричному режимі в трифазній системі з'являються симетричні складові струмів і напруг зворотної і нульової послідовностей, що негативно впливають на роботу електроустаткування. Струми зворотної послідовності викликають появу зворотньосинхронного магнітного поля, що обумовлює додаткове нагрівання електричних машин і зниження обертових моментів електродвигунів, а також спотворює трикутник напруг у споживача і на генераторних шинах. Струми нульової послідовності ведуть до несиметрії фазних напруг мережі, а також негативно впливають на лінії, що поблизу знаходяться, (наприклад, лінії зв'язку).

Подальший аналіз відомих способів керування симетруючими пристроями та дослідження процесів, які при цьому відбуваються, базується в основному на джерелах [10, 12, 13, 14].

Режим трифазної системи буде симетричним при відсутності пульсуючої потужності, тобто коли в системі існують напруги і струми тільки прямої послідовності. Тому всі методи попередження несиметрії (симетрування) спрямовані на компенсацію зазначеної потужності, тобто на зменшення симетричних складових зворотної і нульової послідовностей. Розрізняють внутрішнє і зовнішнє симетрування. При внутрішньому симетруванні несиметричне (однофазне) навантаження розподіляється між фазами по можливості рівномірно, що зменшує, таким чином, його вплив на систему. Досягти повної симетрії методом внутрішнього симетрування вдається надзвичайно рідко, оскільки сумарне навантаження в загальному випадку все ж таки залишаються несиметричним.

Під зовнішнім розуміють штучне симетрування з застосуванням різних пристроїв, підключених до трифазної мережі так, щоб струми в трифазному джерелі і мережі були симетричними і створювали систему прямої

послідовності. Таке симетрування одержало широке поширення. Розглянемо різні способи його виконання.

Підключення до недовантажених фаз додаткових опорів для симетрування сумарного навантаження є простим, але неекономічним способом, оскільки веде до значних втрат енергії в зазначених опорах. Крім того, для його здійснення при наявності несиметричних навантажень з різними параметрами необхідно мати значний арсенал додаткових опорів. Усе ж таки цей спосіб іноді рекомендують застосовувати для захисту турбогенераторів при обриві однієї з фаз [13].

Застосування багатофазної схеми випрямлення струму (наприклад, схеми Ларіонова) як засіб симетрування можна здійснити, коли однофазне навантаження може нормально працювати при живленні від джерела постійного струму. Недоліком цього способу є те, що вищі гармоніки, обумовлені схемою випрямлення проникають у мережу, спотворюючи форму кривих струмів і напруг, і приводять до збільшення втрат енергії в електроустаткуванні.

Симетрування за допомогою фазових зрівнювачів [14] здійснюється таким чином, що струми зворотної послідовності, викликані несиметричним навантаженням, компенсуються за допомогою синхронних машин, що створюють необхідну для цього систему електрорушійних сил (е.р.с.) зворотної послідовності. Електромагнітні фазові зрівнювачі не одержали широкого поширення через велику питому вагу (12—14 кг/кВА) і габаритів, а також складності конструкції і невисокої надійності. В даний час їх пропонують використовувати для комплексного рішення проблеми симетрування й усунення коливань напруги, викликаних різкозмінними навантаженнями.

Використання симетруючого ефекту трифазних асинхронних двигунів – застосовують, якщо трифазний двигун приєднано до системи з несиметричним навантаженням. При цьому двигун прагне відновити симетрію системи. Для такого випадку справедливий вираз:

$$\varepsilon_u = \frac{U''}{U'} = \frac{ZZ''_d + Z'_d Z''_d}{ZZ'_d + Z'_d Z''_d} \cdot \frac{U''_H}{U'_H},$$

де ε_u – коефіцієнт несиметрії;

Z — опір лінії між джерелом живлення і місцем приєднання несиметричного навантаження;

Z'_d, Z''_d — опір двигуна струмам прямої і зворотної послідовностей;

U'_H, U''_H — напруга на навантаженні прямої і зворотної послідовностей.

З наведеного рівняння видно, що асинхронний двигун прагне зменшити несиметрію, оскільки $Z''_d \ll Z'_d$. При цьому струми зворотної послідовності, обумовлені навантаженням і двигуном, мають практично протилежні знаки:

$$-\frac{I''_H}{I'_H} = \frac{Z''_d}{Z'_d} + 1.$$

У сумі вони зменшують результуючий струм зворотної послідовності в лінії. Максимальний симетруючий ефект створюють двигуни з мінімальним опором зворотної послідовності. З наведених вище рівнянь видно, що при $Z''_d \rightarrow 0$ несиметрія напруг і струмів також прагне до нуля.

Недолік цього способу полягає в тому, що асинхронні двигуни повинні працювати зі значним недовантаженням, бо в іншому випадку вони можуть вийти з ладу внаслідок перегріву.

Як один із способів пропонується також симетрування за допомогою введення системи додаткових е.р.с. для зниження несиметрії [14]. Тут вводиться система додаткових е.р. с., що може бути отримана або за рахунок пофазної різниці в коефіцієнтах трансформації, або за рахунок спадання напруги від струмів навантаження в пофазно різних додаткових опорах. Цей метод застосовується найчастіше для компенсації повздовжньої несиметрії.

Спосіб симетрування струмів при роботі трансформаторів двома фазами - призначений для симетрування струмів генератора при його роботі на мережу

високої напруги через неповну трансформаторну групу, а також при передачі енергії по двох проводах з використанням землі як третього проводу. Він полягає в тому, що на стороні трикутника трансформатора, що працює з боку зірки двома фазами, включається додатковий опір у той з лінійних проводів, до якого підключені обмотки двох фаз трансформатора. Замість додаткового опору можна використовувати також однофазний трансформатор, вторинна обмотка якого закорочена. У цьому випадку в схему вводиться опір розсіювання додаткового трансформатора.

Компенсація пульсуючої потужності зворотної послідовності за допомогою статичних симетруючих пристроїв (СП) — найбільш розповсюджений спосіб симетрування. Він полягає в тому, що СП, підключено до системи, при цьому створюється пульсуюча потужність, яка рівна за величиною і протилежна по фазі пульсуючій потужності, що обумовлена несиметричним навантаженням. Розрізняють схеми СП з електричними й електромагнітними зв'язками. В залежності від технічної допустимості й економічної доцільності СП можуть бути регульованими і нерегульованими.

З метою симетрування можуть бути також використані засоби, що мають в системі. Так, наприклад, якщо конденсатори, призначені для підвищення коефіцієнта потужності, підключити несиметрично між фазами мережі, вони можуть цілком чи частково ліквідувати несиметрію. Несиметрію можна також знизити за допомогою збільшення потужності системи й інших способів, на яких ми тут не зупиняємося, тому що вони є або різновидом способів, розглянутих вище, або застосовуються дуже обмежено.

Симетрування електричних режимів, як один із напрямків підвищення якості електроенергії у системі електропостачання промислових підприємств, є досить актуальне на сьогоднішній день. Тому цією проблемою займаються провідні наукові школи і їй присвячена велика кількість наукових праць.

Для якісного управління динамічним несиметричним режимом електромережі використовуються керовані СП, які мають симетрувальні елементи (секції дискретних потужностей), які можуть комутуватися. Як

свідчать дослідження, такі пристрої мають ряд властивостей. У процесі роботи вони повинні використовуватися із максимальною ефективністю

Зменшення величини напруг зворотної і нульової послідовностей, а також компенсацію реактивної потужності доцільно проводити за допомогою СП на основі конденсаторних батарей. Розроблено та використовуються різноманітні схеми СП.

Розглянемо більш детально керований пристрій із симетрувальними елементами, що підключаються до лінійних напруг.

До складу керованих симетрувальних пристроїв, які використовуються в чотирипровідних електричних мережах 0,4 кВ і можуть бути застосовані в системі електропостачання підприємства «Глікохім», входять симетрувальні елементи, що включаються до лінійних напруг, рис. 3.1.

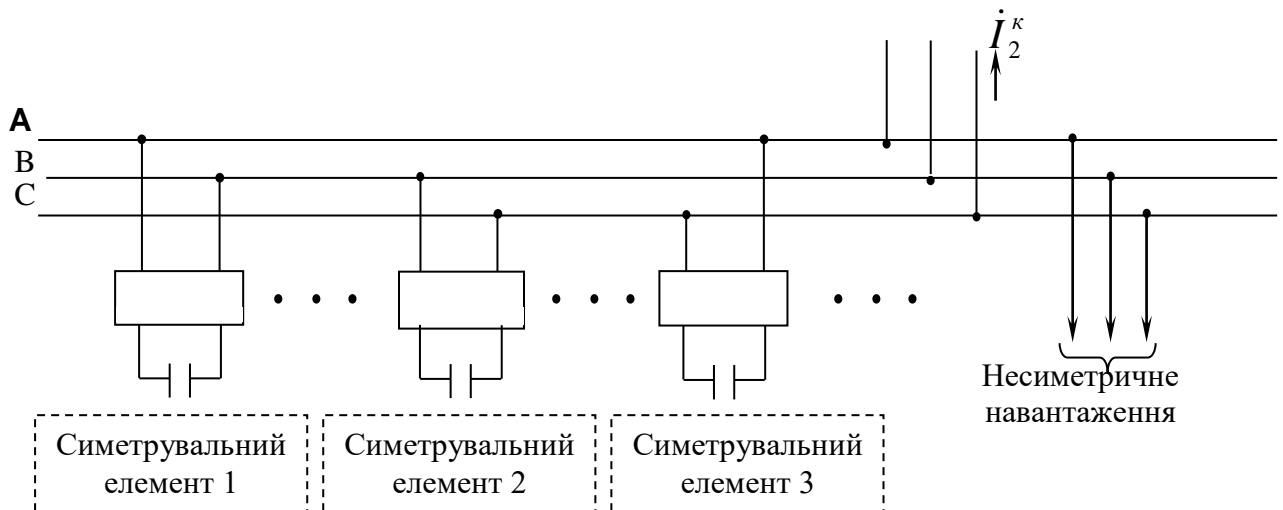


Рисунок 3.1 - Схема СП із симетрувальними елементами, що підключаються до лінійних напруг

Симетрувальні елементи, які підключаються до лінійних напруг, здійснюють вплив лише на режим зворотної послідовності і відповідно на

реактивну потужність, тому в основному використовуються у трипровідних мережах.

Вони використовуються для вирішення задач покращення якості електроенергії і проблем забезпечення місцевих балансів реактивної потужності в системах електропостачання. У [15] відмічено, що «потенційні можливості оптимізаційних структур на основі силових реактивних елементів такі, що вони можуть забезпечити ліквідацію практично будь-яких відхилень показників якості електроенергії», що особливо стосується компенсації симетричних складових зворотної послідовності.

Якщо передбачити можливість комутації симетруючих елементів, то СП буде керованим і його можна використати у випадках значних змін параметрів навантаження у ході технологічного процесу. Кожна секція генерує струм зворотної послідовності, модуль та аргумент якого визначаються як її потужністю, так і тим, до якої напруги (U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}) вона підключена. Принцип симетрування полягає в тому, щоб генерувати струм зворотної послідовності $\dot{I}_2^{СП}$ такий за величиною модуля і аргумента, щоб при складанні його зі струмом зворотної послідовності, що генерується навантаженням, максимально зменшити модуль утвореного сумарного струму. Геометричну інтерпретацію викладеного можна проілюструвати рисунками 3.2, 3.3.

