

Тернопільський національний технічний університет
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет електроенергетики та електромеханіки
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

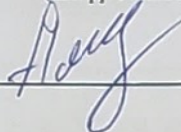
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))
менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

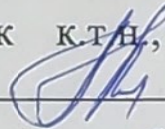
Підвищення якості електроенергії в системі електропостачання
філії «Жмеринський маслозавод» Приватного акціонерного товариства
«Тернопільський молокозавод»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСЕ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)



Ткачука В.О.
(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

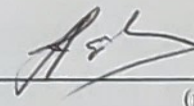


Бабенко О.В.
(прізвище та ініціали)

«13» грудня 2024 р.

Опонент:

н.р.о.р. каф. гр. ЕСС

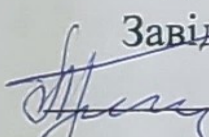


Рубченко
(прізвище та ініціали)

«16» грудня 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

 д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)

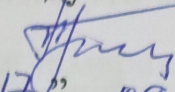
«16» грудня 2024 р.

Вінниця – 2024 року

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСЕМ

 проф. М. Й. Бурбело

“17” 09 2024 року

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

Ткачуку Вадиму Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення якості електроенергії в системі електропостачання філії «Жмеринський маслозавод» Приватного акціонерного товариства «Тернопільський молокозавод»

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

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “ 17 ” вересня 2024 року
№ 310

2. Термін подання студентом роботи “ 10 ” грудня 2024 року

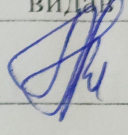
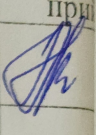
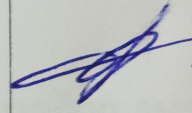
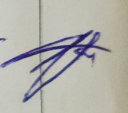
3. Вихідні дані до роботи Генплан підприємства (Додаток Б); відомості про особливості технологічних процесів, відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення та перспективу розвитку підприємства.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. Характеристика споживачів підприємства. Підвищення якості електроенергії шляхом зменшення несиметрії напруги в СЕП Жмеринського маслозаводу. Моделювання використання СТАТКОМ на підприємстві для досягнення підвищення якості електроенергії. Економічна

частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Використаних джерел. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень). План підприємства із силовими та живильними мережами. Однолінійна електропостачання підприємства. Основні техніко-економічні показники системи електропостачання. Вплив несиметрії струмів і напруженості електрообладнання. Принципи управління пристроєм СТАТКОМ. Моделювання в середовищі MATLAB. Моделювання основних режимів роботи СТАТКОМ.

6. Консультанти розділів роботи

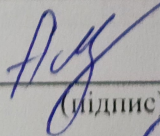
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Бабенко О.В., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Економічна частина	Шулє Ю.А., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Войтюк Ю.П., к.т.н., доц., каф. ЕСЕМ		

7. Дата видачі завдання _____

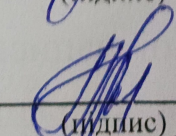
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Прізвище
1	Характеристика підприємства та технологічного процесу	01.09-30.09	
2	Синтез зовнішньої СЕП	01.10-12.10	
3	Науково дослідна частина	13.10-21.10	
4	Синтез результатів наукової роботи	22.10-30.10	
5	Економічна частина	31.10-10.11	
6	Охорона праці	11.11-20.11	
7	Графічна частина	20.11-10.12	

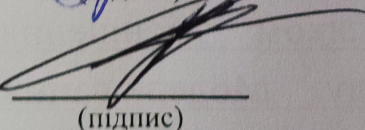
Студент


(підпис)

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи


(підпис)

Нормоконтроль


(підпис)

Ткачук В.О.

(прізвище та ініціали)

Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)

Войтюк Ю. П.

(прізвище та ініціали)

Ткачук Вадим Олександрович. Підвищення якості електроенергії в системі електропостачання філії «Жмеринський маслозавод» Приватного акціонерного товариства «Тернопільський молокозавод». МКР. Спеціальність 141 – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2024 – 110 с.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто питання щодо підвищення якості електроенергії в системі електропостачання Жмеринського маслозаводу.

Магістерська робота розроблена на основі фактичного матеріалу зібраного на даному підприємстві під час проходження переддипломної практики.

У першому розділі кваліфікаційної роботи розглядаються проектні рішення, як розрахунок навантажень підприємства, вибір кількості та потужності підстанцій, фідерних ліній, релейного захисту та автоматики.

В другому розділі проведений аналіз стану якості електричної енергії в СЕП заводу. Встановлено що для заводу характерним є наявність несиметрії напруги. Проведений загальний аналіз пристроїв для симетрування напруги.

У третьому розділі розроблена науково-дослідна робота. Розроблена нову математичну модель для дослідження можливості підвищення якості електроенергії за допомогою СТАТКОМ в СЕП заводу. Показано, що використання СТАТКОМ для зменшення несиметрії напруги є сучасним та ефективним підходом, який дозволяє забезпечити стабільність роботи електромережі.

В четвертому розділі розраховано основні техніко-економічні показники для спроектованої СЕП.

У п'ятому розділі проаналізовано питання охорони праці.

Ключові слова: підстанція, якість електроенергії, електричні мережі.

ABSTRACT

Vadym Oleksandrovykh Tkachuk. Improving the quality of electricity in the power supply system of the Zhmerynyskyi Butter Factory branch of the Ternopil Dairy Factory Private Joint-Stock Company. MTW. Specialty 141 - Vinnytsia: VNTU, FEEM, ESEEM department, 2024 - 110 p.

The master's qualification work considers the issue of improving the quality of electricity in the power supply system of the Zhmerynyskyi oil refinery.

The master's work is developed on the basis of actual material collected at this enterprise during the pre-diploma practice.

The first section of the qualification work considers design solutions, such as calculating the enterprise's loads, choosing the number and power of substations, feeder lines, relay protection and automation.

The second section analyzes the state of the quality of electricity in the plant's SEP. It was established that the plant is characterized by the presence of voltage asymmetry. A general analysis of voltage balancing devices was carried out.

In the third section, research work is developed. A new mathematical model has been developed to study the possibility of improving the quality of electricity using STATCOM in the plant's SEP. It is shown that the use of STATCOM to reduce voltage asymmetry is a modern and effective approach that allows ensuring the stability of the power grid.

The fourth section calculates the main technical and economic indicators for the designed SEP.

The fifth chapter analyzes the issue of occupational safety.

Keywords: substation, power quality, electrical networks.

Drawings – 37

Tables – 27

Bibliographies – 37

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ПІДПРИЄМСТВА.....	8
1.1 Характеристика підприємства	10
1.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства	11
1.3 Визначення кількості, потужності та місця розташування цехових ТП.....	14
1.4 Вибір оптимальної напруги живлення.....	17
1.5 Техніко-економічне порівняння класів напруги живлення.....	18
1.6 Визначення оптимального перерізу ліній живлення.....	21
1.7 Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів	22
1.8 Перевірка вибраного електрообладнання 10 кВ.....	24
1.9 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП.....	26
1.10 Розрахунок потужності засобів КРП	27
1.11 Релейний захист автомата.....	29
1.12 Висновки по розділу 1	32
2 ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ШЛЯХОМ ЗМЕНШЕННЯ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ В СЕП ЖМЕРИНСЬКОГО МАСЛОЗАВОДУ	33
2.1 Загальний аналіз несиметрії напруги.....	33
2.2 Заходи та засоби для зменшення несиметрії напруги.....	35
2.3 Загальний аналіз пристроїв СТАТКОМ	37
2.4 Висновки по розділу 2	45
3 МОДЕЛЮВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ СТАТКОМ НА ПІДПРИЄМСТВІ ДЛЯ ДОСЯГНЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	45
3.1 Аналіз використання пристроїв СТАТКОМ для підвищення якості електроенергії	46
3.2 Розробка цифрової моделі СТАТКОМ в MATLAB Simulink	51
3.3 Моделювання основних режимів роботи СТАТКОМ	58
3.4 Висновки по розділу 3	61

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	62
4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання	63
4.2 Розрахунок поточних витрат	64
4.2.1 Вибір системи освітлення	64
4.2.2 Розрахунок витрат по заробітній платі.....	66
4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються	70
4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат	71
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії	71
4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	72
4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії.....	75
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	77
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	77
5.1.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації робочої зони.....	77
5.1.2 Електробезпека.....	77
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	79
5.2.1 Мікроклімат.....	79
5.2.2 Склад повітря робочої зони	79
5.2.3 Виробниче освітлення	80
5.2.4 Виробничий шум	81
5.2.5 Виробничі вібрації	82
5.2.6 Психофізичні фактори.....	82
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах надзвичайних ситуацій.....	85
5.3.1 Дослідження безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах впливу іонізуючих випромінювань	85

5.3.2 Дослідження безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	86
5.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	88
ВИСНОВКИ.....	91
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	93
Додаток А – Технічне завдання	98
Додаток Б – Вихідні дані	101
Додаток В– Протокол перевірки текстових запозичень	102
Додаток Г – Ілюстративна частина.....	103

ВСТУП

Актуальність теми. Оптимальне функціонування підприємства в цілому в значній мірі залежить від правильного вибору та синтезу системи електропостачання підприємства. Тому актуальним є питання щодо вибору 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 [1]. Підвищення ефективності електропередачі та зниження втрат електроенергії в електричній системі являє собою складну проблему, рішення якої дозволить покращити економічні показники процесу електроспоживання [1, 2].

Велика частина електронавантаження промислових споживачів являє собою нелінійні однофазні електроприймачі, робота яких викликає несиметрію напруги та генерацію гармонічних складових, що веде до погіршення якості електроенергії в електричній мережі. Погіршення якості електроенергії негативно впливає на роботу електрообладнання. В таких електричних мережах необхідно забезпечити симетрію струмів і напруг, тому що наявність несиметрії напруг призводить до погіршення роботи електрообладнання та збільшення рівня втрат електроенергії зі сторони як і джерела так і споживача.

Завдання даної магістерської кваліфікаційної роботи - Підвищення якості електроенергії в системі електропостачання філії «Жмеринський маслозавод» Приватного акціонерного товариства «Тернопільський молокозавод». Виконання усіх необхідних розрахунків та проектних рішень для розробки оптимальної СЕП підприємства.

Основними шляхами для вирішення завдань по проектуванню СЕП є:

- вибір класу напруги, розрахунок електричного навантаження з дотриманням вимог до надійності системи електропостачання;
- вибір кількості та потужності трансформаторів і компенсаторів реактивної потужності з оптимальними параметрами;

- дослідження стану якості електричної енергії на підприємстві та знаходження шляхів покращення не нормованих значень.