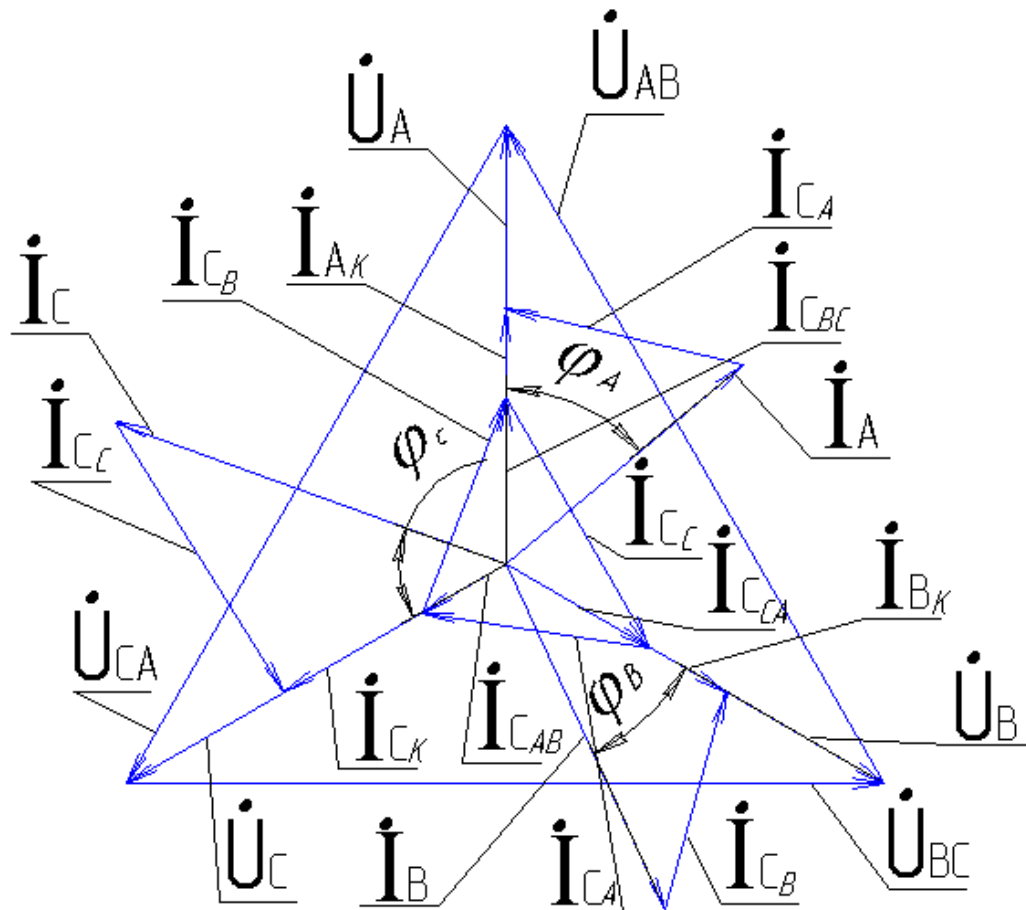


Рисунок 3.2 – Усунення амплітудної та фазної несиметрії

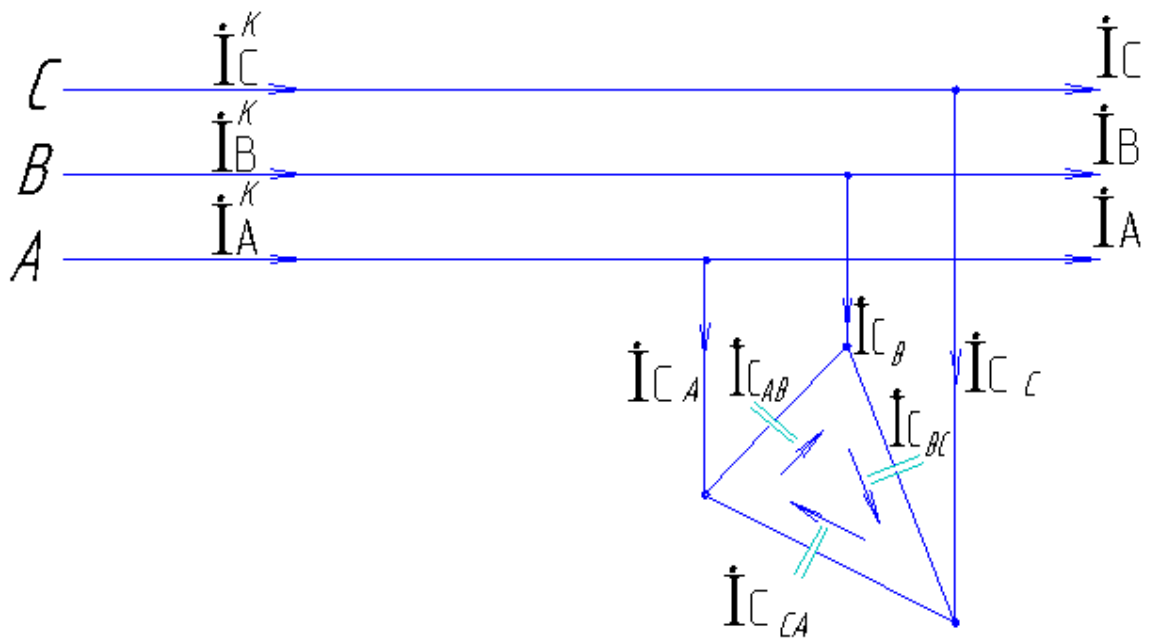


Рисунок 3.3 – Пристрій для усунення амплітудної та фазної несиметрії

Струм зворотної послідовності такого пристрою при симетричній напрузі в вузлі його підключення визначається за допомогою методу симетричних складових відомим співвідношенням:

$$\begin{aligned} \dot{I}_2^{\text{СП}} &= -\frac{j}{3} \cdot (a^2 \cdot \dot{I}_{C_{AB}} + \dot{I}_{C_{BC}} + a \cdot \dot{I}_{C_{CA}}) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot \left[-1,5 \cdot I_{C_{AB}} + 1,5 \cdot I_{C_{CA}} + j \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{C_{AB}} - \sqrt{3} \cdot I_{C_{BC}} + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{C_{CA}} \right) \right], \end{aligned} \quad (3.1)$$

де a - оператор повороту трифазної системи;

$I_{C_{AB}}, I_{C_{BC}}, I_{C_{CA}}$ - конденсаторне навантаження у плечах А-В, В-С та С-А, що виражене через струми.

Вираз (3.1) відповідає випадку, коли комплексна площа зорієнтована таким чином, щоб додатній напрямок її дійсної осі був суміщений з вектором фазної напруги \dot{U}_A . Із виразу (3.1) видно, що зміна струмів $I_{C_{AB}}, I_{C_{BC}}, I_{C_{CA}}$ призводить до зміни не тільки модуля, але і фази струму $\dot{I}_2^{\text{СП}}$. Це свідчить про принципову можливість забезпечити необхідний вплив на систему електропостачання незалежно від того, який для цього необхідний струм $\dot{I}_2^{\text{СП}}$.

Даний пристрій має вплив лише на струм зворотної послідовності і ніяким чином не діє на режим нульової послідовності, оскільки його симетрувальні елементи включаються лише на лінійні напруги. Це можна продемонструвати на основі аналітичної залежності:

$$\dot{I}_0^{\text{СП}} = \frac{1}{3} \cdot (\dot{I}_{C_A} + \dot{I}_{C_B} + \dot{I}_{C_C}) = \frac{1}{3} \cdot [(\dot{I}_{C_{AB}} - \dot{I}_{C_{CA}}) + (\dot{I}_{C_{BC}} - \dot{I}_{C_{AB}}) + (\dot{I}_{C_{CA}} - \dot{I}_{C_{BC}})] = 0,$$

де $\dot{I}_{C_A}, \dot{I}_{C_B}, \dot{I}_{C_C}$ - струми в фазах мережі, що створюються при включенні симетруючого пристрою.

Струм прямої послідовності СП описується виразом:

$$\dot{I}_1^{\text{СП}} = \frac{j}{\sqrt{3}} \cdot (\dot{I}_{C_{AB}} + \dot{I}_{C_{BC}} + \dot{I}_{C_{CA}}),$$

а його потужність можна описати таким чином:

$$\dot{S}_1^{\text{СП}} = -j \cdot Q_1^{\text{СП}} = -j \cdot (Q_{C_{AB}} + Q_{C_{BC}} + Q_{C_{CA}}),$$

де $\dot{S}_1^{\text{СП}}$ - комплекс повної потужності прямої послідовності СП;

$Q_1^{\text{СП}}$ - реактивна потужність СП;

$Q_{C_{AB}}; Q_{C_{BC}}; Q_{C_{CA}}$ - потужності батарей конденсаторів, що підключені відповідно до напруг $\dot{U}_{AB}, \dot{U}_{BC}, \dot{U}_{CA}$.

Отже, використовуючи СП, що виконаний за схемою несиметричного трикутника, можна одночасно вирішувати задачу компенсації струму I_2 і генерувати реактивну потужність. СП на основі батарей статичних конденсаторів має вплив на рівень напруги прямої послідовності, оскільки генерує реактивну потужність.

Симетрувальні елементи СП, що включаються до лінійних напруг, можуть мати різне схемне виконання. Особливості кожного з них повинно бути враховано в математичній моделі керування.

При використанні таких пристроїв у чотирипровідних мережах слід мати на увазі, що вони мають вплив лише на струм зворотної послідовності, тому в такому випадку необхідне використання додатково симетрувальних елементів, які б могли зменшувати струм I_0 , який сприяє виникненню різних відхилень фазних напруг у електроприймачів, неправильній роботі деяких кіл релейного захисту, збільшенню втрат активної потужності в елементах мережі і більшою мірою впливає на якість електричної енергії у чотирипровідній мережі. В цьому випадку можна використати симетрувальні елементи, що підключаються до фазних напруг.

Такі симетруючі елементи утворюють пристрій у вигляді несиметричної зірки із заземленою нейтраллю, рис. 3.4.

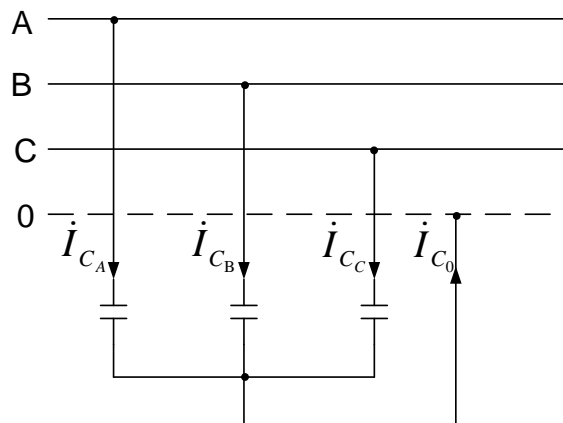


Рисунок 3.4 - Схема СП у вигляді несиметричної зірки із заземленою нейтраллю

СП, який сконструйований за схемою несиметричної зірки із заземленою нейтраллю, виконує функцію додаткового джерела струмів зворотної $\dot{I}_2^{\text{СП}}$ і нульової $\dot{I}_0^{\text{СП}}$ послідовностей, і підключається до напруг U_A, U_B, U_C . Модуль і аргумент останнього вибирається таким чином, щоб на певній ділянці схеми при складанні його зі струмом $\dot{I}_0^{\text{Н}}$, який генерується навантаженням, зменшувався модуль сумарного струму.

Оскільки цей СП здійснює впливи як на режим зворотної, так і нульової послідовності, отримаємо їх аналітичний опис.

Скориставшись методом симетричних складових, встановимо, що струми зворотної і нульової послідовностей, які генеруються таким пристроєм при симетричній напрузі в вузлі його підключення, відповідно визначаються такими виразами:

$$\begin{aligned} \dot{I}_2^{\text{СП}} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{I}_{C_A} + a^2 \cdot \dot{I}_{C_B} + a \cdot \dot{I}_{C_C}) = \frac{1}{3} \cdot (I_{C_A} \cdot e^{j90^\circ} + a^2 \cdot I_{C_B} \cdot e^{-j30^\circ} + a \cdot I_{C_C} \cdot e^{j210^\circ}) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (I_{C_C} - I_{C_B}) + j \cdot \left(I_{C_A} - \frac{1}{2} (I_{C_B} + I_{C_C}) \right) \right], \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_0^{\text{СП}} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{I}_{C_A} + \dot{I}_{C_B} + \dot{I}_{C_C}) = \frac{1}{3} \cdot (I_{C_A} \cdot e^{j90^\circ} + I_{C_B} \cdot e^{-j30^\circ} + I_{C_C} \cdot e^{j210^\circ}) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (I_{C_B} - I_{C_C}) + j \left(I_{C_A} - \frac{1}{2} (I_{C_B} + I_{C_C}) \right) \right], \end{aligned}$$

де I_{C_A} , I_{C_B} , I_{C_C} - конденсаторне навантаження у плечах, підключених до фаз А, В та С, що виражене через струми.

Виявляється, що одночасно досягти бажаного впливу на режим зворотної і нульової послідовності за допомогою симетрувальних елементів, включених до фазних напруг, неможливо. Тому в схемі СП для чотирипровідної мережі повинні міститися також елементи, що підключаються до лінійних напруг. У цьому випадку струм зворотної послідовності можна корегувати, використовуючи симетруючі елементи, підключені до лінійної напруги, які змінюють лише I_2 і не впливають на I_0 . Оптимізуючи несиметричний режим, необхідно також обов'язково обмежити величину реактивної потужності, що генерується СП для забезпечення потреб вузла навантаження, щоб не виникло зворотних перетоків реактивної потужності.

Таким чином, задача керування несиметрією режиму в чотирипровідній мережі має ознаки задачі багатокритеріальної оптимізації: компенсації параметрів режиму зворотної, нульової послідовностей та реактивної складової струму прямої послідовності (або реактивної потужності).

3.2 Розробка математичної моделі керування несиметрією режиму в чотирипровідній електричній мережі

Методологія методів математичного програмування, а саме вони мають бути покладені в основу вирішення поставленої задачі, передбачає обґрунтування критерію ефективності, технічних обмежень і розробки математичної моделі, так

як задача вибору керуючого впливу на несиметрію електричного режиму в чотирипровідній електричній мережі відноситься до класу оптимізаційних.

Як розв'язування, так і математичний опис будь-якої оптимізаційної задачі можливі лише при наявності критерію ефективності. Критерій ефективності – це кількісний показник, який дозволяє порівнювати можливі розв'язки і на підставі цього здійснювати відбракування гірших варіантів; його вибір носить дещо суб'єктивний характер, бо тут можна розглянути і запропонувати ряд критеріїв ефективності, але завжди можна розставити пріоритети і тим самим виділити найбільш важливий, і подальше розв'язування здійснювати саме за ним.

Задача керування несиметрією режиму в чотирипровідній мережі за своєю природою є багатокритеріальною, оскільки пристрої, які використовуються, одночасно здійснюють вплив на ряд параметрів стану електричної мережі: параметри режиму зворотної, нульової та прямої послідовностей.

Приймати керуючі рішення можна за критеріями: струм зворотної послідовності, напруга зворотної послідовності, струм нульової послідовності, напруга нульової послідовності, реактивна складова струму прямої послідовності (або реактивна потужність), відхилення напруги прямої послідовності, мінімальні значення яких забезпечуються при керуванні. Перераховані критерії у межах однієї системи симетричних складових функціонально пов'язані між собою, наприклад, струм та напруга зворотної послідовності. Зменшення значень всіх згаданих критеріїв супроводжується зменшенням активних втрат потужності в мережах живлення – ΔP_{Σ} :

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_2 + \Delta P_0 + \Delta P_Q,$$

де ΔP_2 , ΔP_0 , ΔP_Q – додаткові втрати активної потужності, зумовлені відповідно режимами зворотної, нульової послідовностей і реактивною потужністю.

Перераховані складові втрат активної потужності можна прокоментувати таким чином:

- протікання струмів зворотної послідовності викликає додаткові втрати

активної потужності, які визначаються за аналітичним виразом:

$$\Delta P_2 = 3 \cdot I_2^2 \cdot r,$$

де I_2 - струм зворотної послідовності, що генерується навантаженням;

r - опір фази лінії живлення;

- активні втрати, спричинені струмом нульової послідовності, якщо

припустити, що опір фазного і нульового проводу однаковий, визначаються як сума втрат активної потужності в фазних провідниках від струму I_0 та в нульовому провіднику від струму $3I_0$ за такою формулою:

$$\Delta P_0 = I_0^2 \cdot r + I_0^2 \cdot r + I_0^2 \cdot r + (3 \cdot I_0)^2 \cdot r = 12 \cdot I_0^2 \cdot r,$$

де I_0 - струм нульової послідовності, що генерується навантаженням;

- активні втрати ΔP_Q спричиняються реактивними навантаженнями, що

протікають по лінії живлення і дорівнюють:

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2}{U^2} \cdot r,$$

де Q - величина реактивної потужності, що протікає по лінії живлення споживачів;

U - номінальна напруга мережі живлення.

Зважаючи на вищевикладене, можна стверджувати, що найбільш інтегральним критерієм ефективності є величина ΔP_{Σ} .

Математична модель має містити також систему обмежень, що вказує на можливі стани “включено” або “відключено” кожного вимикача СП. Такий опис, наприклад, для i -ого вимикача можна зробити якщо ввести булеву змінну x_i , $x_i = 1 \forall 0$, прийнявши, що якщо $x_i = 1$, то i -ий вимикач знаходиться у включеному стані, якщо ж $x_i = 0$, то він виключений. Описане можна подати у такому аналітичному вигляді:

$$x_i + \bar{x}_i = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n;$$

де x_i – керована змінна (компонента вектора керування), яка описує стан i -го вимикача симетруючого пристрою;

\bar{x}_i – фіктивна змінна, яка фізичного змісту не має (вона пов’язана з відповідною змінною x_i так, що коли $x_i = 1$, то $\bar{x}_i = 0$ і навпаки);

n – кількість секцій СП.

СП окрім безпосередньої функції симетрування режиму виконують роль джерела реактивної потужності. Тому для задачі, що розглядається, серед можливих технічних обмежень має бути обмеження на величину реактивної потужності. Якщо допускається повна компенсація реактивних навантажень, то дане технічне обмеження має такий аналітичний вигляд:

$$Q' - \sum_{i=1}^n \Delta Q_i \cdot x_i \geq 0,$$

де Q' – природне (в припущенні, що всі секції СП відключені) споживання реактивної потужності по даному вузлу навантажень;

ΔQ_i – номінальна потужність i -ої секції СП.

Зазначеним вище умовам буде відповідати така математична модель:

$$\begin{cases} \Delta P' - \sum_{i=1}^n \delta \Delta P_{\Sigma i} \cdot x_i \rightarrow \min \\ x_i + \bar{x}_i = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n \\ Q' - \sum_{i=1}^n \Delta Q_i \cdot x_i \geq 0 \\ x_i; \bar{x}_i = 1 \forall 0, \end{cases}$$

де $\Delta P'$ – величина сумарних втрат активної потужності, що мали місце у мережі за умови, коли всі секції СП відключені;

$\delta \Delta P_{\Sigma i}$ – приріст сумарних втрат активної потужності за умови включення i -ої секції СП,

$$\delta \Delta P_{\Sigma i} = \delta \Delta P_{2i} + \delta \Delta P_{0i} + \delta \Delta P_{Qi},$$

де $\delta \Delta P_{2i}$, $\delta \Delta P_{0i}$, $\delta \Delta P_{Qi}$ – прирости втрат активної потужності, зумовлені відповідно режимом зворотної, нульової послідовностей та передачею реактивної потужності;

\forall – знак логічної операції „АБО”.

Подібний підхід розглядається авторами робіт [16, 17, 18] і адаптується нами для системи електропостачання підприємства ТОВ «Глікохім» як цілком можливий для розгляду і подальшої реалізації.

Цільова функція запропонованої математичної моделі вимагає знаходження таких значень для x_i , $i = 1, 2, \dots, n$, яким відповідають мінімальні сумарні втрати активної потужності в електричній мережі. Перше із обмежень математичної моделі вказує на можливі стани кожної із секцій: “включено” або “відключено”, а друге – встановлює допустиме значення на реактивну потужність вузла навантаження (в даному випадку допускається повна її компенсація, але виключається можливість появи зворотних перетоків від вузла навантаження у живильну мережу).

Коефіцієнти цільової функції $\delta \Delta P_i$ мають такий аналітичний опис:

$$\delta\Delta P_{2i} = 3 \cdot r_2 \cdot \left(\left| I_{2_{\text{до}}} \cdot e^{j\alpha} \right|^2 - \left| I_{2_{\text{після}}} \cdot e^{j\beta} \right|^2 \right), \quad (3.2)$$

де r_2 – опір струму зворотної послідовності електричної мережі;

$I_{2_{\text{до}}}$ – струм зворотної послідовності до включення i -ої секції СП;

$I_{2_{\text{після}}}$ – те саме, але після включення i -ої секції СП;

α, β – фаза відповідних струмів у прийнятій системі координат.

Струм $\dot{I}_{2_{\text{до}}}$ є результатом реалізації рішення, прийнятого на попередній ітерації, і від нього залежить $\delta\Delta P_{2i}$, який отримуємо при включенні i -ої секції СП. З іншої сторони, прийняття рішення про включення i -ої секції СП забезпечить струм $\dot{I}_{2_{\text{після}}}$, який відрізняється як модулем, так і фазою, що певним чином формулює вихідні умови для прийняття рішення на наступній ітерації.

Аналогічні доводи можна навести і відносно складової $\delta\Delta P_{0i}$, яка має наступний вигляд (в припущенні, що опір фазного і нульового проводу однаковий):

$$\delta\Delta P_{0i} = 12 \cdot r_0 \cdot \left(\left| I_{0_{\text{до}}} \cdot e^{j\gamma} \right|^2 - \left| I_{0_{\text{після}}} \cdot e^{j\varphi} \right|^2 \right), \quad (3.3)$$

де r_0 – опір струму нульової послідовності електричної мережі;

$I_{0_{\text{до}}}$ – струм нульової послідовності до включення i -ої секції СП;

$I_{0_{\text{після}}}$ – те саме, але після включення i -ої секції СП;

γ, φ – фаза відповідних струмів у прийнятій системі координат.

Складові формул (3.2) та (3.3) $\dot{I}_{2_{\text{до}}}$, $\dot{I}_{2_{\text{після}}}$ та $\dot{I}_{0_{\text{до}}}$, $\dot{I}_{0_{\text{після}}}$ визначаються за такими формулами:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{2_{\text{до}}} &= \dot{I}_2^{\text{H}} + \dot{I}_2^{\text{СП}i=1}; \\ \dot{I}_{0_{\text{до}}} &= \dot{I}_0^{\text{H}} + \dot{I}_0^{\text{СП}i=1}; \\ \dot{I}_{2_{\text{після}}} &= \dot{I}_{2_{\text{до}}} + \dot{I}_2^{\text{СП}i_k=1}; \\ I_{0_{\text{після}}} &= \dot{I}_{0_{\text{до}}} + \dot{I}_0^{\text{СП}i_k=1},\end{aligned}$$

де $\dot{I}_2^{\text{СП}i=1}$, $\dot{I}_0^{\text{СП}i=1}$ - сума комплексних значень струмів зворотної і нульової послідовностей, які генеруються тими секціями, рішення про включення яких було прийнято на попередніх етапах;

$\dot{I}_2^{\text{СП}i_k=1}$, $\dot{I}_0^{\text{СП}i_k=1}$ - комплексні значення струмів зворотної і нульової послідовностей, які генеруються секцією, рішення про включення якої прийнято на даному k -ому етапі.

Приріст втрат $\delta\Delta P_{Q_i}$ від включення i -ої секції СП потужністю ΔQ_i запишеться у такому вигляді:

$$\delta\Delta P_{Q_i} = \frac{2 \cdot Q_{\text{до}} \cdot \Delta Q_i - \Delta Q_i^2}{U_n^2} \cdot r, \quad (3.4)$$

де $Q_{\text{до}}$ – реактивна потужність, що споживається вузлом навантаження, до прийняття рішення на даній ітерації;

r – опір струму прямої послідовності;

U_n – номінальна напруга мережі.

Із (3.4) видно, що $\delta\Delta P_{Q_i}$ залежить не тільки від потужності секції ΔQ_i , але і від потужності $Q_{\text{до}}$, яка в свою чергу визначається рішенням, прийнятим на попередній ітерації і буде іншою на ітерації наступній.

Така особливість задачі керування, коли коефіцієнти моделі є складною функцією прийнятих попередніх рішень, не дозволяє використати жоден із класичних алгоритмів аналізу математичних моделей, що потребує розробки обчислювального методу для вирішення задачі і в даній роботі не розглядається.

Висновки

1. Встановлено, що існує практична необхідність оперативного керування несиметричними режимами в чотирипровідних електричних мережах. Для симетрування електричних режимів у чотирипровідній електричній мережі СП обов'язково повинен містити симетруючі елементи, що підключаються до лінійних та до фазних напруг, щоб виконувати необхідні керовані впливи на параметри як зворотної, так і нульової послідовностей.

2. Включення симетрувальних елементів СП супроводжується генерацією реактивної потужності.

3. Симетрування електричного режиму супроводжується зменшенням струмів I_2 , I_0 та реактивної потужності. Ці явища супроводжуються зменшенням сумарних додаткових втрат активної потужності та енергії.

4. Задача керування несиметрією режиму в чотирипровідній мережі може вирішуватися як багатокритеріальна із врахуванням впливів СП на режим зворотної і нульової послідовностей та на величину реактивної потужності за критерієм мінімальних сумарних втрат активної потужності.

5. Вирішення поставленої задачі оптимального керування несиметричним режимом у чотирипровідних електричних мережах можна виконати методами математичного програмування, але для цього необхідно розробити математичні моделі та алгоритми управління.

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У відповідності до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рисунку 4.1, та вихідних даних, приведених у таблицях 4.1, 4.2, 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-630	2	448,099
ТП 2	ТМ-630	2	440,593

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії, м	Марка кабелю	Кількість
С-ЦРП	1000	ААБ-10 3х70	2
ЦРП - ТП1	20	ААБ-10 3х50	2
ЦРП – ТП2	100	ААБ-10 3х50	2

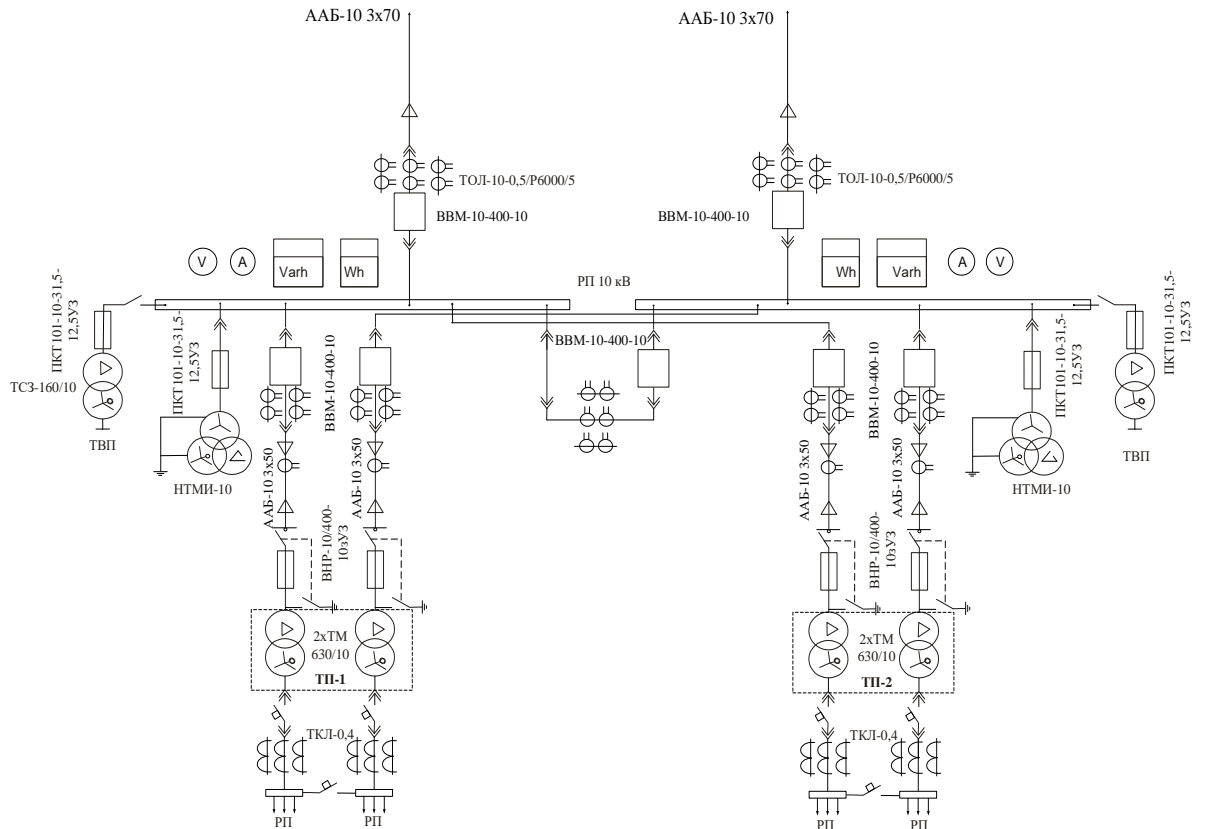


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів, враховуючи збільшення їх ціни на сьогоднішній день втричі (табл. 2.4, 2.5 [21]).