Об'єктом дослідження даної роботи є оптимізація системи електропостачання Жмеринського маслозаводу.

Предмет дослідження – елементи схеми та електричні режими в СЕП.

Методи досліджень. Для виконання поставлених у роботі задач було використано загальноприйняті методики, технічні рішення та засоби розрахунку, що дозволило отримати результати відповідно нормам і стандартам.

Наукова новизна: розроблено нову математичну модель для дослідження можливості підвищення якості електроенергії за допомогою СТАТКОМ в СЕП заводу, використання якої показало, що застосування пристрою СТАТКОМ дозволить покращити якість електричної енергії та покращити несиметрію напруги до нормованих значень. Моделювання основних режимів роботи компенсатора в мережі з несиметричним навантаженням для різних режимів показало, що СТАТКОМ ефективно знижує несиметрію напруги мережі, що викликана однофазними споживачами заводу, до нормованого значення. Визначені вимоги до напівпровідникового компенсатора і його системи управління.

Показано, що використання СТАТКОМ для зменшення несиметрії напруги є сучасним та ефективним підходом, який дозволяє забезпечити стабільність роботи електромережі, підвищити енергоефективність та продовжити термін служби обладнання.

Практичне використання отриманих проектних рішень дозволить спроектувати систему електропостачання Жмеринський маслозавод яка за своїми технічними та економічними показниками буде оптимальною як в процесі проектування та експлуатації. Використання пристрою СТАТКОМ в системі електропостачання підприємства дозволить підвищити якість електричної енергії в СЕП заводу та покращити несиметрію режиму до нормованих значень.

Апробація. Основні теоретичні положення й найвагоміші практичні результати виконаного дослідження було обговорено на науково-технічній конференції підрозділів ВНТУ. За результатами опубліковані тези доповідей [38].

1 ХАРАКТЕРИСТИКА НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Характеристика підприємства

На Жмеринському маслозаводі велика кількість приймачів електроенергії з тривалим режимом роботи. Система електропостачання заводу потребує двох окремих джерел живлення для досягнення максимальної надійності СЕП тому, що сировина та готовий продукт швидко псуються без живлення електроенергії, що веде до матеріальних збитків, тому відносимо СЕП даного підприємства до II категорії надійності [1].

План підприємства, який дає змогу виконати проект СЕП зображено на рисунку 1.1, відомості для даного проекту наведено в таблиці 1.1.

Дане підприємство знаходиться на відстані від живлячої підстанції системи:

- ПС «Жмеринка» 110/35/10кВ – 1,35 км;
- ПС «Подільська» 110/27,5/10кВ – 2,95 км.

Величина, яка характеризує такий параметр енергетичної системи, як потужність КЗ складає $S_{кз}=50$ МВА.

Вхідна РП складає $Q'_{вх} = 345$ квар.

Час протягом, якого підприємством використовується максимальне навантаження складає $T_m=4000$ год/рік. Дане значення відповідає роботі підприємства у дві робочі зміни.

Час максимальних втрат для виробничого процесу даного підприємства складає $\tau_m= 2405,28$ год/рік.

Тариф за активну електроенергію $t= 7,8$ грн/кВт*год.

Таблиця 1.1 – Найменування та потужність об'єктів проектування

№	Назва будівлі	P_n , кВт
1	Приймальний цех	500
2	Продуктовий цех	360
3	Технічний цех	400
4	Цех підготовки виробництва	210
5	Виробничий цех	130
6	Цех готової продукції	250

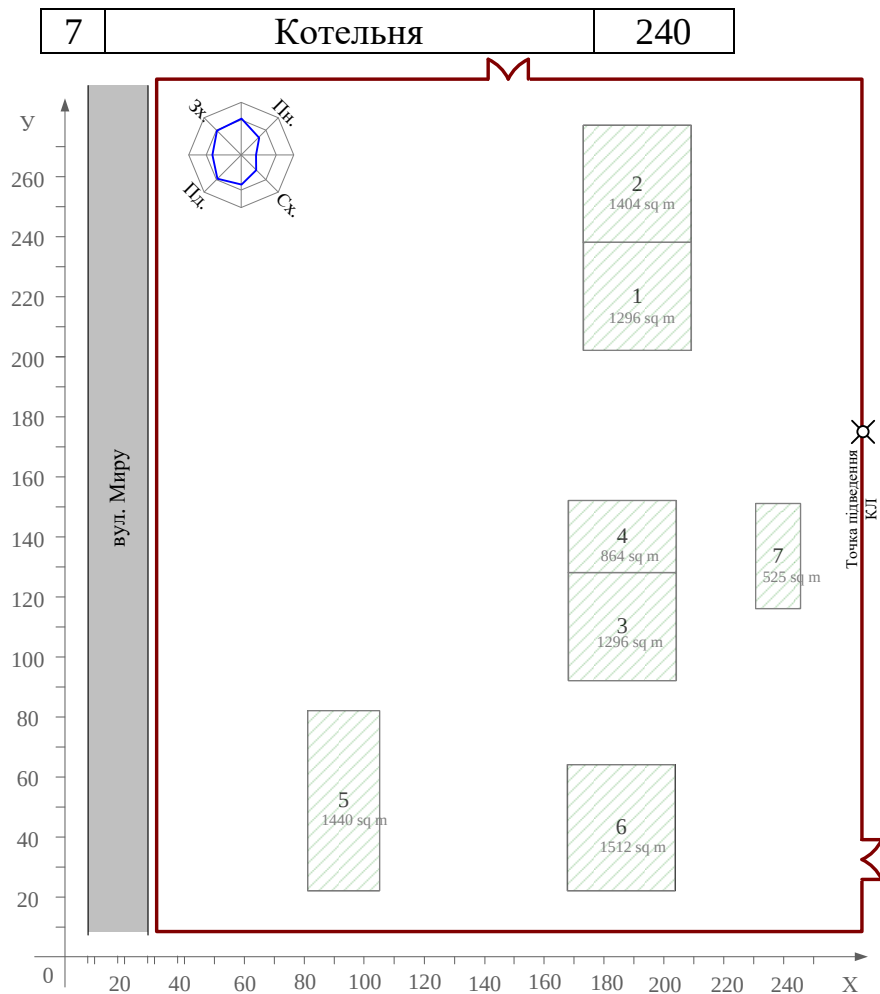


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства

1.2 Розрахунок електричних навантажень підприємства. В даному розділі роботи виконується поетапний розрахунок, електричних навантажень підприємства [4], за допомогою формул наведених в таблиці 1.2. Результати проведених розрахунків відповідно даним формулам занесені в табличну форму, яка розрахована в Excel та представлена на рисунку 1.2.

Таблиця 1.2 – Формули для розрахунку навантажень підприємства

Назва параметра	Формула	Приймальний цех (№1 на генплані)
Коефіцієнт реактивної потужності	$\text{tg}(\varphi) = \text{tg}(\arg \cos(\varphi))$	$\text{tg}(\varphi) = \text{tg}(\arg \cos(0,8)) = 0,75$
Розрахункова активна потужність освітлення, кВт	$P_{po} = F \cdot k_{по} \cdot k_{пра} \cdot P_{пито}$	$P_{po} = 1296 \cdot 0,9 \cdot 1,3 \cdot 0,02 = 30,33$
Розрахункова реактивна потужність освітлення, квар	$Q_{po} = P_{po} \cdot \text{tg}(\varphi)$	$Q_{po} = 30,33 \cdot \text{tg}(0,43) = 13,04$

Продовження таблиці 1.2

Середня активна	$P_c = k_v \cdot P_n + P_{po}$	$P_c = 0,46 \cdot 500 + 30,33 = 260,33$
-----------------	--------------------------------	---

потужність, кВт		
Середня реактивна потужність, квар	$Q_c = k_b \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}$	$Q_c = 0,46 \cdot 500 \cdot 0,75 + 13,04 = 185,54$
Середня повна потужність, кВА	$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}$	$S_c = \sqrt{260,33^2 + 185,54^2} = 319,68$
Розрахункова активна потужність, кВт	$P_p = k_n \cdot P_n + P_{po}$	$P_p = 0,52 \cdot 500 + 30,33 = 290,33$
Розрахункова реактивна потужність, квар	$Q_p = k_n \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) + Q_{po}$	$Q_p = 0,52 \cdot 500 \cdot 0,75 + 13,04 = 208,04$
Розрахункова повна потужність, кВА	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	$S_p = \sqrt{290,33^2 + 208,04^2} = 357,17$
Розрахунковий струм, А	$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_p = \frac{357,17}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 542,66$
Питома густина навантажень, кВА/м²	$\rho = \frac{S_p}{F}$	$\rho = \frac{542,66}{1296} = 0,28$
Сумарна середня активна потужність, кВт	$P_{c\Sigma} = \sum_1^N P_c$	$P_{c\Sigma} = 1091,15$
Сумарна середня реактивна потужність, квар	$Q_{c\Sigma} = \sum_1^N Q_c$	$Q_{c\Sigma} = 1008,01$
Сумарна середня повна потужність, кВА	$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}$	$S_{c\Sigma} = \sqrt{1091,15^2 + 1008^2} = 1485,49$
Сумарна розрахункова активна потужність освітлення, кВт	$P_{po\Sigma} = \sum_1^N P_{po}$	$P_{po\Sigma} = 108,45$
Сумарна розрахункова реактивна потужність освітлення, квар	$Q_{po\Sigma} = \sum_1^N Q_{po}$	$Q_{po\Sigma} = 46,63$
Сумарна розрахункова активна потужність, кВт	$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N k_n \cdot P_n + P_{po\Sigma}$	$P_{p\Sigma} = 1149,65$
Сумарна розрахункова реактивна потужність, квар	$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum_1^N P_n \cdot K_n \cdot \operatorname{tg} + Q_{po\Sigma}$	$Q_{p\Sigma} = 1065,39$
Сумарна розрахункова повна потужність, кВА	$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}$	$S_{p\Sigma} = \sqrt{1149,65^2 + 1065,39^2} = 1567,4$
Сумарна питома густина навантажень, кВА/м²	$\rho_\Sigma = \frac{S_{p\Sigma}}{F_\Sigma}$	$\rho_\Sigma = \frac{1567,4}{8337} = 0,19$