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

$$K_{л} = 2(K_{пит} * n + K_{прок}) \cdot L ,$$

де $K_{пит}$ - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км; $K_{прок}$ - питома вартість прокладання, тис. грн./км; L - довжина лінії електропередачі, км; n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від системи до ЦРП (ААБ 3x70) в ґрунті II категорії без врахування переходів:

$$K_{л} = (K_{пит} + K_{прок}) \cdot L = (39,39 \cdot 2 + 2,73) \cdot 1 = 81,51 \text{ (тис.грн).}$$

Для інших ліній розрахунки робляться аналогічно, результати розрахунків заносимо в таблицю 4.3.

У вартість прокладання в траншеї врахована вартість копання та засипання траншей механізованим способом.

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кільк.	Довжина, км	$K_{пит}$, тис.грн	$K_{прок}$, тис.грн	$K_{л}$, тис.грн
С-ЦРП	ААБ 3x70	2	1,00	39,39	2,73	81,51
ЦРП-ТП1	ААБ 3x50	2	0,02	34,68	2,73	1,44
ЦРП-ТП2	ААБ 3x50	2	0,10	34,68	2,73	7,21
Разом						90,16

К

капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

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

де $K_{псі}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. [21];

l – кількість підстанцій;

$K_{пост}$ - постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, з створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла тощо, тис. грн. Постійні витрати прийняті у розмірі 20 % від повної вартості всіх підстанцій.

З таблиць [21], враховуючи збільшення ціни, визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій:

$$K_{пс} = 358,94 + 71,79 = 430,73 \text{ (тис.грн).}$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних

підстанцій

№	Тип трансформат	Кількість тр-рів	К _{од} , тис.грн	К _{пост} , тис.грн	К _{пс} , тис.грн
ТП-1	ТМ-630	2	358,94	71,79	430,73
ТП-1	ТМ-630	2	358,94	71,79	430,73
РАЗОМ				861,46	

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 7 \cdot 30 = 210 \text{ (тис. грн.)}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства:

$$K = 90,16 + 861,46 + 210 = 1161,62 \text{ (тис.грн.)}$$

4.2 Розрахунок поточних витрат

4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

Чисельність робітників, що необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування і мереж, визначається виходячи з трудомісткості виконуваних робіт. Планова трудомісткість визначається як, люд.-год./рік:

$$T_{\text{тр}} = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot \beta_p \cdot h,$$

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

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

β_p – поправочний коефіцієнт; для однозмінного підприємства з $K_{\text{см}} = 1$

$$\beta_p = \frac{2}{K_{\text{см}}} = \frac{2}{1} = 2;$$

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

Для вимикачів 10 кВ, люд.-год/рік:

$$T_{\text{прі}} = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot \beta_p \cdot h = 1 \cdot 20 \cdot 2 \cdot 7 = 280 \text{ (люд.-год/рік.)}$$

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту іншого електрообладнання та заносимо їх результати до таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-сть, шт	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю Обладнання рем/рік	Норма трудомісткості люд-год	Загал. трудомісткість люд-год	К-сть на одиницю обладнання огл/рік	Норма трудомісткості люд-год	Загаль. трудомісткість люд-год
Силовий транс-тор 630/10	4	0,33	100	264	12	9	432
Вимикач 10кВ, шт	7	1	20	280	12	2	168
Кабельна лінія 70 мм ² , км	1	1	46	92	1	11,5	11,5
Кабельна лінія 50 мм ² , км	0,12	1	30	7,2	1	7,5	1,389
Разом:				643,2			612,889

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

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

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год [32];

$K_{\text{ср}}$ – 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.

Для вимикачів, люд.-год/рік:

$$T_{\text{обсі}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h = 12 \cdot 20 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 7 = 168 \text{ (люд.-год/рік)}.$$

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

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	Кількість шт	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд-год
		Змінність	Коеф. склад. Ремонтів $K_{\text{ср}}$	К-сть місяців в році	Загал. Трудомістк. люд-год	
Силовий тр. ТМ-630	4	1	0,1	12	480	912
Вимикач 10кВ, шт	7	1	0,1	12	168	336
Кабельна лінія 50 мм ² , км	1	1	0,1	12	55,20	66,7
Кабельна лінія 35 мм ² , км	0,12	1	0,1	12	4,32	5,709
Разом:					707,52	1320,409

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{обсл}} = \frac{T_{\text{обсл}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{вн}}},$$

де $T_{\text{обсл}}$ - річна планова трудомісткість технічного обслуговування з обліком трудозатрат на огляди (перевірки, іспити), створювані як самостійні операції, люд-год.;

$\Phi_{\text{д}}$ - дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робочого в рік; звичайно приймається рівним 1850-1900 год;

$K_{\text{вн}}$ - плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках можна брати для ремонтного персоналу його значення 1,10, а для експлуатаційного - 1,05;

$$H_{обсл} = \frac{T_{обсл}}{\Phi_{д} \cdot K_{ВН}} = \frac{1320,409}{1900 \cdot 1,05} = 0,66 \text{ (чол.)};$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{ТР} = \frac{T_{ТР}}{\Phi_{д} \cdot K_{ВН}},$$

де $T_{ТР}$ - річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд-год.;

$$H_{ТР} = \frac{T_{ТР}}{\Phi_{д} \cdot K_{ВН}} = \frac{643,2}{1900 \cdot 1,1} = 0,31 \text{ (чол.)}.$$

Приймаємо за нормами ПУЕ [1] $H_{пр} = 2$ чол., $H_{обс} = 2$ чол.

4.2.2 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:

$$\Phi_e = H_{обс} \cdot \beta_n \cdot t_{ге} \cdot \Phi_{д},$$

де $H_{обс}$ - число експлуатаційного персоналу по списку, люд.;

β_n - коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу (можна приймати рівним 0.9);

$t_{ге}$ - годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду експлуатаційних робітників, рівному 3 та 5 розряду;

$\Phi_{д}$ - ефективний фонд часу одного робітника в рік, год.

Годинну тарифну ставку ($t_{ге}$) рекомендується розраховувати за формулою:

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

де $K3, K4$ – тарифні коефіцієнти дл 3 та 4 розрядів, відповідно, [21];

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

$$C_I = \frac{Z_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H},$$

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

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

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

$$C_I = 3872 \cdot 1 / 176 = 22 \text{ (грн./год.)}.$$

Годинна тарифна ставка робітників 3 та 5 розряду становитиме:

$$t_{ге} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_I = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 22 = 26,95 \text{ (грн./год.)}.$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = N_{\text{обс}} \cdot \beta_H \cdot t_{ге} \cdot \Phi_d = 2 \cdot 0,9 \cdot 26,95 \cdot 1900 = 92169 \text{ (грн./рік)}.$$

Для робітників, які виконують поточний ремонт енергоустановки, фонд прямої заробітної плати розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_p = T_{\text{пр}} \cdot t_{гр},$$

де $t_{гр}$ – годинна тарифна ставка робітників-ремонтників 4 та 5 розрядів

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

де $K4$, $K5$ – тарифні коефіцієнти для робітників-ремонтників 4 та 5 розрядів, відповідно, [21].

Розраховуємо годинну тарифну ставку робітників-ремонтників 4 та 5 розрядів та відповідний фонд прямої заробітної плати:

$$t_{гр} = ((K4 + K5) / 2) \cdot C_I = ((1,27 + 1,36) / 2) \cdot 22 = 28,93 \text{ (грн./год.)},$$

$$\Phi_p = T_{\text{пр}} \cdot t_{гр} = 643,2 \cdot 28,93 = 18607,776 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

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

де Φ - тарифний фонд заробітної плати експлуатаційних робітників (Φ_e) або фонд прямої заробітної плати ремонтного персоналу (Φ_p), 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:

$$\Phi_{oe} = \Phi_e(1+0.05+0.01+\alpha)=92169 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 116132,94 \text{ (грн./рік)}$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = \Phi_p(1+0.05+0.01+\alpha)=18607,776 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 24376,19 \text{ (грн./рік)}.$$

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

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15,$$

$$\Phi_{оед} = \Phi_{oe} \cdot 1,15=116132,94 \cdot 1,15 = 133552,881 \text{ (грн./рік)},$$

$$\Phi_{орд} = \Phi_{op} \cdot 1,15=24376,19 \cdot 1,15 = 28032,62 \text{ (грн./рік)}.$$

З метою утворення фонду соціального страхування здійснюються нарахування на заробітну плату. Крім того, на заробітну плату здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ($C_{зп}$) розраховуються так, грн./рік:

$$C_{зп} = \Phi_{од} \cdot \left(1 + \frac{\beta_c + \beta_n + \beta_z}{100}\right),$$

де $\beta_{п}$ - нарахування в пенсійний фонд, $\beta_{п} = 32\%$;

β_z - нарахування у фонд зайнятості, $\beta_z = 1,5\%$;

β_c - нарахування на соціальне страхування, $\beta_c=1,5\%$.

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{ЗПЕ}} = \Phi_{\text{ОЕД}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_c + \beta_n + \beta_z}{100}\right) = 133552,881 \cdot \left(1 + \frac{1,5+32+1,5}{100}\right) = 180296,4 \text{ (грн./рік)}$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{ЗПР}} = \Phi_{\text{ОРД}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_c + \beta_n + \beta_z}{100}\right) = 28032,62 \cdot \left(1 + \frac{1,5+32+1,5}{100}\right) = 37844,03 \text{ (грн./рік)}.$$

4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Необхідні дані для розрахунку беремо з [21], враховуючи збільшення ціни матеріалу на сьогоднішній день втричі, результати розрахунків заносимо до таблиці 4.7.

Вартість матеріалу на технічну операцію:

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

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

T_i – трудомісткість обслуговування і-го виду трансформаторів (беремо з табл. 4.6);

L – сумарна довжина кабелів;

$C_{\text{ЛО}}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Отже, вартість матеріалів на ремонт:

$$C_{\text{мпр}} = 0,01 [264 \cdot 22645,1 + (92 + 7,2) \cdot 16,63] = 59799,56 \text{ (грн./рік)}$$

і вартість матеріалів на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}}=0,01[912 \cdot 22645,1+(66,7+5,709) \cdot 16,63]= 206535,35 \text{ (грн./рік)}.$$

Таблиця 4.7 – Розрахунок вартості матеріалів

Матеріал	Ціна матеріалу в грн.	Норми витрати 100 чол.год працємїсткості і тех. обслуг.	Вартість матеріалу, грн.
Силові трансформатори		630	630
Сталь сортова, кг	7,5	6	45
Провід установочний, м	3,1	0,5	1,55
Мідь-Алюміній (гола), кг	69,8	62	4327,6
Картон електроізоляційн., кг	33,6	1,4	47,04
Лакотканина (ширина 700мм), м	93,3	0,2	18,66
Кабельний папір, кг	27,5	0,6	16,5
Стрічка кіперна, кг	336,3	40	13452
Стрічка тафтяна, кг	249,8	18	4496,4
Стрічка азбестова, м	7,4	0,05	0,37
Лаки ізоляційні, кг	40,2	1,5	60,3
Емалі ґрунтові, кг	44,1	2,5	110,25
Масло трансформаторне, кг	13,6	0,58	7,888
Бензин, кг	6,9	0,7	4,83
Розчиники, кг	19,5	0,8	15,6
Маслостійка гума, кг	50,0	0,4	20
Гума профільна, кг	50,0	0,13	6,5
Припой олов'яно-свинцовий, кг	476,1	0,02	9,522
Припой мідно-фосфорний, кг	88,5	0,03	2,655
Електроди, кг	16,4	0,15	2,46
Засоби кріплення, кг	20,9	2	41,8
Дріт кручений, м	2,7	0,3	0,81
Матеріал обжиму, кг	27,3	0,4	10,92
Разом:			22645,1
Кабельні лінії			
Сталь сортова, кг	7,5	2	14,982
Електроди, кг	16,5	0,1	1,645
Разом:			16,627

Отже, можна розрахувати:

витрати на обслуговування електроустановок і мереж, грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}} = 180296,4 + 206535,35 = 386831,75 \text{ (грн/рік)};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мпр}} = 37844,03 + 59799,56 = 97643,59 \text{ (грн/рік)}.$$

4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K,$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення (визначені в п. 4.1), грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 1161620 = 69697,2 \text{ (грн/рік)}.$$

Інші витрати - приймаються в розмірі 20-30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, грн/рік:

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

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

$$C_{\text{іп}} = 0,25 \cdot (386831,75 + 97643,59 + 69697,2) = 138543,135 \text{ (грн/рік)}.$$

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	Структура,
---------------	----------	------------

	витрат, грн	% до підсумку
Витрати по експлуатації енергоустаткування і мереж	386831,750	55,84
Витрати на поточний ремонт	97643,590	14,10
Витрати на амортизацію	69697,200	10,06
Інші витрати	138543,135	20,00
Разом	692715,675	100

4.3. Розрахунок собівартості електроенергії

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

Розрахунок обсягу споживання електроенергії і-го цеху визначається за формулою, кВт·год./рік:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{\Pi} \cdot P_{\text{ном}} \cdot T_{mi},$$

де P_p – розрахункова потужність і-го цеху (наведено на рис. 2.1), кВт;

T_{mi} – річна тривалість використання максимуму активн. навантаження і-го цеху (береться з галузевих інструкцій; величина T_m у середньому за рік складає для однозмінних підприємств – 2000–3000 год;), год.;

K_{Π} – коефіцієнт попиту.