На рисунку 1.2 представлено автоматизовани розрахунок в Excel у вигляді таблиці.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
1	№	Цех	Рн, кВт	cos	tg	Кп	Кв	Площа, м ²	Кп0	Рпнг, Вт/м ²	Кпра	tg0	Qm0, квар	Рр0, кВт	Рс, кВт	Qс, квар	Sc, кВА	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Ко=	ρ0, кВА/м ²
2	2	Цех	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
3																						
4	1	Примальний цех	500	0,8	0,75	0,52	0,46	1296	0,9	0,02	1,3	0,43	13,04	30,33	260,33	185,54	319,68	290,33	208,04	357,17	542,66	0,28
5	2	Продуктовий цех	360	0,65	1,17	0,46	0,41	1404	0,8	0,016	1,1	0,43	8,50	19,77	167,37	181,06	246,57	185,37	202,11	274,24	416,67	0,20
6	3	Технічний цех	400	0,8	0,75	0,54	0,49	1296	0,6	0,01	1,2	0,43	4,01	9,33	205,33	151,01	254,88	225,33	166,01	279,88	425,24	0,22
7	4	Цех підготовки виробництва	210	0,65	1,17	0,53	0,48	864	1	0,01	1,2	0,43	4,46	10,37	111,17	122,31	165,28	121,67	134,58	181,43	275,65	0,21
8	5	Виробничий цех	130	0,6	1,33	0,51	0,45	1440	0,6	0,01	1,2	0,43	4,46	10,37	68,87	82,46	107,43	76,67	92,86	120,42	182,96	0,08
9	6	Цех готової продукції	250	0,65	1,17	0,56	0,5	1512	0,85	0,016	1,1	0,43	9,73	22,62	147,62	155,87	214,68	162,62	173,40	237,73	361,19	0,16
10	7	Котельня	240	0,7	1,02	0,57	0,52	525	0,75	0,012	1,2	0,43	2,44	5,67	130,47	129,76	184,01	142,47	142,00	201,15	305,62	0,38
11		Всього по підприємству	2090					8337					46,63	108,45	1091,15	1008,01	1485,49	1149,65	1065,39	1567,40	2381,42	0,19

Рисунок 1.2 - Розрахунок навантаження підприємства

1.3 Проектування трансформаторних підстанцій

Критерії якості електропостачання визначається дотриманням відповідних значень напруги і частоти мережі та обмеженням гармонійних складових струму та напруги, і асиметрії амплітуди та зсуву по фазі напруги в мережі [5].

При проектуванні трансформаторних підстанцій (ТП) для електропостачання споживачів необхідно керуватися наступними вимогами [5]:

- річна вартість витрат пов'язаних з роботою ТП повинна бути показником ефективності при виборі потужності та місця встановлення ТП;
- обрані стандартні потужності трансформаторів задіяних в проекті не повинна перевищувати двох значень потужності (максимум три стандартні потужності в одній мережі).

Керуючись класом надійності споживачів обирається кількість трансформаторів ТП на паралельну роботу [3]. Потужність обраного трансформатора повинна задовольняти навантажувальним потребам в роботі при нормальному режимі, а також в післяаварійному режимі роботи, що відповідає наступній умові: в разі виходу з ладу трансформатора в двотрансформаторній ТП розрахункове навантаження споживачів 1-ї і 2-ї категорії трансформатора, відключеного в результаті аварійної ситуації буде підключено до трансформатора, який залишився у робочому стані.

Враховуючи розміщення найбільш потужних споживачів підприємства, розподіляємо навантаження цехів між ТП таким чином, щоб мінімізувати перетоки потужності, а результат такого розподілу зображено на рисунку 1.3.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	№ ТП	№ цеху	Назва цеху	Розрахункова активна потужність Pr, кВт	Розрахункова реактивна потужність Qr, кВАр	Повна розрахункова потужність Sp, кВА	Середня активна потужність Ps, кВт	Середня реактивна потужність Qs, кВАр	Повна середня потужність Sc, кВА
1									
2	ТП1	1	Приймальний цех	290,326	208,040	357,170	260,326	185,540	319,680
3		2	Продуктовий цех	185,368	202,108	274,243	167,368	181,064	246,569
4		4	Цех підготовки виробництва	121,668	134,582	181,426	111,168	122,306	165,279
5			Всього по ТП1	597,363	544,731	808,439	538,863	488,911	727,603
6		3	Технічний цех	225,331	166,012	279,883	205,331	151,012	254,884
7		5	Виробничий цех	76,668	92,858	120,419	68,868	82,458	107,434
8		6	Цех готової продукції	162,620	173,405	237,727	147,620	155,868	214,677
9		7	Котельня	142,470	142,002	201,152	130,470	129,760	184,011
10			Всього по ТП2	607,089	574,277	835,674	552,289	519,098	757,948

Рисунок 1.3 - Розподіл споживачів підприємства між ЦТП

Відповідно до наступних даних, здійснюється автоматизований вибір потужності трансформаторів:

- 1) ефективність капіталовкладень $E_c=0,1$;
- 2) амортизаційні відрахування $E_a=0,066$;
- 3) коефіцієнт навантаження в нормальному режимі:

Останній коефіцієнт буде розрахований відповідно наступних міркувань:

а) знаходиться річна еквівалентна температура для регіону, в якому розташоване дане підприємство, тобто Вінницька область: $\Theta=20^\circ\text{C}$;

б) з таблиці 6 ДСТУ 3463-94 для типу трансформатора ONAN, для температури навколишнього середовища 20°C , знаходиться коефіцієнт навантаження в нормальному режимі: $k_n=1$.

- 4) коефіцієнт навантаження в післяаварійному режимі роботи.

$k_{па}$ - максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в післяаварійному режимі ($k_{па}=1,4$). Значення даного коефіцієнта взято з ДСТУ 3463-96 [5] (таблиця Н.2) для типу трансформатора ONAN, коли перевантаження буде тривати 8 год., при середній добовій температурі 20°C .

Для даної групи споживачів допустимо відключити 10% навантаження, тому коефіцієнт рівний $k_{ппа}=0,9$.

Робота силових трансформаторів характеризується наявністю втрат, які зростають в періоди неробочого навантаження в основному за рахунок збільшення величини втрат холостого ходу (втрати активної потужності в трансформаторі, кВт) [2] та зниження навантаження відносно номінального через збільшення споживання реактивної енергії (ефективні втрати міді в обмотці трансформатора).

Робота силового трансформатора характеризується наявністю втрат, що характеризуються збільшенням величини незавантаження протягом періоду, в основному за рахунок збільшення величини втрат холостого ходу (втрати реактивної потужності трансформатора в сталі, кВт) [8], а також зниження навантаження щодо номінальної через збільшення неприпустимого енергоспоживання (активні втрати в мідних обмотках трансформатора).

Економічний режим роботи трансформатора включає в себе оцінку кількості одночасно працюючих трансформаторів, які забезпечують найменші втрати потужності серед них [8] якщо підстанція оснащена трансформатором того ж типу і тієї ж потужності.

Усі потрібні формули обмежень та рівностей для побудови математичної моделі вибору потужності трансформаторів наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 Формули для реалізації математичної моделі

Назва параметра	Формула
Річні приведені затрати в ТП, грн	$Z(S_T) = B_{ТП}(S_{ТП}) + B_B(S_{ТП});$ $Z(S_T) = (E_a + E_e) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T) + [\Delta P_{XX}(S_T) + \Delta P_{КЗ}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0$
Вартість річних втрат електроенергії, грн	$B_B(S_T) = [\Delta P_{XX}(S_T) + \Delta P_{КЗ}(S_T) \cdot k_3^2] \cdot k_T \cdot B_0$
Річна приведена вартість капіталовкладень, грн	$B_{ТП}(S_{ТП}) = (E_a + E_e) \cdot k_{ТП}(S_T, k_T)$
Обмеження, які накладаються на керовану змінну	$S_T \cdot k_T \cdot k_H \geq S_{ТП};$ $k_T > 1 \Rightarrow S_T \cdot k_{Па} \geq S_{ТП} \cdot k_{НПа}$
Втрати активної потужності, кВт	$\Delta P_{тр} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2$
Втрати реактивної потужності, квар	$\Delta Q_{тр} = n \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{ном.тр}} \right)^2$

Автоматизований вибір найбільш економічно вигідної потужності цехової ТП згідно математичної моделі, яка наводиться в таблиці 1.3 представлено на рисунку 1.4. Таблична форма також показує область допустимих значень напруг.

Результатом автоматизованого вибору виявилось проектне рішення по застосуванню для ЦТП 1,2 комплектних ТП з трансформаторами 2х630 кВА [6].

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Вибір оптимальної потужності ТП1 за мінімумом затрат														
2	Дані нормального режиму														
3	Розрахункова потужність ТП, кВА										Sp=	808,439			
4	Середня потужність ТП, кВА										Sc=	727,603			
5	Кількість трансформаторів										kt=	2			
6	Допустимий коефіцієнт навантаження в нормальному режимі										kn=	1			
7	Дані післяаварійного режиму														
8	Допустимий коефіцієнт навантаження післяаварійному режимі										kpa=	1,4			
9	Доля навантаження в п.а. режимі										knpa=	0,9			
10	Економічні характеристики														
11	Питома вартість втрат, грн/кВт										Bo=	18761,2			
12	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										Ee=	0,1			
13	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										Ea=	0,036			
14															
	*	St, кВА	dPкз, кВт	dPхх, кВт	Kтп, тис. грн.	E*K, тис. грн.	dPзм, кВт	dPпс, кВт	dP, кВт	Vв, тис. грн.	З, тис. грн.	*	X	обмеж. 1	обмеж. 2
15		63	1,28	0,24	209,28	28,4621	105,389	0,48	105,869	1986,23	---		---	---	---
16		100	1,97	0,33	259,42	35,2811	64,377	0,66	65,037	1220,17	---		---	---	---
17		160	3,1	0,51	297,134	40,4102	39,5719	1,02	40,5919	761,553	---		---	---	---
18		250	4,2	0,74	376,159	51,1576	21,9601	1,48	23,4401	439,765	---		---	---	---
19		400	5,9	0,95	496,386	67,5085	12,0503	1,9	13,9503	261,724	---		---	+	---
20	V	630	8,5	1,31	636,887	86,6166	6,99846	2,62	9,61846	180,454	267,071	V	+	+	+
21		1000	10,5	2,1	936,354	127,344	3,43126	4,2	7,63126	143,172	270,516		+	+	+
22		1600	18	2,8	1377,54	187,346	2,29772	5,6	7,89772	148,171	335,517		+	+	+
23		2500	23,5	3,85	1493,52	203,118	1,22872	7,7	8,92872	167,514	370,632		+	+	+
24															
25										Змін=	267,071				
26									Опт. Пот. Трансформатора	St*=	630				

Рисунок 1.4 – Вибір потужності ТП1

Оптимальну напругу зовнішньої лінії живлення слід обирати на підставі техніко-економічного розрахунку та інформації про наявність діючих живильних мереж поблизу підприємства, а також можливості підключення підприємства до даних мереж. Також необхідно враховувати категорію надійності даного підприємства.

1.4 Розрахунок та вибір оптимальних параметрів напруги живлення СЕП підприємства

Визначення класу напруги живлення з стандартного ряду напруг необхідно віднести до техніко-економічних задач, яка вирішується на першому етапі проектування одночасно з вибором реалізації схеми живлення на основі техніко-економічного порівняння можливих декількох варіантів реалізації проекту. Рішенням даної задачі буде проект схеми живлення з оптимальнішими параметрами відносно інших можливих варіантів [7].

Для визначення оптимальної напруги живлення відносно таких параметрів підприємства, як необхідна потужність живлення а також відстань до живлячої підстанції доцільно скористатися даною формулою:

$$U_{\text{ек}} = 4,34\sqrt{L + 16 \cdot P_p}, \quad (1.1)$$

Дана формула використовується для підприємств параметри, якого нележать наступним обмеженням, а саме відстань до живлячої підстанції не більше $L \leq 250$ км, а розрахункове активне навантаження не більше $P_p \leq 60$ МВт [9].

Оптимальне значення напруги живлення для даного підприємства:

$$U_{\text{ек}} = 4,34\sqrt{1,35 + 16 \cdot 1,149} = 19,28 \text{ (кВ)}.$$

На основі відомих ступенів напруги на підстанціях енергосистеми які знаходяться відносно близько до підприємства і визначеної оптимальної величини нестандартної напруги приймаємо для подальшого техніко-економічного порівняння двох варіантів схеми зовнішнього електропостачання за стандартами напруги 10 кВ і 35 кВ.

1.5 Техніко-економічне порівняння класів напруги живлення

Для даного розрахунку необхідно вибрати обладнання, для чого потрібно виконати вибір перерізу ліній живлення на обох класах напруг. Вибір виконується за величиною допустимого струму лінії, а для цього знаходиться значення розрахункового струму лінії живлення відносно розрахункового навантаження та класу напруги:

$$I_p = \frac{S_p / 2}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} \text{ (А)}, \quad (1.2)$$

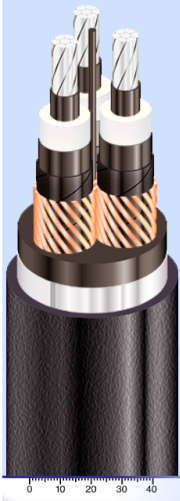
$$I_{p35} = \frac{1567,4 / 2}{\sqrt{3} \cdot 35} = 12,93 \text{ (А)};$$

$$I_{p10} = \frac{1567,2 / 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 45,25 \text{ (А)}.$$

Для КЛ на напрузі 10 кВ доцільно приймаємо кабель з ізоляцією ЗШП типу АПвЭгаПу-10 3×50 [10], допустимий струм при прокладанні у землі $152 \text{ А} > 45,25 \text{ А}$.

А для КЛ 35 кВ приймаємо кабель з ізоляцією ЗШП типу АПвЭгаПу-35 3х50 так, як даний переріз являється мінімальним для даного класу напруги, допустимий струм складає $140 \text{ A} > 12,93 \text{ A}$.

На рисунку 1.5 представлено зовнішній вигляд та опис конструкції попередньо обраних кабелів.

	АПвЭгаПу-10 3х50 ТУ У 31.3-00214534-017-2003 Кабелі силові з алюмінієвими СПЖ, ізоляцією зі зшитого поліетилену, поздовжньою та поперечною герметизацією екрану та посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену		
	ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
	Номінальна напруга	кВ	10
	Максимальна напруга	кВ	12
	Число та номінальний перетин струмопровідних жил	мм ²	3 х 50
	Товщина ізоляції	мм	3.4
	Мінімальний перетин екрану	мм ²	16
	Допустимий струм короткого замикання по екрану мінімального перетину	кА	3.3
	Максимально допустимий струм короткого замикання по струмопровідній жилі	кА	4.7
	Тривало допустимі струмові навантаження *		
	• при прокладанні у повітрі	А	158
	• при прокладанні в ґрунті	А	140
	Рівень часткових розрядів при номінальній напрузі, не більше	рС	6
	Максимально допустима температура жили		
	• тривало	° С	+90
	• в аварійному режимі	° С	+130
	• при короткому замиканні	° С	+250
	Діапазон робочих температур	° С	-60 ... +50
	Мінімальний радіус вигину при прокладанні	мм	848

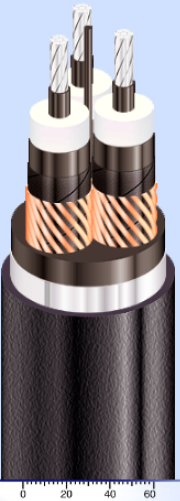
	АПвЭгаПу-35 3х50 ТУ У 31.3-00214534-017-2003 Кабелі силові з алюмінієвими СПЖ, ізоляцією зі зшитого поліетилену, поздовжньою та поперечною герметизацією екрану та посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену		
	ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
	Номінальна напруга	кВ	35
	Максимальна напруга	кВ	42
	Число та номінальний перетин струмопровідних жил	мм ²	3 х 50
	Товщина ізоляції	мм	8.6
	Мінімальний перетин екрану	мм ²	16
	Допустимий струм короткого замикання по екрану мінімального перетину	кА	3.3
	Максимально допустимий струм короткого замикання по струмопровідній жилі	кА	4.7
	Тривало допустимі струмові навантаження *		
	• при прокладанні у повітрі	А	158
	• при прокладанні в ґрунті	А	140
	Рівень часткових розрядів при номінальній напрузі, не більше	рС	6
	Максимально допустима температура жили		
	• тривало	° С	+90
	• в аварійному режимі	° С	+130
	• при короткому замиканні	° С	+250
	Діапазон робочих температур	° С	-60 ... +50
	Мінімальний радіус вигину при прокладанні	мм	1200
	Розрахунковий зовнішній діаметр кабелю (довідково)**	мм	75
	Маса (орієнтовно)	кг/км	5200

Рисунок 1.5 – Конструкція і характеристики попередньо обраних кабелів

Для висначення величини втрат активної енергії необхідно скористатися наступною формулою, яка враховує параметри живлення:

$$\Delta W_a = \Delta P_m \cdot \tau = 3I_m^2 R_e \cdot 10^{-3} \cdot \tau \text{ (кВт·год/рік);} \quad (1.3)$$

Розрахунок капітальних вкладень представлено у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 - Розрахунок капітальних вкладень для обох варіантів

Перелік елементів схем	Вартість	10 кВ		35 кВ	
		Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Лінії електропередавання, км	тис.грн. за 1 км КЛ	км	тис.грн.	км	тис.грн.
КЛ 10 кВ АПвЭгаПу 3×50	479,00	2,7	1131,30		
КЛ 35 кВ АПвЭгаПу 3×50	592,20			2,7	1598,93
ВСЬОГО по лініях			1131,30		1598,93
Підстанції	тис.грн. за одиницю ПС.	штук	тис.грн.	штук	тис.грн.
Спорудження ПС 35 кВ 2×2,5 МВ*А	18240			1	22630
Розширення РП-10 кВ	12,7	2	25,4		
Спорудження РП-10 кВ	86,4	1	86,4		
ВСЬОГО по ПС			111,8		22630
ВСЬОГО			1243,10		24228,93

Тоді величина втрат в лінях живлення відносно класу напруги становитиме:

$$C_{\Delta W_{10}} = 2 \cdot 3 \cdot 45,25^2 \cdot 0,868 \cdot 1,35 \cdot 10^{-6} \cdot 2886 \cdot 7,8 = 276,23 \text{ (тис.грн./рік);}$$

$$C_{\Delta W_{35}} = 2 \cdot 3 \cdot 12,93^2 \cdot 0,641 \cdot 1,35 \cdot 10^{-6} \cdot 2886 \cdot 6,35 = 13,01 \text{ (тис.грн./рік).}$$

Для подальшого розрахунку необхідно визначити річні витрати відповідно варіанту класу напруги. Результат розрахунку реалізовано у вигляді таблиці 1.5.

Загальні зведені річні витрати розраховуються за наступним співвідношенням:

$$Z = E_n \cdot K + B; \quad (1.4)$$

де E_n – коефіцієнт, що враховує ефективність капітальних вкладень для відовідної області ($E_n = 0,1$ [11]); K – капітальні вкладення в СЕП (дане значення розраховане у таблиці 1.4); B – щорічні витрати на експлуатацію спроектованої СЕП (дане значення розраховане у таблиці 1.5).

Враховуємо різницю на оплату спожитої активної [12] ($7,8 - 6,35 = 1,45$ грн./кВт·год.) тоді загальна переплата за спожиту електроенергію буде $1,45 \cdot 1149,65 \cdot 4500 = 7522,16$ тис.грн., при цьому зведені річні витрати будуть набувати наступних величин:

$$Z_{10} = 0,1 \cdot 1243,1 + 424,21 + 7522,16 = 8070,68 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_{35} = 0,1 \cdot 24228,93 + 1479,54 = 3902,43 \text{ (тис.грн.);}$$

У зв'язку з вартістю таких капітальних вкладень і щорічними витратами термін окупності додаткових капітальних вкладень становить:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{B_1 - B_2} = \frac{24228,93 - 1243,1}{(424,21 + 7522,16) - 1479,54} = 3,55 \text{ (років)}. \quad (1.5)$$

Таблиця 1.5 – Витрати протягом року обох варіантів

Перелік поточних витрат	Варіанти	
	10 кВ	35 кВ
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:		
КЛ – 35 кВ, 1,2% від К		19,19
КЛ 10 кВ, 3,8% від К	27,15	
ПС 35 кВ, 2,4% від К		543,12
ПС 10 кВ, 4,3% від К	53,45	
Всього щорічні витрати на обслуговування, ВО тис.грн.	80,60	562,31
Амортизація, в тому числі:		
КЛ – 35 кВ, 2% від К		31,98
КЛ 10 кВ, 3% від К	22,63	
ПС 35 кВ, 3,6% від К		872,24
ПС 10 кВ, 3,6% від К	44,75	
Всього щорічні витрати на амортизацію, Ва тис.грн.	67,38	904,22
Тариф на ЕЕ, грн./кВт*год	7,8	6,35
Вартість втрат електроенергії в ЛЕП, ВΔW тис.грн.	276,23	13,01
ВСЬОГО щорічні витрати (В) тис.грн.	424,21	1479,54

Розрахунок вказує на те, що використання напруги 35 кВ є вигіднішим варіантом виконання живлячої лінії. Але беручи до уваги специфіку розташування підприємства в забудові м. Жмеринка, а також враховуючи те, що біля даного підприємства наявні діючі підстанції на напрузі 10 кВ, які здатні задовільнити необхідний об'єм величини спожитого навантаження, тому приймаємо рішення, що живлення Жмеринського маслозаводу буде виконано на напрузі 10 кВ.