Визначимо річні витрати активної електроенергії для всього підприємства (виходимо з того, що режим роботи всіх цехів однаковий – одна зміна, тому користуємося сумарною розрахунковою потужністю по всьому підприємству):

$$E_a = 670,52 \cdot 2000 = 1341040 \text{ (кВт год./ рік) .}$$

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

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

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

де n – кількість кіл лінії (вважаємо, що лінії працюють роздільно, а не паралельно);

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

τ – час максимальних втрат, год./рік.

$R = r_0 \cdot L$ – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом;

r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км;

L – довжина лінії, км.

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження, для нашого підприємства з однозмінною роботою $T_{\text{м}} = 2000$ год.:

$$\tau_{\text{м}} = \left(0,124 + \frac{2000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 919,59 \text{ (год)} \text{ (год./рік)}.$$

Для лінії ЦРП –ТП1:

Активний опір однієї фази проводу від системи до ЦРП:

$$R = 0,549 \cdot 1 = 0,549 \text{ (Ом)}.$$

Відповідно втрати електроенергії в цій лінії:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot n \cdot I_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 2 \cdot 48,95^2 \cdot 0,549 \cdot 919,59 \cdot 10^{-3} = 7258,41 \text{ (кВт·год/рік)}.$$

Аналогічно проводимо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Втрати електроенергії в лініях

Найменування лінії	Марка проводу	К-сть ліній	Довжина, км	I_M , А	R , Ом	τ , год/рік	ΔE_L , кВт*год
С –ЦРП	ААБ 3x70	2	1	48,95	0,549	919,59	38429,33
ЦРП-ТП-1	ААБ 3x50	2	0,02	25,90	0,015	919,59	55,52
ЦРП-ТП-2	ААБ 3x50	2	0,10	25,47	0,077	919,59	275,61
РАЗОМ							38760,46

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

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

де n - кількість трансформаторів;

ΔP_{kz} і ΔP_{xx} – величини номінальних втрат у трансформаторах, відповідно, при короткому замиканні і холостому ході, кВт;

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

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

S_H - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Результати розрахунку заносимо до таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип Транс-ра	К-сть тр-рів	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_T , кВт*год/рік
ТП	ТМ – 630	2	1,31	8,5	448,1	630	24928,41
	ТМ – 630	2	1,31	8,5	440,6	630	24862,77
РАЗОМ							49791,18

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

$$E = E_a + \Delta E_L + \Delta E_T = 1341040 + 38760,46 + 49791,18 = 1429591,64 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію, грн./рік:

$$\Pi = v \cdot E,$$

де v – тарифна плата за електроенергію, $v = 2,8$ грн./кВт·год [20];

E - кількість електроенергії, що споживається;

$$\Pi = 2,8 \cdot 1429591,64 = 4002856,592 \text{ (грн.)};$$

4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної споживаної підприємством однієї кіловат-години електроенергії, грн./кВт·год.:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a},$$

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

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\Pi},$$

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

$C_{\Pi} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ір}}$ – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії, їх величина наведена в табл. 4.8 і складає величину

$$C_{\Pi} = 692715,675 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати:

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\Pi} = 4002856,592 + 692715,675 = 4695572,267 \text{ (грн/рік)}.$$

Таким чином, собівартість електроенергії:

$$S = \frac{C_{\text{сум}}}{E_a} = \frac{4695572,267}{1341040} = 3,5 \text{ (грн./кВт·год.)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.11.

Таблиця 4.11 –Результати розрахунків

Показники	Позна-чення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої ел.енергії	Е _а	1341040,00	кВт·год.
Річне спожив. ел.енергії із втратами	Е	1429591,64	кВт·год.
Плата за електроенергію	П	4002856,59	грн.
Витрати на перед. і розпод. ел.енергії	С _п	692715,68	грн.
Сумарні витрати підприємства	С _{сум}	4695572,27	грн.
Собівартість ел.енергії	S	3,5	грн./кВт·год.

Таким чином в даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників СЕП підприємства «Глікохім» та розраховано собівартість електричної енергії.

СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі розробляються заходи з підвищення енергоефективності Товариства з обмеженою відповідальністю «Глікохім», яке займається виробництвом гліцерину. Підприємство відноситься до II категорії електропостачання, живлення здійснюється від двох підстанцій 10/0,4 кВ.

На електротехнічний оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує обладнання на підприємстві, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори за ГОСТ 12.0.003-74:

фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- нестача природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;

психофізіологічні:

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

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Електробезпека

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

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

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

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

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

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

3) Електрозахисні засоби захисту

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

вийшов, забороняється.

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

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

5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведаючих частин електрообладнання, необхідно на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

Розшиновку або від'єднання кабеля при підготовці робочого місця може виконати ремонтний робітник, який має третю групу. Під наглядом чергового або оперативно-ремонтного робітника. З найближчих до робочого міста струмоведаючих частин до наступних доторканню повинна бути знята напруга або вони повинні бути огорожені.

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути

знята та шини (за винятком шин, які виконані ізольованим проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає розпорядження.

Випробування електроприводів разом з виконуючим механізмом потрібно проводити з дозволу начальника зміни технологічного цеху, в якому вони встановлені. При видачі робиться запис в оперативному журналі технологічного цеху, а отриманні цього дозволу - в оперативному журналі цеху (ділянки), який проводить випробування.

Ремонт і наладку електросхем електроприводів, не з'єднаних з виконуючим механізмом, регулюючих органів та запірної арматури, можна проводити по розпорядженню. Дозвіл на їх випробування дає працівник, який дав розпорядження на вивід електропривода в ремонт, наладку. Про це повинен бути зроблений запис при оформленні розпорядження. При виконанні роботи по розпорядженню на повторний допуск розпорядження дається заново.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [23] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 - Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з

категорією робіт Па

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату в роботі передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [23] (табл. 5.2).

Таблиця 5.2- Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Окис вуглецю		20	4
Пил рослинного і тваринного походження	4	4	4

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

Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

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

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

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

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на:

- природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (e_n). КПО - відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

КЕО при природному та суміщеному освітленню.

Характеристика зорової роботи при виконанні - роботи середньої точності;

Розряд - IV;

Підрозряд зорової роботи - в;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - світлий;

Бокове КЕО, %:

- природне 1,5;

- суміщене 0,9.

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. Нормовані значення КЕО для будинків визначаються за формулою:

$$e_n = e_n \cdot m_n , \quad (5.1)$$

де e_n - значення КЕО для будинків;

m_n - коефіцієнт сонячності клімату - 0,85, вікна зорієнтовані на захід.

Природне: $e_n = 1,5 \cdot 0,85 = 1,3 \%$,

суміщене: $e_n = 0,9 \cdot 0,85 = 0,9 \%$.

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. Місцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Штучне освітлення, лк:

загальне - 150 лк; комбіноване – 300 лк.

Для забезпечення нормативного значення e_{min} передбачено:

Штучне освітлення в приміщенні цеху забезпечується світильниками типу РСП08×250 (однолампові) з лампами ДРЛ-250.

5.2.4 Виробничий шум

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

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

де L - рівень шуму, дБ;

P - звуковий тиск, Па;

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

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

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

Загальні вимоги безпеки» [24], відповідний до цього рівень звукового тиску наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 - Рівень звукового тиску

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

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

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

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

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

5.2.5 Вібрація

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини,

викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань.

На нашому підприємстві присутня вібрація типу - За. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання (табл. 5.4).

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

* В чисельнику - середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику- логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих в даній роботі передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
 - застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

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

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

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах і т. ін.) від 10% до 25% часу зміни; знаходження в позі стоячи від 60% до 80% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 1500 кг.

Нахили корпуса (вимушені, більше 30), кількість за зміну: 101 –300.

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

- по горизонталі: до 12;

- по вертикалі: до 8.

Інтелектуальні навантаження: Рішення складних завдань з вибором за відомим алгоритмом (робота за серією інструкцій).

Зміст роботи: сприймання сигналів з наступним порівнянням фактичних значень параметрів з їх номінальними значеннями. Заключна оцінка фактичних значень параметрів. Обробка, перевірка і контроль за виконанням завдання. Робота в умовах дефіциту часу.

Сенсорні навантаження:

Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) 51 -75.

Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи 176–300.

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження 11-25.

Навантаження на зоровий аналізатор (спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) 3-4.

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів). Розбірливість слів та сигналів

від 70% до 50%.

Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) 20-25.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – несе відповідальність за функціональну якість основної роботи (завдань). Вимагає виправлень за рахунок додаткових зусиль всього колективу (групи, бригади та ін.).

Ступінь ризику для власного життя.

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб.

Монотонність навантажень:

- кількість елементів (прийомів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово 5-2.

Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) 24-2.

Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) 91-95.

Режим праці.

Фактична тривалість робочого дня (год.) 10– 12.

Змінність роботи: тризмінна робота (робота у нічну зміну).

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість - перерви нерегламентовані або недостатньої тривалості до 3% часу зміни.

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайної ситуації

Техногенні, антропогенні та природні надзвичайні явища останнім часом набули глобального характеру. За даними ООН зростання кількості населення збільшує масштаби наслідків стихійних лих у зв'язку з тим, що все більше людей

вимушені жити в небезпечних місцях, які знаходяться в районах затоплення, зсувів, землетрусів.

Деякі надзвичайні ситуації за масштабами поширюються майже на всі сфери життя, негативно впливають на соціально-психологічний стан і економіку нашої країни. У певних регіонах України з високою густотою населення розташовані об'єкти з підвищеною небезпекою, а це різко посилює небезпеку можливих стихійних лих, аварій і катастроф техногенного походження. Внаслідок надзвичайних ситуацій гинуть люди, завдаються матеріальні збитки населенню і державі.

В елементній базі під дією іонізуючих випромінювань можлива зміна майже всіх електричних і експлуатаційних характеристик, що залежить від протікання процесів іонізації і порушення структури матеріалів.

В елементах схем радіоелектронної апаратури можуть розпочатися відновлювані (невідновлювані) зміни через деякий час після радіоактивного зараження при рівнях радіації значно нижчих від критичних.

Імпульсна напруга найбільш легко виникає в високоомних неекранових і несиметричних колах. В результаті наявності таких кіл імпульсу струму чи напруги проникає в систему і спричинює пошкодження, ступінь яких залежить від чутливості складових системи вузлів. Серйозні пошкодження викликає електромагнітний імпульс в роботі цифрових і контрольних приладів.

Електромагнітний імпульс може поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях (мережах електро- і водопостачання, провідникового зв'язку тощо), здійснюючи вплив на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як уражаючі фактори.

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) являє собою велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від дії інших уражаючих факторів. Тому слід пам'ятати про те, що захист апаратури від механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Апаратура може вийти з ладу, знаходячись в надійно захищених спорудах. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію,

випалює елементи електросхем радіоапаратури, викликає коротке замикання в радіопристроях, іонізацію діелектриків, спотворює або повністю стирає магнітний запис, лишає пам'яті ЕОМ. Найбільш часто виходять з ладу напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори. В резисторах електромагнітний імпульс викликає іскріння в міжконтактних з'єднаннях, що приводить до локального нагріву і порушує опір покриття. В конденсаторах електромагнітний імпульс викликає нагрів шару металізації і його вигорання, порушення контактів між обкладками і виводами.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах іонізуючих випромінювань

Нормальна робота СЕП буде залежати від таких елементів, як транзистори, мікросхеми, резистори, конденсатори, діоди.