1.6 Визначення оптимального перерізу лінії живлення

СЕП даного підприємства отримує живлення від п/ст 110/10, яка знаходиться на відстані 1,35 км від підприємства. На території підприємстві встановлюємо ЦРП 10 кВ з двома секціями розподільних шин.

Для живлення Жмеринський маслозавод обрано кабелі типу АПвЭгаПу-10 прокладені в траншеї.

Для живлення ЦРП вибираємо кабель АПвЭгаПу-10 перерізом $3 \times 50 \text{ мм}^2$ з $I_{\text{доп}} = 152 \text{ А}$ [10].

Таким же чином вибираються кабельні лінії для всіх інших під'єднань до ЦРП напругою 10 кВ а результат представлено в таблиці 1.4.

Виконуємо перевірку допустимого струму ліній живлення ЦРП:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (1.6)$$

де k_1 - коефіцієнт, що характеризує температуру навколишнього середовища;
 k_2 - коефіцієнт, що характеризує глибину прокладення кабелів в землі;
 k_3 - коефіцієнт, що характеризує питомий термічний опір ґрунту;
 k_4 - коефіцієнт враховує кількість паралельно прокладених кабелів в землі;
 k_5 - коефіцієнт враховує кількість паралельно прокладених кабелів в повітрі;
 k_6 - коефіцієнт, що характеризує вплив перерізу екрана.

$$45,25 \cdot 2 = 90,5 \text{ (А)} \leq 1,0 \cdot 0,97 \cdot 1,16 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,99 \cdot 152 = 135,5 \text{ (А)}.$$

Дана умова виконується. Також необхідно провести перевірку кабелів зі зшитого поліетилену на термічну стійкість до дії струмів КЗ.

1.7 Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів

Все електрообладнання підбирається відповідно до характеру установки, за номінальним струмом і напругою, і відповідно до всіх встановлених стандартів використання електрообладнання необхідно провести теплові і динамічні випробування високовольтних апаратів.

Високовольтні силові вимикачі вибираються за величинами номінальної напруги і розрахунковим струмом в після аварійному режимі.

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.мережі}}, \quad (1.7)$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{max}}, \quad (1.8)$$

I_{max} для нормального та післяаварійного режиму роботи:

$$\text{a) ТП1:} \quad I_p = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{727,603}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 22,1 \text{ (A)},$$

$$I_{pa} = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{727,603}{\sqrt{3} \cdot 10} = 44,2 \text{ (A)},$$

$$\text{a) ТП2:} \quad I_p = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{757,948}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 22,6 \text{ (A)},$$

$$I_{pa} = \frac{S_p}{k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{757,948}{\sqrt{3} \cdot 10} = 45,2 \text{ (A)},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,3 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 47,3 \text{ (A)}.$$

Одже для ліній на стороні 10 кВ вибрати вакуумні вимикачі ВРС-10 [13]. Номінальний струм даних силових вимикачів $I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ A} > I_{\text{м.ав}}$ для всіх приєднань до ЦРП. Усі обрані електричні апарати на напрузі 10 кВ представлені у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 Вибір високовольного обладнання СЕП

Лінія	I_p , А	I_{pa} , А	Вимикач	$I_{\text{ном}}$, А	Провідник	S , мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
С-ЦРП	42,7	85,4	ВРС-10-20/630 УЗ	630	АПвЭгаПу	3×50	152
ЦРП-ТП-1	22,1	44,2	ВРС-10-10/400 УЗ	400	АПвЭгаПу	3×35	119
ЦРП-ТП-2	22,6	45,2	ВРС-10-10/400 УЗ	400	АПвЭгаПу	3×35	119

1.8 Перевірка вибраного електрообладнання 10 кВ

З метою перевірки раніше обраних силових вимикачів та ліній живлення необхідно здійснити розрахунок струмів КЗ [14]. Розрахункова схема представлена на рисунку 1.6.

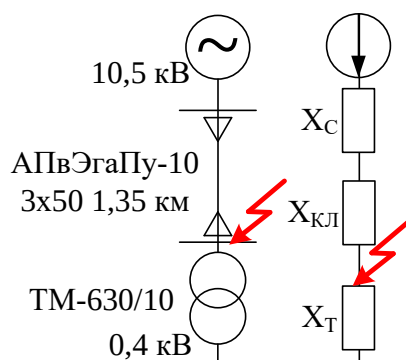


Рисунок 1.6 – Схеми живлення підприємства для розрахунку струмів КЗ
Формули та результати даного розрахунку представлені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Формули для розрахунку струмів трьохфазного КЗ в точці К

Назва параметра	Формула	Розрахунок
Опір системи, Ом	$X_c = \frac{U_{с.н.}}{\sqrt{3} \cdot I_K}$	$X_c = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 34944} = 0,173$
Опір лінії живлення, Ом	$X_{л} = X_0 l \left(\frac{U_{с.н.}}{U_{с.н.л}} \right)^2$	$X_{л} = 0,641 \cdot 1,35 \cdot \left(\frac{10,5}{10} \right)^2 = 0,957$
Сумарний опір від системи до точки К, Ом	$X_{\Sigma} = X_c + X_{л}$	$X_{\Sigma} = 0,173 + 0,957 = 1,13$
Періодична складова струму трифазного КЗ в початковий момент часу, кА	$I_{п0} = \frac{U_{с.н.}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}$	$I_{п0} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,13} = 5,36$
Постійна часу затухання аперіодичної складової струму, с	$T_{ac} = \frac{X_{\Sigma}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_{\Sigma}}$	$T_{ac} = \frac{5}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,5} = 0,032$
Час вимкнення КЗ, с	$t_{вим} = t_{рз. \min} + t_{в.в.}$	$t_{вим} = 0,5 + 0,1 = 0,6$
Аперіодична складова струму КЗ	$i_{ат.С} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\frac{-t_{вим}}{T_{ac}}}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 5,36 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,032}} = 1,026$
Ударний струм КЗ, кА	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot \left(1 + e^{\frac{-\tau}{T_{ac}}} \right)$	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,36 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,032}} \right) = 13,02$
Тепловий імпульс, $кА^2 \cdot с$	$В_k = I_{ПО}^2 \cdot (t_{від} + T_{ac})$	$В_k = 5,36^2 \cdot (0,6 + 0,032) = 18,1$

Даний розрахунок проводиться для найбільш загрозливих умов які виникають під час трьохфазного короткого замикання [14]. Величина струму трьохфазного КЗ має найбільшу амплітуду та складається з періодичної та аперіодичної складової.

Здійснюємо ряд перевірок обраних силових вимикачі типу ВРС-10.

Результати перевірки наведені в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Результат перевірки обраних вимикачів

Умова вибору	Номінальні параметри	Розрахункові параметри
$I_{\text{ном.від}} = I_{\text{Пт.}}$	$I_{\text{ном.від}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = I_{\text{ПтС}} = 5,36 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.від}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{Пт}} + i_{\text{ат}}$	$\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{21}{100}\right) = 68,45 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 5,36 + 1,026 = 8,61 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.С}} = 13,02 \text{ кА}$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{ПО}}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 5,36 \text{ кА}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 18,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Як бачимо для даного типу вимикача умови перевірки виконуються. Отже, що вимикачі типу ВРС-10 можуть бути використані при проектуванні СЕП.

Проводимо перевірку перерізу жил кабелів за термічною стійкістю до дії струмів КЗ [8]:

$$s \geq s_{\min} = \frac{I_{\text{к}} \sqrt{t_{\text{вим}}}}{C_{\text{Т}}}; \quad (1.9)$$

$$s = 50 \text{ (мм}^2\text{)} \geq s_{\min} = \frac{5,36 \sqrt{0,6}}{94} = 34,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Таким чином, можна зробити висновок, що вибрані лінії живлення і пристрої їх захисту відповідають вимогам і можуть бути застосовані в умовах системи електропостачання цього підприємства.

1.9 Оптимізація і моделювання вибору місця розташування ЦРП

ТП даного підприємства отримують живлення від ЦРП 10 кВ, тому ЦРП доцільно розташувати чим по ближче до енергетичного центра мережі.

Сумарна вартість СЕП являється показником ефективності проектних рішень.

Для рішення даної проектною задачі використовуємо наступну математичну модель [8]:

$$\begin{aligned}
Z(x_0, y_0) = & \left[(E_e + E_{aj}) \cdot (a_{ж} + K_0(F_{ж})) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F_{ж}) \cdot B_0 \right] \cdot k_{ж} \cdot L_{ж} + \\
& + \sum_{i=1}^n \left[(E_e + E_a) \cdot (a + K_0(F_i)) + 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F_i) \cdot B_0 \cdot k_i \right] \cdot L_i \rightarrow \min, \\
& X_{\min} \leq X_0 \leq X_{\max}, \\
& Y_{\min} \leq Y_0 \leq Y_{\max}.
\end{aligned}
\tag{1.10}$$

де $Z(x_0, y_0)$ - приведені затрати протягом року;

B_0 - вартість втрат активної потужності в СЕП грн/кВт;

E_a - відрахування на амортизацію;

$F_{ж}$ - переріз кабельної лінії від якої підприємство отримує живлення;

На рисунку 1.8 представлено генплан підприємства з розміщеними на ньому ЦРП, ЦТП та РП.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Технічні характеристики мережі											
2	Напруга зовнішньої лінії живлення, кВ										U _ж =	10
3	Метрика зовнішньої лінії (Е чи НЕ)										Метрика _Ж =	Е
4	Метрика розподільної мережі (Е чи НЕ)										Метрика _Р =	Е
5												
6	Економічні характеристики мережі											
7	Питомі втрати, які не залежать від перерізу КЛ 10кВ, тис.грн/км										a=	10
8	Питомі втрати, які не залежать від перерізу зовнішньої КЛ тис.грн/км										a _ж =	8
9	Питома вартість втрат, грн/кВт										B ₀ =	18761,23
10	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень										E _e =	0,1
11	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію										E _a =	4,00%
12	Коефіцієнт відрахувань на амортизацію живлячої лінії										E _{аж} =	5,00%
13												
14												
15	Лінії живлення	X, м	Y, м	F, мм²	k	P, кВт	Q, кВт	I, А	R ₀ , Ом/км	K ₀ , т.грн/км	L, м	З, тис. грн
16	ЖЛ	266	175	50	2	1169,37	1174,80	47,85	0,641	173,4299	29,82	5,737
17	ТП1	168	208	35	2	606,981	598,46	24,61	0,868	126,5926	81,63	7,837
18	ТП2	208	98	35	2	617,187	629,961	25,46	0,868	126,5926	73,79	7,392
19												
20	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											20,9669
21	Координати ЦЕМ на генплані, м										X ₀ = 238	Y ₀ = 166
22												
23	Оптимальні координати ЦЕМ, м										X ₀ = 237	Y ₀ = 165
24	Сумарні річні приведені затрати в мережу, тис.грн.											16,89

Рисунок 1.7 – Таблична форма визначення центру мережі

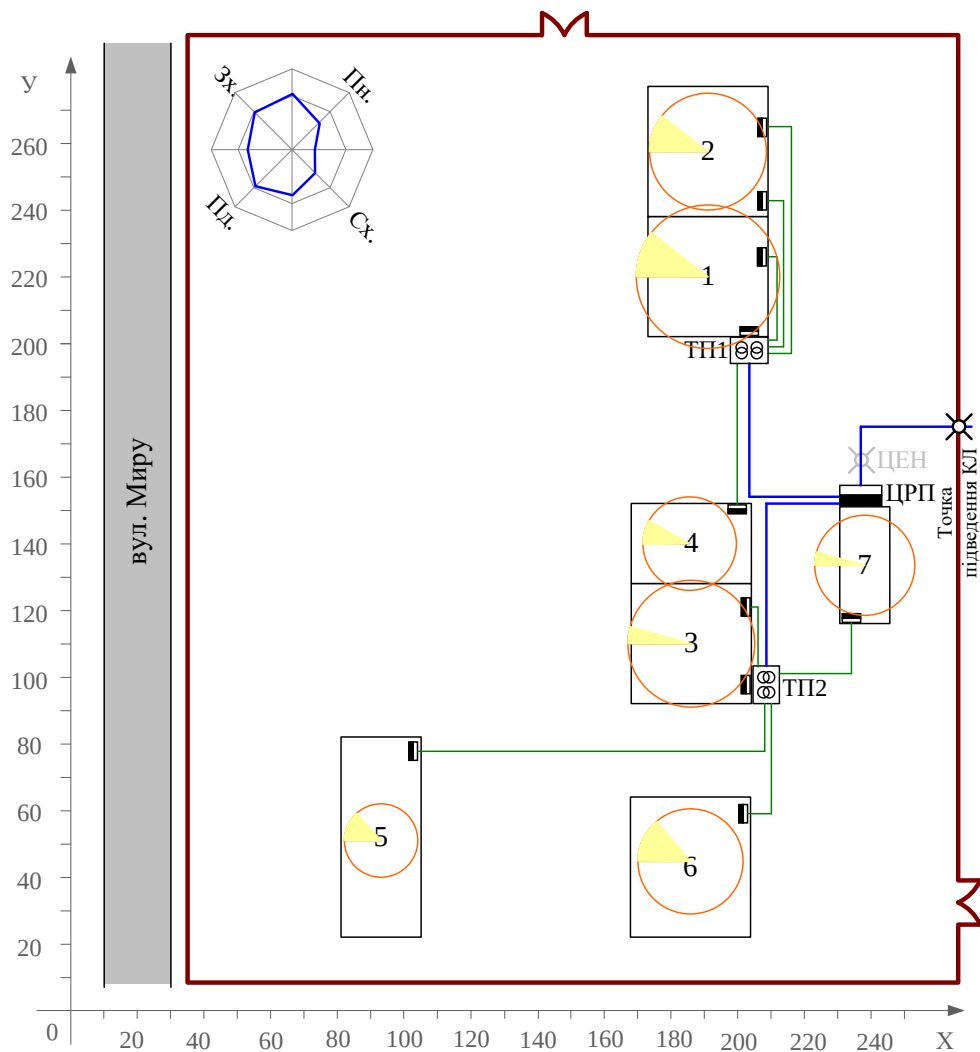


Рисунок 1.8 – Розміщення ЦРП та ЦТП

1.10 Розрахунок потужності засобів КРП

Розрахунок балансової задачі КРП виконання відповідно однолінійній схемі показаній на рисунку 1.9, та схемі заміщення мережі зображеної на рисунку 1.10.

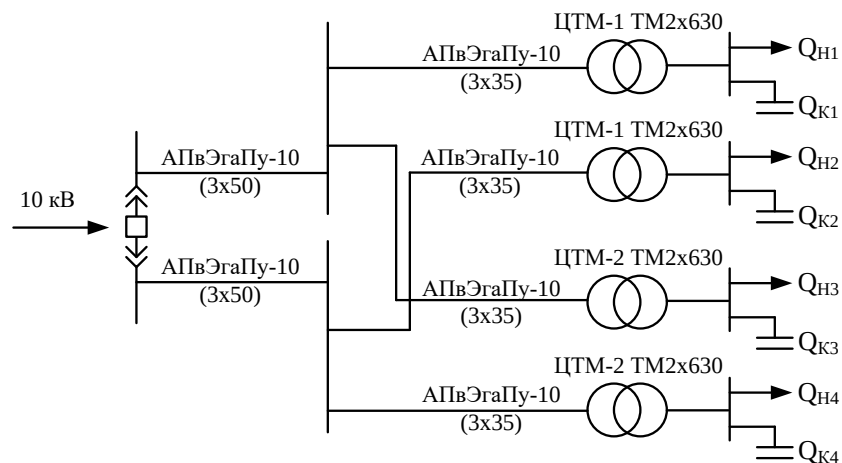


Рисунок 1.9 – Однолінійна схема електропостачання

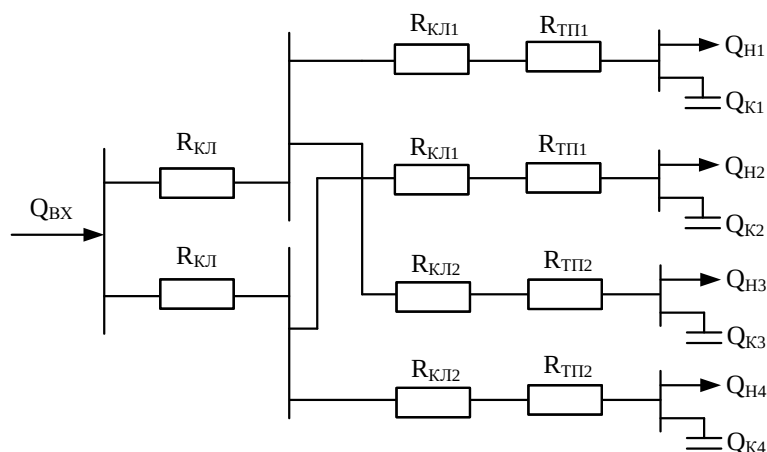


Рисунок 1.10 – Схема заміщення мережі електропостачання підприємства

Досягти рішення балансової задачі оптимальної потужності пристроїв КРП можна використовуючи наступну модель [19], яка враховує оптимальні значення перетоків потужностей та мінімальні втрати:

$$\begin{cases} 3(Q_K) = \frac{B_0}{U^2} \times \sum_{i=1}^n [(Q_{Hi} - Q_{Ki})^2 (R_{KLi} + R_{Ti})] \rightarrow \min_{Q_K}; \\ Q_{Ki} \geq 0, i=1, 2..n; \\ \sum_{i=1}^n Q_{Ki} = \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - Q_{VX} \end{cases} \quad (1.11)$$

В даній математичній моделі керовані змінні – потужність батарей компенсуючого пристрою у вузлах навантаження $q_K = (q_{K1}, q_{K2}, \dots, q_{Kn})$.

де B_0 – питома вартість втрат АП;

U – номінальна напруга;

Q_{Hi} – РН окремої лінії живлення i -тої ЦТП;

Q_{VX} – вхідна реактивна потужність.

Доцільно провести даний розрахунок на листі САПР MathCad. Математична модель оптимального вибору потужності компенсуючих пристроїв згідно (1.11) представлена на рисунку 1.11.

Напруга, кВ: $U := 10$
 Вхідна реактивна потужність, квар: $q_{вх} := 345$
 Коефіцієнт ефективності капіталовкладень: $E_e := 0.1$
 Коефіцієнт відрахувань на амортизацію: $E_a := 0.04$
 Питома вартість КУ: $B_{к0} := 100$
 Питомі втрати реактивної потужності в КУ, кВт/Мвар: $\Delta P_K := 4.5$
 Питома вартість втрат активної потужності, грн/кВт: $B_o := 18761.2$
 Питомі активні опори ліній живлення, Ом/км
 $r_{01} := 0.868$ $r_{02} := 0.868$
 Довжини ліній від ЦРП до ЦТП, км
 $L_{лп1} := 0.087$ $L_{лп2} := 0.064$
 Опори трансформаторів, Ом
 $r_{т1} := 2.142$ $r_{т2} := 2.142$
 Реактивна потужність у вузлах навантаження, квар:
 $q_{н1} := 598.46$ $q_{н2} := 629.961$
 Довільні початкові потужності БК у вузлах навантаження, квар:
 $q_{к1} := 100$ $q_{к2} := 100$
 Довжина та питомий опір ліній живлення:
 $l_{ж} := 1.380$ $r_{ж0} := 0.641$
 Опір зовнішньої лінії живлення, Ом
 $r_{ж} := l_{ж} \cdot r_{ж0} = 0.885$
 Опір розподільних ліній живлення, Ом
 $r_{п1} := r_{01} \cdot L_{лп1} = 0.076$ $r_{п2} := r_{02} \cdot L_{лп2} = 0.056$

Модель балансової задачі компенсації реактивних навантажень

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

Given

обмеження

$$q_{к1} \geq 0 \quad q_{к2} \geq 0$$

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

Визначаємо оптимальне проектне рішення:

$$q_K := \text{Minimize}(3, q_{к1} \cdot q_{к2}) = \begin{pmatrix} 426.74 \\ 456.68 \end{pmatrix}$$

Річні приведені затрати, грн

$$3(q_{к1} \cdot q_{к2}) = 1.709 \times 10^7$$

Перевірка, квар

$$(q_{н1} + q_{н2}) - (q_{к1} + q_{к2}) = 345.001 \quad q_{вх} = 345$$

Рисунок 1.11 – Вигляд розрахунку задачі КРН в середовищі MathCad

Результат розрахунку показав що на Жмеринському маслозаводі оптимально використати регульовані конденсаторні установки для кожного вузла відповідної потужності [15]: ЦТП1: 427 квар; ЦТП2: 457 квар.