За критерій безпеки роботи електричного обладнання в цих умовах приймається таке значення дози опромінення елементної бази ($P_{зв}$, Р/год) або граничне значення рівня ($P_{зв}$, Р/год), при якому можуть виникнути тимчасові зміни, але система буде працювати з потрібною якістю. Отримані значення занесемо до таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 - Граничні рівні радіації для елементів СЕС

№	Блоки СЕС	Елементи СЕС	$P_{грі}$, Р/год	$P_{гр}$, Р/год
1	Блок живлення	Мікросхема 78В05	10^5	10 ⁴
2	Блок керування	Діод Д220А	10^4	
		Випрямлячі Д226	10^5	
		Конденсатор Х7R	10^7	
		Резистор R12	10^8	
3	Силові елементи	Транзистори, Т143-1000	10^5	
		Дросель ТРА11	10^5	
		Реактор ВР2МС	10^5	

Визначаємо граничне значення потужності експозиційної дози гамма-випромінювання – $P_{зв}$, по мінімальних значеннях коефіцієнта послаблення радіації $K_{посл}$, та потужності експозиційної дози гамма- випромінювання $P_{зв}$.

$$P_{зр} = P_{зв} \cdot K_{нос} \cdot K_n \quad [P/год]; \quad (5.3)$$

$$P_{зр} = 10^4 \cdot 1 \cdot 0,9 = 13500 \text{ (P/год)}.$$

Можлива експозиційна доза опромінення в заданих умовах:

$$D_{.м} = \frac{2 \cdot P_{1\max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{нос}} [P]; \quad (5.4)$$

Допустимий час роботи СЕС визначається за формулою:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{носл} + 2 \cdot P_{1\max} \sqrt{t_P}}{2 \cdot P_{1\max}} \right)^2 [год]; \quad (5.5)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 6,17 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,17} \right)^2 = 658325,77(год) .$$

Отже, допустимий час роботи системи електроспоживання складатиме 658325,77 годин при рівні радіації 6,17 P/год.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$U_{д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N [B], \quad (5.6)$$

де $U_{ж}$ – напруга живлення, В;

N – допустиме відхилення напруги, %.

$$U_{д} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 15 = 253 \text{ (В)} .$$

Вертикальна складова напруги наведення на струмопровідних частинах СЕП:

$$U_{\epsilon} = \frac{U_{\delta}}{100} = 2,53 \text{ (В)} ; .$$

Знаходимо горизонтальну складову напруженості електричного поля, при якому коефіцієнт безпеки знаходиться в межах допустимого:

$$U_B = E_{\Gamma} \cdot l_B, [P/\text{год}] ; \quad (5.7)$$

звідки:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{l_B} [B/\text{м}] ; \quad (5.8)$$

$$E_{\Gamma} = \frac{2,53}{2,2} = 1,15 \text{ (В/м)} .$$

Знаходимо вертикальну складову напруженості електричного поля, при якому коефіцієнт безпеки знаходиться в межах допустимого:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_B, [B/\text{м}] ;$$

звідки:

$$E_{\epsilon} = \frac{E_{\Gamma}}{10^{-3}} [B/\text{м}] , \quad (5.9)$$

$$E_{\epsilon} = \frac{1,15}{10^{-3}} = 1150 \text{ (В/м)} .$$

Отже, обладнання СЕП буде безпечно працювати, якщо вертикальна складова напруженості електричного поля не буде перевищувати 1150 В/м.

5.3.3 Розробка превентивних заходів з підвищення безпеки роботи СЕС ТОВ «Глікохім» в умовах дії загрозливих чинників НС

Розглянемо способи підвищення безпеки роботи обладнання системи електроспоживання. Для боротьби з впливом іонізуючого опромінення використовують алюмінієві сплави, леговані елементами з високим атомним номером (лантаноїдами і рідкоземельними елементами), сплави на основі тугоплавких і рідкоземельних елементів і багат шарові матеріали. Також для боротьби з впливом іонізуючого випромінювання можна використати новітній

вітчизняний метод, що полягає в захисному покритті радіоелектронної апаратури, що розміщується на поверхнях даних елементів, які піддаються впливу іонізуючого випромінювання, відмінним тим, що захисне покриття виконане у вигляді наноструктури, яка включає сукупність атомів рідкоземельних елементів, введених в структуру армованої атомно-молекулярної металічної матриці, або утворює її захисний шар.

Для захисту апаратури від ЕМІ застосовуються різної конструкції екрани і кожухи. Найважливіші вимоги до матеріалів, з яких виготовляються захисні пристрої, такі: до складу матеріалів повинні входити елементи з великою атомною масою; захисні матеріали повинні включати легкі елементи.

Для підвищення безпеки роботи системи електроспоживання в умовах дії ЕМІ застосовують: раціональне просторове розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМІ функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних рішень; застосування заходів спеціального захисту; зміна порядку функціонування системи при подачі сигналу повітряної тривоги.

Для підвищення безпеки роботи обладнання СЕП в умовах дії ЕМІ проводимо розрахунок захисного екрану.

Визначаємо перехідне гасіння електричного поля екраном зі сталі:

$$\begin{aligned} A &= 40 - K_{\text{мін}} [\text{дБ}], & (5.10) \\ A_1 &= 40 + 21,2 = 61,2 (\text{дБ}), \\ A_2 &= 40 + 27,6 = 67,6 (\text{дБ}), \\ A_3 &= 40 + 18,3 = 68,3 (\text{дБ}). \end{aligned}$$

Розрахуємо товщину захисного екрану:

$$t = \frac{A}{5,02 \cdot \sqrt{f}} [\text{см}], \quad (5.11)$$

де A - перехідне затування екрану, дБ;

f - найбільш характерна частота, (15 кГц).

$$t_1 = \frac{61,2}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,09 (\text{см});$$

$$t_2 = \frac{67,6}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)} ;$$

$$t_3 = \frac{68,3}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,103 \text{ (см)} .$$

Отже, в даному розділі було проведено дослідження безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах дії загрозливих чинників НС. При екрануванні блоку живлення з використанням екрану товщиною 0,09 см зі сталі, блоку керування з використанням екрану товщиною що дорівнює 0,1 см, силових елементів 0,103 см, система електроспоживання буде стійко працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Також, у даному розділі проведено дослідження безпеки роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та розроблено заходи по підвищенню безпеки роботи обладнання системи електроспоживання.

В умовах дії іонізуючих випромінювань обладнання СЕП буде безпечно працювати до рівня радіації 6,17 Р/год, при допустимому часі роботи апаратури протягом 658325,77 годин.

Оцінюючи безпеку роботи СЕП ТОВ «Глікохім» в умовах дії електромагнітного імпульсу, доведено, що система буде безпечно працювати, якщо вертикальна складова напруженості електричного поля не буде перевищувати: 1150 (В/м).

ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи щодо підвищення енергоефективності Товариства з обмеженою відповідальністю «Глікохім», місто Калинівка, на основі проведених розрахунків прийняті такі рішення.

Визначені середні та розрахункові навантаження цехів підприємства в цілому методом коефіцієнтів використання та попиту. Знайдено кількість, потужність та місце розташування цехових ТП, було вибрано дві двотрансформаторні ЦТП з трансформаторами ТМ – 630/10. Також було обрано оптимальний переріз кабельних ліній живлення. Підприємство живиться двома кабельними лініями марки ААБ перерізом 70 мм².

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

Для автоматизації розрахунків були використані такі засоби як: процесор Excel, математичний САПР MathCad, текстовий процесор Word та графічний редактор Microsoft Visio.

В науковій частині встановлено, що існує практична необхідність оперативного керування несиметричними режимами в чотирипровідних електричних мережах. Показано, що задача керування несиметрією режиму в чотирипровідній мережі може вирішуватися як багатокритеріальна з врахуванням впливів симетруючих пристроїв на режим зворотньої і нульової послідовностей та на величину реактивної потужності за критерієм мінімальних сумарних втрат активної потужності.

Розрахована економічна частина роботи з визначенням величини капітальних вкладень, плати за електроенергію, кількості робітників а також собівартості електроенергії.

Робота містить також розділ з охорони праці.

Виконані розрахунки забезпечують надійне та енергоефективне електропостачання підприємства «Глікохім».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. - 5-те вид., переробл. й доповн. - Х .: Міненерговугілля України, 2014.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид. перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Указания по расчету электрических нагрузок (РТМ 36.18.32.4-92)// Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. 1992. № 7-8. С. 4 - 27. (ВНИПИ Тяжпромэлектропроект).
4. Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок, шифр М788-1069/ ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1990 г.
5. Аввакумов В.Г. Вопросы качества электрической энергии тяговых подстанций. Омск, 1970.
6. ГОСТ 13109-97 . Электромеханическая совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.– Введ. в Украине 01.01.2000г.–30с.
7. Мельников Н.А. К вопросу о качестве электроэнергии. “Электричество”, 1968, №5.
8. Дубовиков Б.А. Основы научной организации управления качеством. “Экономика”, 1967.
9. Аввакумов В.Г., Папко Т.С. Продольно-поперечная коррекция напряжений в несимметричных электропередачах. Научные труды ОМИИТ, том 104, часть II, Омск, 1970.
10. Милях А.Н., Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Схемы симметрирования однофазных нагрузок в трехфазных цепях. “Наукова думка”, Киев, 1973.
11. Шидловский А.К. Повышение качества электрической энергии в распределительных сетях. Киев, 1974.
12. Жежеленко И.В., Рабинович М.Л., Божко В.М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях.- Киев, "Техніка" 1981.

13. Сыромятников И. А. Вопросы эксплуатации синхронных генераторов. – М.: Госэнергоиздат, 1948.

14. Мельников Н. А. Расчеты режимов работы сетей электрических систем. – М.: Госэнергоиздат, 1950.

15. Кузнецов В.Г., Москаленко Г.А., Григорьев А.С. Комплексное использование конденсаторов в электрических сетях с однофазными нагрузками // Проблемы технической электродинамики. – 1978. – Вып. 68, – С. 10-13.

16. Терешкевич Л.Б. Керування реактивною потужністю в умовах несиметрії напруги мережі / Л.Б. Терешкевич, Т.М. Червінська // Промелектро. – 2008. - №5. – С. 20-27.

17. Червінська Т.М. Керування реактивними навантаженнями за умов несиметрії напруги в електричній мережі: [електронний ресурс] // Тези студентських доповідей, рекомендованих до опублікування оргкомітетом XXXVII науково–технічної конференції професорсько–викладацького складу, співробітників та студентів університету з участю працівників науково – дослідних організацій та інженерно–технічних працівників підприємств м. Вінниці та області. – Вінниця: ВНТУ. – 2008. – Режим доступу www.vstu.vinnica.ua.

18. Терешкевич Л.Б. Математичне моделювання керування реактивною потужністю та несиметрією режиму в електричній мережі / Л.Б. Терешкевич, В.В. Захаров, Т.М. Червінська // Матеріали 2-ої міжнародної науково-технічної конференції “Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах” у м. Луцьку. – Луцьк: ЛДТУ. – 2008. – С. 172-175.

19. Каталог конденсаторних установок [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.kpenri.com.ua/-prod02.php>

20. http://www.voe.com.ua/consumers/legal_entities/fees?year=2019@month=1
ПАТ «Вінницяобленерго». Тарифи на електроенергію з 1 січня 2019 року.

21. Демов О.Д., Бірюков О.О., Мельничук Л.М. Розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 92с.

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

23. ДСНЗ.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.

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

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

26. 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.

Додатки

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” _____ 2019р.ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМд.т.н., проф. Бурбело М.Й.
“ ” _____ 2019 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**до магістерської кваліфікаційної роботи
на тему:«Розробка заходів з підвищення енергоефективності Товариства з обмеженою
відповідальністю «Глікохім», місто Калинівка»08-17.МКР.015.00.125 ТЗ

Науковий керівник:

к.т.н., доцент Левицький С.М. _____
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ - 18м

Сивак В.В. _____
(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 254 від 02 . 10 .19 р.

Дата початку роботи 07 . 10 .19 р.

Дата закінчення роботи 03 . 12 .19 р.

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

а) мета – підвищення енергоефективності Товариства з обмеженою відповідальністю «Глікохім», місто Калинівка шляхом симетрування параметрів режиму;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

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

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 ГОСТ 13109-97 . Электромеханическая совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.– Введ. в Украине 01.01.2000г.–30 с.

3.2 Бурбело М. Й. Аналіз цільових функцій симетрування навантажень за багатократної несиметрії / М. Й. Бурбело, М. В. Кузьменко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2010. – № 6. – С. 43–47.

3.3 Бурбело М. Й. Визначення та розподілення втрат потужності, що зумовлені струмами зворотної послідовностей споживачів / М. Й. Бурбело, М. В. Кузьменко // Наукові праці ВНТУ. – 2011. – № . – 5 с.: <http://www.nbu.gov.ua>

3.4 Бурбело М. Й. Аналіз умов симетрування навантажень з використанням компенсаційних симетрувальних установок / М. Й. Бурбело, М. В. Кузьменко // Енергетика та електрифікація. – 2009. – № 5. – С. 3–6.

3.5 Пат. 90801. Україна. МКИ Н02J 3/26. Пристрій для автоматичного симетрування струмів та напруг трифазної системи / М. Й. Бурбело, М. В. Кузьменко (Україна). – Заявлено 03.11.08. № а200812833; Опубл. 26.05.10. Бюл. №10.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження	02.09.19	04.10.19
4.2 Проведення дослідних розрахунків	04.10.19	10.11.19
4.3 Розробка робочих креслень	10.11.19	21.11.19
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	21.11.19	03.12.19

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

*Розробка заходів з підвищення
енергоефективності Товариства з
обмеженою відповідальністю «Глікохім»,
місто Калинівка*

Виконала: ст.гр. ЕСЕ-18м Сивак В.В.

Науковий керівник: к.т.н., доц. Левицький С.М.

Вінниця – 2019 р.

➤ **Актуальність теми.** Встановлення компенсувальних установок в розподільних електричних мережах споживачів дозволяє значно зменшити втрати активної потужності і відповідно знизити плату за реактивну електроенергію. Додаткового зменшення втрат електричної енергії можна досягнути не лише шляхом встановлення нових КУ, а також більш ефективним використанням існуючих. Це, в свою чергу, вимагає відповідного вдосконалення роботи цих КУ. Зокрема, в існуючих способах керування потужностями КУ не в повній мірі враховується взаємний вплив КУ встановлених у різних вузлах електричної мережі, що знижує їх ефективність роботи. При цьому необхідно враховувати як живильні так і розподільні мережі. Безпосереднє врахування всіх мереж є складним, що потребує спрощення задачі, зокрема декомпозиції мереж.