1.11 Релейний захист та автоматика

Захист струмою відсічкою (ЗСВ). Розглянемо захист КЛ 10 кВ ділянки ЦРП-ТП1.

ЗСВ виконується релем типу РТ-40 КА1 і КА2. Струм спрацьовування ЗСВ узгоджується селективно і вибирається згідно з виразом [16]:

$$I_{св} = k_{нКЛ} \cdot k_{нТр-р} \cdot I_{к\max\text{ ВН}}^{(3)} = k_{нКЛ} \cdot k_{нТр-р} \cdot \frac{100}{U_{кТр-р}} \cdot I_{ном.Тр-р}, \quad (1.12)$$

де $I_{к\max\text{ ВН}}^{(3)}$ – значення струму трифазного КЗ;

k_n – коефіцієнт надійності: 1,3—1,4 – для реле типу РТ-40;

$$I_{cb} = 1,3 \cdot 1,3 \cdot \frac{100}{5,5} \cdot 37,17 = 1183 \text{ (A)},$$

Струм спрацювання реле визначається з виразу:

$$I_{cp} = \frac{I_{cb}}{n_{TC}} = \frac{1183}{20} = 59,15 \text{ (A)},$$

де n_{TC} – коефіцієнт трансформації ТС з паспортних даних рівний 100/5.

Доцільно обрати реле типу РТ-40/200 з'єднання котушок паралельне, межі уставок струму спрацьовування реле 100—200 А.

Значення витримки часу необхідно узгодити з часом спрацьовування СВ трансформатора 630 кВА ТП1, тобто на ступінь селективності більше – 0,5с:

$$t_{сзКЛ} = t_{свТр-р} + \Delta t' = 0,0 + 0,5 = 0,5(\text{с}).$$

Приймаємо реле часу типу ЕТ-114 з параметрами уставок за часом 0,1 – 1,3 с.

Для початку визначимо струм трифазного КЗ.

$$I_{K3} = \frac{1,05 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (1.13)$$

де Z –сумарний опір, Ом.

$$Z = \sqrt{R_{\Gamma}^2 + (X_{\Gamma} + X_{\Gamma})^2}, \quad (1.14)$$

$$X_{\Gamma} = \frac{x_d'' \cdot U_{cp}^2}{S_{ном.\Gamma}}, \quad (1.15)$$

$$X_{\Gamma} = \frac{0,121 \cdot 6,3^2}{7,5} = 0,64 \text{ (Ом)},$$

$$Z = \sqrt{0,024^2 + (0,0047 + 0,64)^2} = 0,645 \text{ (Ом)},$$

$$I_{K3} = \frac{1,05 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 0,645} = 5959 \text{ (A)},$$

$$k_q = \frac{I_k^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{0,865 \cdot 5959}{1183} = 4,35 > 1,5.$$

Максимальний струмовий захист (МСЗ) Схема МСЗ приймається двофазною з використанням трьох реле типу РТ40 (КА1, КА2, КА3).

Уставку по струму необхідно вибирати з наступних умов:

а) неспрацьовування захисту при перевантаженнях за виразом:

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{сп} \cdot I_{роб\max}}{k_{пов}} \quad (1.16)$$

$$I_{сз} = \frac{1,3 \cdot 3,0 \cdot 1,4 \cdot 72,83}{0,8} = 497,06 \text{ (А)}.$$

б) узгоджуючи спрацювання захисту з попереднім ступенем захисту:

$$I_{сз} = k_{нс} \cdot I_{сзТр} = 1,3 \cdot 497,03 = 646,18 \text{ (А)}.$$

Приймається уставка $I_{сз} = 646,18 \text{ (А)}$.

в) визначається чутливість захисту при двофазному КЗ на шинях 10 кВ ТП1 в мінімальному режимі системи:

$$k_q = \frac{I_k^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{0,865 \cdot 5959}{646,18} = 7,97 > 1,5.$$

г) струм спрацювання реле визначається по виразу:

$$I_{сп} = \frac{I_{сз}}{n_{ТС}} = \frac{646,18}{20} = 32,3 \text{ (А)},$$

Доцільно обрати для захисту реле типу РТ 40/100.

д) час спрацювання захисту:

$$t_{сзКЛ} = t_{сзМСЗТр} + \Delta t' = 1,2 + 0,4 = 1,6 \text{ с}.$$

Приймається реле часу типу ЕВ-124 з межами уставок 0,25—3,5с.

Захист від однофазних замикань на землю. В мережах з ізолюваною

нейтраллю струм замикання на землю визначається як:

$$I_3^{(1)} = 3 \cdot I_{0c} = \frac{U_{\text{мф}} \cdot l}{10}. \quad (1.16)$$

Струм замикання кабелю, на якому встановлений захист:

$$I_{\text{КЛ}} = 3 \cdot I_{0\text{КЛ}}^{(1)} = \frac{k_{\text{рем}} \cdot U_{\text{мф}} \cdot l}{10} = \frac{0,54 \cdot 10 \cdot 0,02}{10} = 0,0108 \text{ (A)}.$$

Струм замикання на землю всієї кабельної мережі 10 кВ:

$$3I_{0\text{КЛ} \text{ мережі}}^{(1)} = \frac{k_{\text{рем}} \cdot U_{\text{мф}} \cdot l}{10} = \frac{0,54 \cdot 10 \cdot 0,055}{10} = 0,03 \text{ (A)},$$

де $U_{\text{мф}}$ – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі, км;

$k_{\text{рем}}$ – коефіцієнт, що враховує ремонтний режим.

Струм спрацьовування захисту визначається таким чином:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{відл}} \cdot k_{\text{стр}} \cdot 3I_{0\text{КЛ}}^{(1)}}{10} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,03}{10} = 0,0132 \text{ (A)},$$

де $k_{\text{відл}}$ – коефіцієнт відлаштування;

Коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{КЛ} \text{ мережі}}^{(1)} - 3I_{0\text{КЛ}}^{(1)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,03 - 0,0108}{0,0132} = 1,45 > 1,25.$$

Для кабельних ліній умова чутливості полягає у тому, що при виникненні металевого замикання на землю захист працює з коефіцієнтом чутливості півним 1,25. В якості реле яке буде реагувати на повний струм нульової послідовності (НП) приймаємо РТЗ 51.

1.12 Висновки до розділу 1

Аналіз СЕП підприємства Жмеринський маслозавод показав, що для оптимізації проектних рішень доцільно вибрати наступне обладнання в якості ключових елементів СЕП підприємства:

- доцільно встановити на території підприємства дві двотрансформаторні підстанції з потужністю трансформаторів ТМ 2х630/10;

- переріз лінії живлення яка з'єднує живлячу підстанцію та ЦРП підприємства повина бути $3 \times 50 \text{ мм}^2$, а самі лінії виконані кабелем типу АПвЭгаПу-10 на напрузі 10 кВ. Для живлення ТП оптимальним рішенням буде використання кабелів типу АПвЭгаПу-10 з перерізом ліній $3 \times 35 \text{ мм}^2$, так як даний переріз жил є мінімальним для даного класу напруги;

- також був проведений аналіз і вибір типу захисту електрообладнання від аварійних режимів роботи СЕП.

В системі електропостачання Жмеринського маслозаводу присутня несиметрія напруги, яка негативно впливає на показника якості електричної енергії і перевищує нормовані значення. Несиметрія напруги на підприємствах харчової промисловості є поширеною проблемою, яка виникає через нерівномірний розподіл навантаження між фазами в трифазній електромережі. Це пов'язано зі специфікою обладнання, що використовується на таких підприємствах, де можуть переважати однофазні споживачі або різні типи двигунів з неоднорідним навантаженням.

Тому для СЕП заводу актуальним являється питання підвищення якості електроенергії в системі електропостачання, а саме зменшення несиметрії напруги до нормованих значень.

2 ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ШЛЯХОМ ЗМЕНШЕННЯ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ В СЕП ЖМЕРИНСЬКОГО МАСЛОЗАВОДУ

2.1 Загальний аналіз несиметрії напруги

Несиметрія напруги (НСН) один із головних параметрів якості електроенергії [17]. Причиною виникнення НСН являється як і не оптимальне підключення однофазних споживачів так і виникнення аварійних режимів.

Наявність НСН в мережі з часом призводить до зменшення надійності та ефективності роботи мережі та обладнання, зростання втрат потужності в лініях електропередач та ТП, зменшення пропускної здатності ліній живлення.

Щоб визначити величину несиметрії з необхідною точністю використаємо співвідношення які базуються на значеннях напруги прямої і зворотної послідовностей [17]:

$$\underline{K}_{2U} = K_{2U} \cdot e^{j\psi_{2U}} = \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1}; \quad \underline{K}_{0U} = K_{0U} \cdot e^{j\psi_{0U}} = \frac{\dot{U}_0}{\dot{U}_1}. \quad (2.1)$$

де K_{2U} , K_{0U} – модулі комплексних коефіцієнтів;

ψ_{2U} , ψ_{0U} – аргументи комплексних коефіцієнтів;

$\dot{U}_1$, $\dot{U}_2$, $\dot{U}_0$ – комплексні напруги.

В нормативних матеріалах, наприклад, СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 [17] ведеться мова лише про величину коефіцієнтів НСН зворотної та нульової послідовностей K_{2U} , K_{0U} .

Постійний розвиток світової економіки призводить до розвитку промисловості, що сприяє збільшенню електричних споживачів, наявність яких в мережі несприятливо впливають на стан НСН в мережі. Робота споживачів електричної енергії із несиметричним навантаженням призводить до збільшення величини втрат енергії.

В несиметричних режимах роботи трифазні системи електропостачання

описують комплексною повною потужністю та пульсуючою складовою [8]:

$$\underline{S} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_0 = 3 \left(\dot{U}_1 \dot{I}_1^* + \dot{U}_2 \dot{I}_2^* + \dot{U}_0 \dot{I}_0^* \right); \quad (2.2)$$

$$\underline{N} = \underline{N}_1 + \underline{N}_2 + \underline{N}_0 = 3 \left(\dot{U}_2 \dot{I}_1 + \dot{U}_1 \dot{I}_2 + \dot{U}_0 \dot{I}_0 \right). \quad (2.3)$$

де $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0; \dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$ – комплексні відповідні величини;

$\dot{I}_1^*, \dot{I}_2^*, \dot{I}_0^*$ – комплексно спряжені струми.

S – комплексна повна потужність яка являє собою фізичний зміст споживання електричної енергії, при цьому комплексна пульсуюча потужність N представляє собою фізичний зміст НСН трифазної системи електропостачання.