Проведений аналіз показав, що найбільш доцільним є ділення мереж на живильні та розподільні. При розв'язанні задачі в розподільних мережах, живильні мережі враховуються:

- вхідною реактивною потужністю;
- економічними характеристиками, які дозволяють визначити втрати в живильних мережах при управлінні, як в розподільних.

➤ **Мета дослідження.** Дослідження декомпозиції електричних мереж, яка дозволяє проводити управління КУ в розподільних електричних мережах споживачів із врахування впливу живильних мереж.

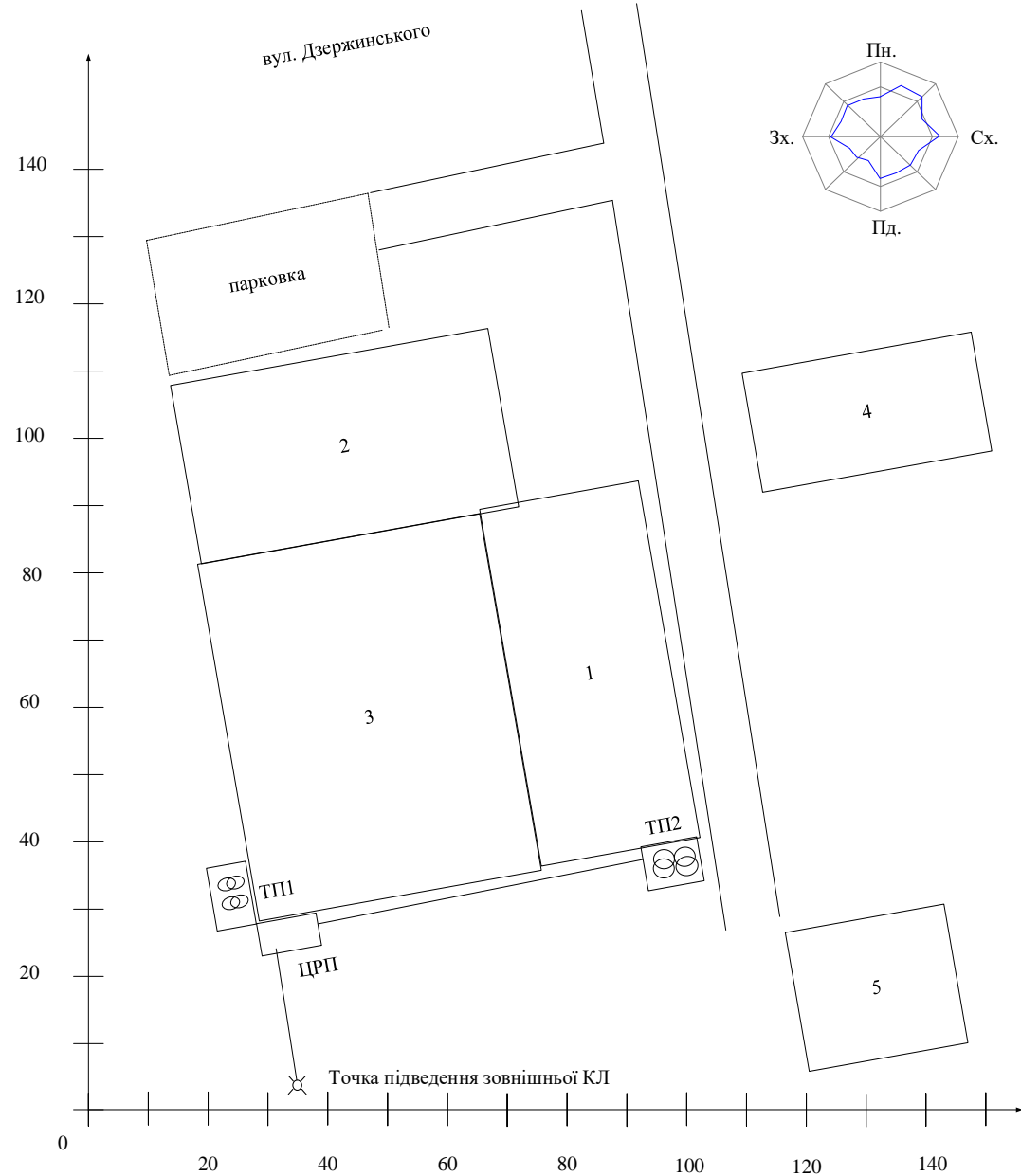
➤ **Задачі для дослідження:**

- розробка моделі живильної мережі при раціональному використанні оперативних надлишків КУ;
- розробка моделі живильної мережі при забезпеченні вхідної реактивної потужності споживачів.

➤ **Об'єкт дослідження** – розподільні електричні мережі.

➤ **Предмет дослідження** – математичні моделі декомпозиції електричних мереж при управлінні КУ в розподільних мережах.

Додаток Б Генплан підприємства



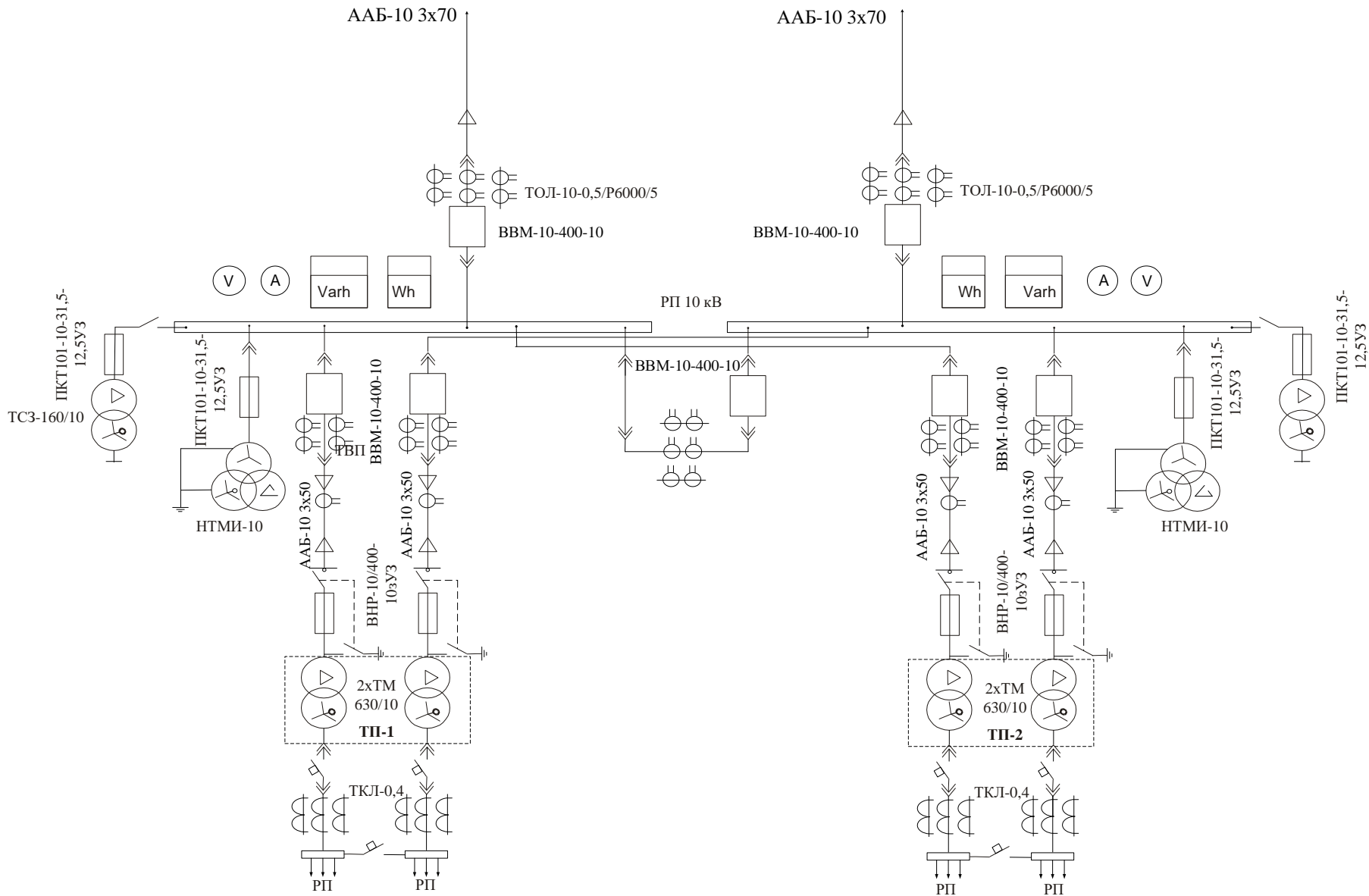
Таблиця умовних позначень

Позначення	Найменування
	ТП
	ЦРП
	Кабельні лінії 10 кВ

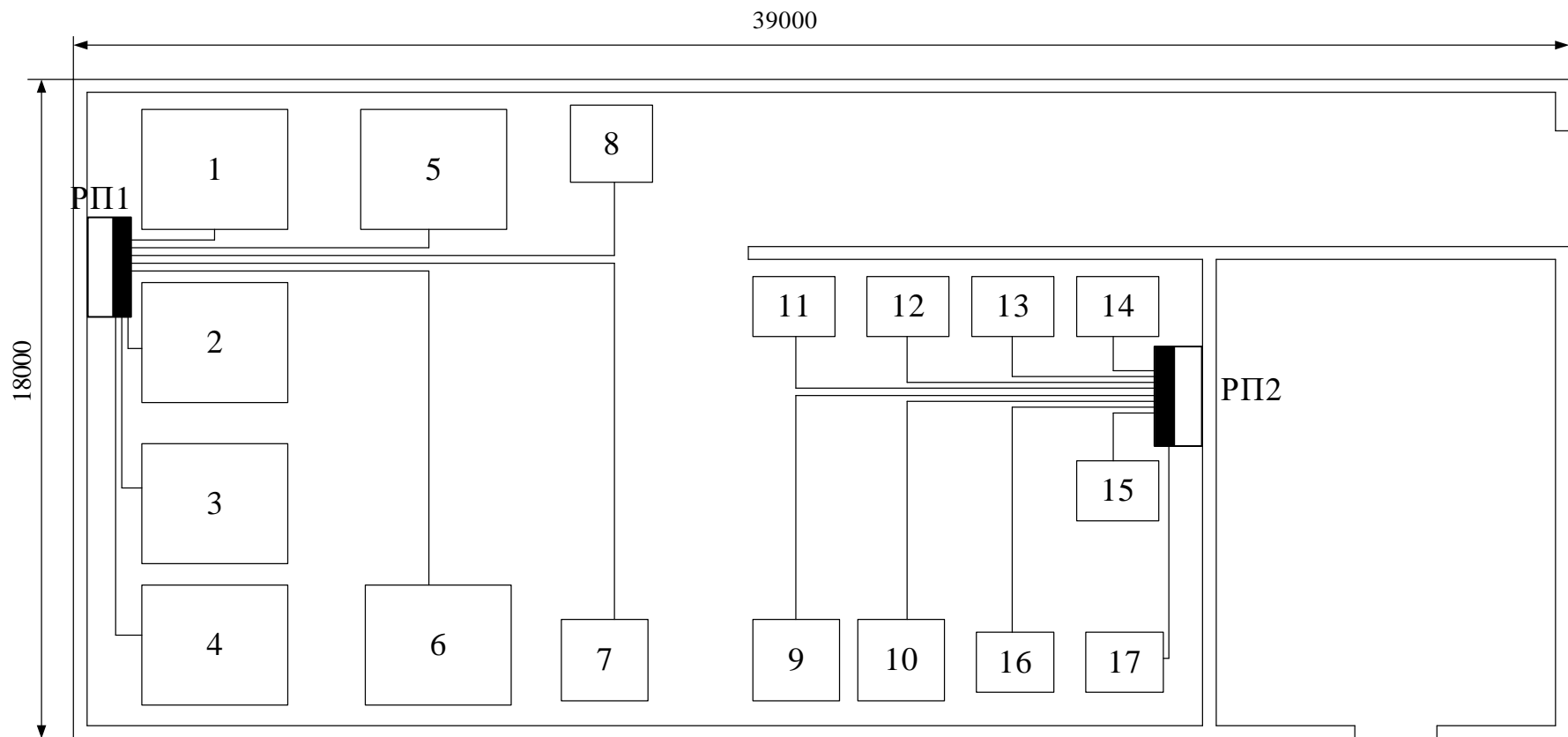
Експлікація будівель та споруд

№	Найменування цехів	Рн, кВт
1	Адміністративно-виробничий корпус	300
2	Виробничий цех №2	210
3	Виробничий цех №1	240
4	Виробничий цех №3	180
5	Склад готової продукції	110

Додаток В Однолінійна схема ЕПП



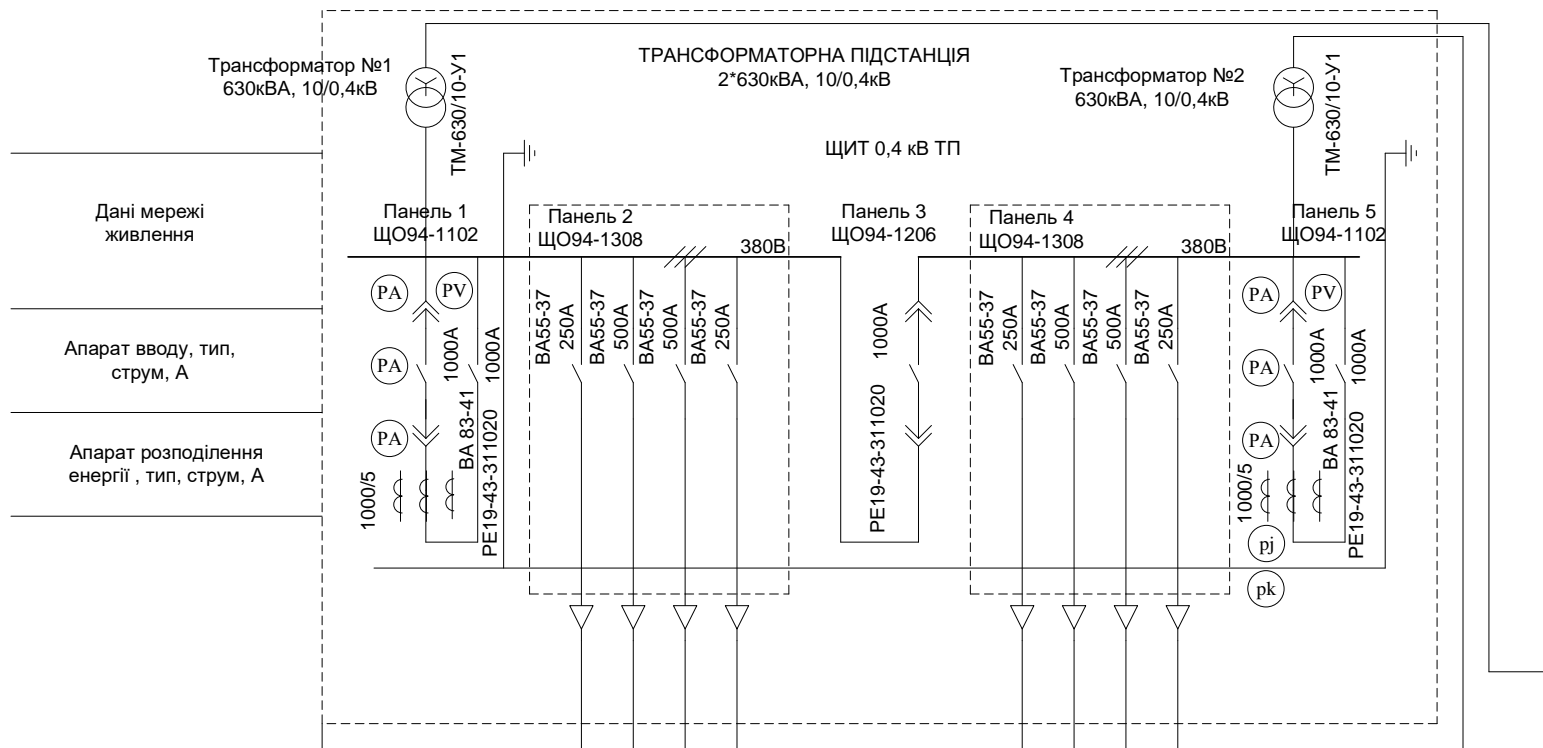
Додаток Д План цеху



Додаток Е Розрахунково-монтажна таблиця електропостачання цеху

ТП	ЗАХИСТ				ЖИВЛЯЧА ЛІНІЯ				П/П	п шт	ЗАХИС				ЖИВЛЯЧА ЛІНІЯ				СПОЖИВА				НАЗВА ЕП
	ТИП ВИМІКАЧА	I _{н.р.} А	I _{н.д.} А	L А	ПРОВІД		P кВт	I _{м.} А			ТИ ВИМІКА ЧА	I _{н.р.} А	I _{н.д.} А	I _{н.в.} дкл кА	МАРКА ПРОВОДУ		I _{д.} А	I _{м.} А	P кВт	N _{в.} на пласі			
					МАРКА ПРОВОДУ (Спосіб прокладки-відкритий)	I _{д.} А									МАРКА ПРОВОДУ (Спосіб прокладки-відкритий)	I _{д.} А					МАРКА ПРОВОДУ (Спосіб прокладки-відкритий)	I _{д.} А	
	ЕВ 100/3Л 100А 3р	100	100	500	АВВГ 3х35+1х16	109	42,24	83,4	ПП-1	2	ЕВ 100/3Л 32А 3р	32	32	3	АПВ	4(1х10)	39	28,0	12	1,2	Відділювач		
									ПП-1	1	ЕВ 100/3Л 63А 3р	63	63	3	АПВ	4(1х25)	70	46,8	18,5	3	Полірізювач		
									ПП-1	1	ЕВ 100/3Л 16А 3р	16	16	3	АПВ	4(1х4)	23	8,5	4,5	4	Мийка		
									ПП-1	2	ЕВ 100/3Л 25А 3р	25	25	3	АПВ	4(1х6)	30	23,9	11	5,6	Догувальна машина		
									ПП-1	2	ЕВ 100/3Л 40А 3р	40	40	3	АПВ	4(1х16)	55	39,7	22,2	7,8	Вакуум-фільтр		
									ПП-2	2	ЕВ 100/3Л 16А 3р	25	25	3	АПВ	4(1х4)	23	.1	1,1	9,10	Вентилятор		
									ПП-2	2	ЕВ 100/3Л 63А 3р	63	63	3	АПВ	4(1х25)	70	42,9	24	11,12	Дозрівач		
	ЕВ 100/3Л 100А 3р	100	100	500	АВВГ 3х35+1х16	109	38,58	72,6	ПП-2	1	ЕВ 100/3Л 40А 3р	40	40	3	АПВ	4(1х16)	55	32,9	13	13	Мішалка		
									ПП-2	1	ЕВ 100/3Л 16А 3р	16	16	3	АПВ	4(1х4)	23	3,5	1,5	14	Циклон		
									ПП-2	1	ЕВ 100/3Л 25А 3р	25	25	3	АПВ	4(1х6)	30	13,4	7,5	15	Класифікатор		
									ПП-2	1	ЕВ 100/3Л 25А 3р	25	25	3	АПВ	4(1х6)	30	17,5	7,5	16	Міксер		
									ПП-2	1	ЕВ 100/3Л 63А 3р	63	63	3	АПВ	4(1х25)	70	43,2	18,5	17	Вібрагор		

Додаток Ж Схема заповнення розподільного пристрою ТП

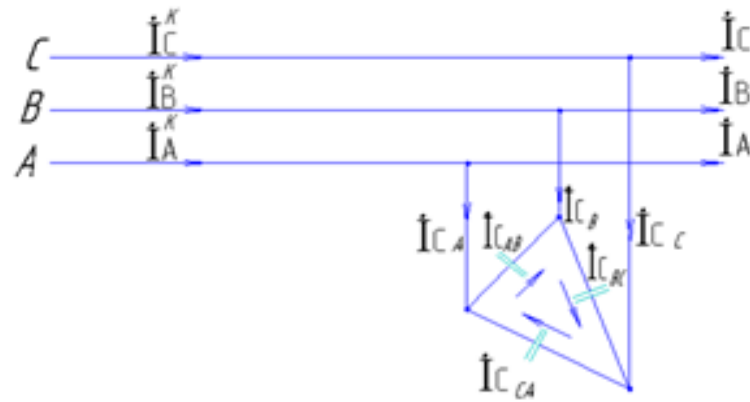
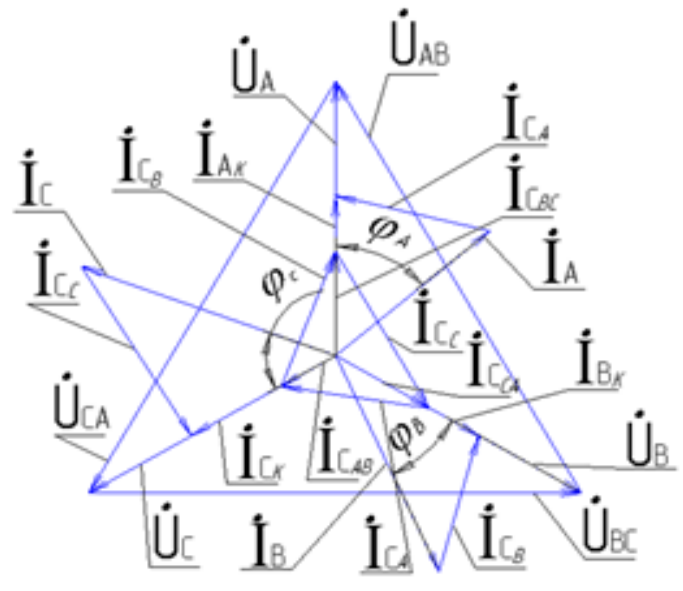


Порядковий номер	1	2				3	4				5
Тип панелі	ЩО94-1102	ЩО94-1308				ЩО94-1206	ЩО94-1308				ЩО94-1102
Призначення панелі	ввідна	розподільна				секційна	розподільна				ввідна
Номинальний струм, А	1000А	250А	500А	500А	250А	1000А	250А	500А	500А	250А	1000А
Розрахунковий струм, А	510										510
Встановлена потужність, кВт	340										340
Назва споживача	Трансформатор №1	фідер1	фідер2	фідер3	фідер4	Секційний вимикач	фідер1	фідер2	фідер3	фідер4	Трансформатор №2

Додаток К Основні техніко-економічні показники СЕП

Показники	Позна- чення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої ел.енергії	E _a	1341040,00	кВт·год.
Річне спожив. ел.енергії із втратами	E	1429591,64	кВт·год.
Плата за електроенергію	П	4002856,59	грн.
Витрати на перед. і розпод. ел.енергії	C _п	692715,68	грн.
Сумарні витрати підприємства	C _{сум}	4695572,27	грн.
Собівартість ел.енергії	S	3,5	грн./кВт·год.

Додаток Л Усунення амплітудної та фазної несиметрії



Додаток М Математича модель багатocільової оптимізації

$$\begin{cases} \Delta P' - \sum_{i=1}^n \delta \Delta P_{Z_i} \cdot x_i \rightarrow \min \\ x_i + \bar{x}_i = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n \\ Q' - \sum_{i=1}^n \Delta Q_i \cdot x_i \geq 0 \\ x_i; \bar{x}_i = 1 \forall 0, \end{cases}$$

де $\Delta P'$ – величина сумарних втрат активної потужності, що мали місце у мережі за умови, коли всі секції СП відключені;

$\delta \Delta P_{Z_i}$ – приріст сумарних втрат активної потужності за умови включення i -ої секції СП,

$$\delta \Delta P_{Z_i} = \delta \Delta P_{P_i} + \delta \Delta P_{0_i} + \delta \Delta P_{Q_i},$$

де $\delta \Delta P_{P_i}$, $\delta \Delta P_{0_i}$, $\delta \Delta P_{Q_i}$ – прирости втрат активної потужності, зумовлені відповідно режимом зворотної, нульової послідовностей та передачею реактивної потужності;

x_i – керувана змінна (компонента вектора керування), яка описує стан i -го вимикача симетруючого пристрою;

\bar{x}_i – фіктивна змінна, яка фізичного змісту не має (вона пов'язана з відповідною змінною x_i так, що коли $x_i = 1$, то $\bar{x}_i = 0$ і навпаки);

n – кількість секцій СП;

Q' – природне (в припущенні, що всі секції СП відключені) споживання реактивної потужності по даному вузлу навантажень;

ΔQ_i – номінальна потужність i -ої секції СП.

\forall – знак логічної операції „АБО”.

ВИСНОВКИ

- В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи щодо підвищення енергоефективності Товариства з обмеженою відповідальністю «Глікохім», місто Калинівка, на основі проведених розрахунків прийняті такі рішення.
- Визначені середні та розрахункові навантаження цехів підприємства в цілому методом коефіцієнтів використання та попиту. Знайдено кількість, потужність та місце розташування цехових ТП, було вибрано дві двотрансформаторні ЦТП з трансформаторами ТМ – 630/10. Також було обрано оптимальний переріз кабельних ліній живлення. Підприємство живиться двома кабельними лініями марки ААБ перерізом 70 мм².
- Визначено координати розміщення ЦРП за мінімумом приведених затрат в кабельних лініях. При такому розміщенні ЦРП витрати на спорудження, а також сумарні затрати по СЕП заводської мережі будуть мінімальними.
- Для автоматизації розрахунків були використані такі засоби як: процесор Excel, математичний САПР MathCad, текстовий процесор Word та графічний редактор Microsoft Visio.
- В третьому розділі роботи встановлено, що існує практична необхідність оперативного керування несиметричними режимами в чотирипровідних електричних мережах. Показано, що задача керування несиметрією режиму в чотирипровідній мережі може вирішуватися як багатокритеріальна з врахуванням впливів симетруючих пристроїв на режим зворотної і нульової послідовностей та на величину реактивної потужності за критерієм мінімальних сумарних втрат активної потужності.
- Розрахована економічна частина роботи з визначенням величини капітальних вкладень, плати за електроенергію, кількості робітників а також собівартості електроенергії.
- Робота містить також розділ з охорони праці.
- Виконані розрахунки забезпечують надійне та енергоефективне електропостачання підприємства «Глікохім».