Величина комплексного коефіцієнта НСН у вузлі приєднання до електричної мережі визначається за співвідношенням [3]:

$$\underline{K}_{2U} \approx - \frac{(1 + \delta U) \underline{N}_2}{\underline{S}_K + \underline{S}_H}. \quad (2.4)$$

де $\delta U = (U_1 - U_{\text{ном}}) / U_{\text{ном}}$ – значення відхилення напруги;

$\underline{N}_2 = 3 \dot{U}_1 \dot{I}_2$ – інтегральна пульсуюча потужність;

$\underline{S}_K, \underline{S}_H$ – спряжені комплексні потужності КЗ.

Спираючись на аналіз сучасних досліджень [1] виявляється, що величина відносних втрати електроенергії складає 11,6%. Основна частка втрат припадає на мережі 0,4-10 кВ [7]. Несиметричні режими роботи електричних систем в даний час доводиться розглядати як неминучі явища. Відповідно, симетруючі пристрої повинні розглядатися як необхідні, незамінні елементи електричної мережі, які вибираються під час її проектування та використовуються в процесі експлуатації. Симетруючі пристрої повинні вибиратися з таким розрахунком, який враховуватиме можливість використання симетрування для різних можливих несиметричних умовах роботи електричної мережі їх підключення.

На рисунку 2.1 показано аналіз впливу НСН та несиметрії струму на роботу та технічний стан електрообладнання [2].

НЕСИМЕТРІЯ НАПРУГ		НЕСИМЕТРІЯ СТРУМІВ	
Асинхронні двигуни	Повітряні та Кабельні лінії	Трансформатор	Синхронний генератор
Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби ЕП Зменшення кутової швидкості Збільшення ковзання Зниження поворотного моменту Зниження ККД	Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби Зменшення пропускної здатності Старіння ізоляції	Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби Зниження ККД Старіння ізоляції Перенавантаження окремих фаз	Нагрівання елементів генератора Зменшення терміну служби Механічні вібрації Пульсації кутового моменту
Конденсаторні установки	Однофазні споживачі		
Нерівномірна загрузка мережі реактивною потужністю Зменшення генеруючої потужності КБ	Виникнення відхилення напруги Зменшення терміну служби ЕП		

Рисунок 2.1 - Вплив несиметрії струмів і напруг на електрообладнання

2.2 Заходи та засоби для зменшення несиметрії напруги

Несиметрія напруги на підприємствах харчової промисловості є поширеною проблемою, яка виникає через нерівномірний розподіл навантаження між фазами в трифазній електромережі. Це пов'язано зі специфікою обладнання, що використовується на таких підприємствах, де можуть переважати однофазні споживачі або різні типи двигунів з неоднорідним навантаженням.

В періоди часу коли робота СЕП характеризується значенням $K_{2U} \geq 2\%$, обов'язковим заходом є задіяння пристроїв для зменшення НСН до нормованих значень [17].

Зменшення НСН можливо досягнути компенсуючи величину струму зворотної послідовності пристроями компенсації.

Процес симетрування напруги умовно поділяють на внутрішню або зовнішню відносно місця приєднання симетруючого пристрою або методики зменшення несиметричного навантаження [1,2,18].

Внутрішнє симетрування досягається перерозподілом несиметричного навантаження рівномірно між трьома фазами так що кожна фаза була завантажено

якомога рівномірно відповідно іншим фазам. Внутрішнє симетрування навантажень доцільно використовувати для симетрування освітлювальних систем. В основному даний спосіб використовується для роботи зі споживачами у яких незмінний графік електричного навантаження.

Для здійснення зовнішнього симетрування необхідне використання симетруючих пристроїв, які необхідно приєднувати до вузла із трифазним несиметричним навантаженням. Пристроєм для надійного зменшення НСН являється компенсаційна симетрувальна установка на базі секцій конденсаторних батарей, які з'єднані між собою у «трикутник».

Для здійснення симетрування в даний час широко використовуються пристрої для компенсації реактивної потужності [18].

Найбільш ефективним варіантом являється використання СТАТКОМ для одночасної КРП і симетрування навантаження.

За величиною характеристик симетрування поділяють на повне і часткове, які відрізняються величиною компенсація струмів зворотної і нульової послідовностей, що зумовлені НСН.

Для здійснення оптимального симетрування необхідно вдосконалювати алгоритми та методики розподілу споживачів для яких оптимальним буде внутрішнє, або зовнішнє, повне чи часткове при цьому чи можлива реалізація симетрування наявними засобами КРП при збільшені в них секцій батарей та розширення можливостей для системи керування установками.

Для системи електропостачання вибираються наступні параметри:

1. Баланс реактивної потужності, задається значення вхідної реактивної потужності, який вибирається таким чином щоб відповідати значенню оптимального потоку розподілу РП в СЕП, або у вигляді можливого діапазону значень зміни сумарної потужності батарей статичних конденсаторів, що в свою чергу відповідає усім параметрам по обмеженню, які встановлює електропостачальна компанія.

2. При частковому симетруванні:

$$|\underline{N}_n + N_n| \leq N_{\text{доп}} = \frac{K_{2U} \cdot S_k}{1 \pm \delta U_y}, \quad (2.5)$$

де $\underline{N}_n$; N_n – відповідні пульсуючі потужності;

$N_{\text{доп}}$, S_k – допустимі пульсуючі величини;

K_{2U} , δU_y – величина коефіцієнта несиметрії і відхилень напруги які являються допустимими для даної електромережі.

2.3 Загальний аналіз пристроїв СТАТКОМ

Технології в області систем передачі електроенергії розвиваються в напрямку підвищення їх керованості, динамічної стійкості і надійності. При цьому повинна забезпечуватися висока якість електропостачання споживачів. Одним із способів досягнення цих цілей є застосування технології керованих ліній електропередачі змінного струму (FACTS) [4]. Таким апаратом являється СТАТКОМ.

Статичний синхронний компенсатор (СТАТКОМ) або static synchronous compensator (STATCOM) - це пристрій на базі статичного перетворювача, що працює в якості статичного компенсатора реактивної потужності, чий ємнісний або індуктивний вихідний струм може змінюватися незалежно від напруги мережі [15].

СТАТКОМ являє собою статичне джерело напруги промислової частоти з регульованою амплітудою і забезпечує як видачу, так і споживання реактивної потужності. Управління реактивної потужності здійснюється за допомогою створення заданого рівня напруги перетворювачем. Підтримка напруги на конденсаторній батареї СТАТОМ можлива за допомогою створення напруги перетворювача, яка відстає або випереджає по фазі напругу мережі [15].

За своїми функціональними властивостями СТАТКОМ паралельного включення є аналогом синхронного компенсатора. СТАТКОМ може забезпечити:

- поліпшення пропускної здатності електричної мережі;
- підтримку напруги на необхідному рівні, для стабільного функціонування енергосистеми в нормальних і критичних режимах;
- симетрування напруг і навантаження;

Застосування пристроїв СТАТКОМ дозволяє комплексно підвищити якість електроенергії в системах електропостачання. Пристрій здатний конкурувати з традиційними статичними компенсаторами побудованими на базі конденсаторів, реакторів або тиристорів як за ціною, так і за технічними характеристиками [20].

Застосування СТАТКОМ дозволяє в загальних умовах:

- відмовитися від установки додаткових конденсаторних батарей;
- забезпечити задовільну якість електроенергії та зменшити приєднану конденсаторну потужність до шин змінного струму і знизити зростання напруги в перехідних процесах;
- уникнути впливу на мережу змінного струму за рахунок відсутності комутацій конденсаторних батарей;
- зменшити площі, необхідні для додаткових джерел реактивної потужності.

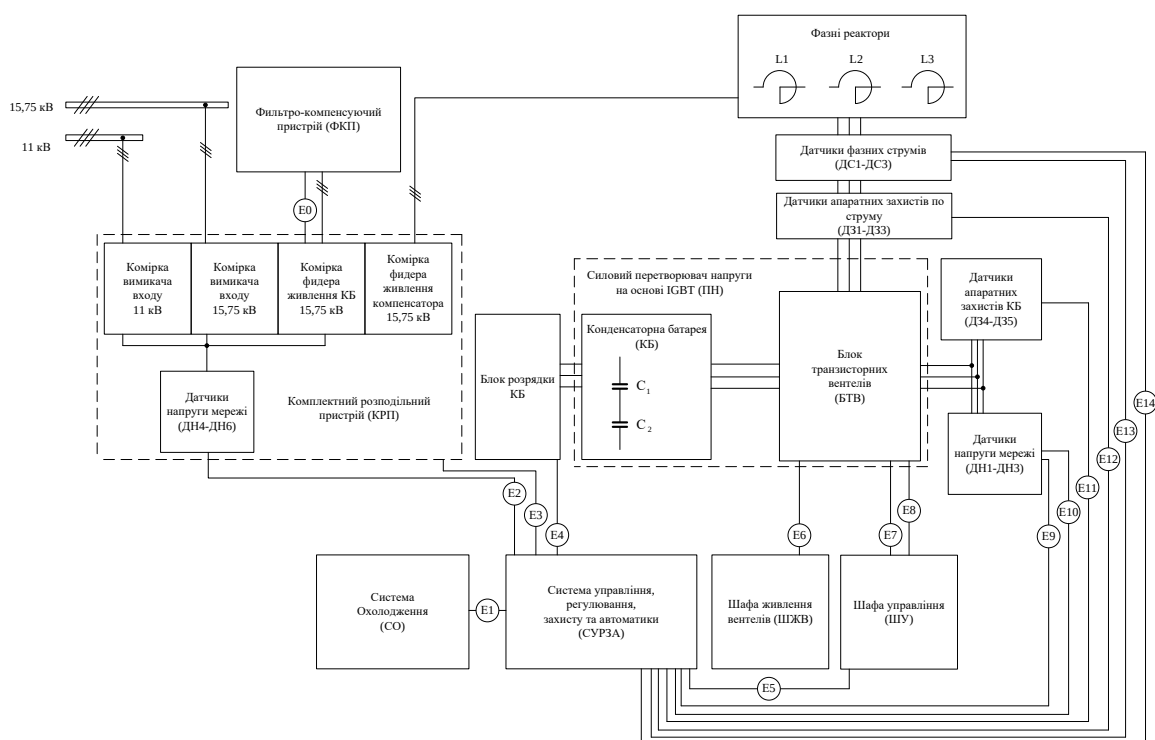


Рисунок 2.2 – Структурна схема СТАТКОМ

СТАТКОМ складається з наступних основних вузлів (рисунок 2.2):

- комплектний розподільний пристрій і комутаційна апаратура;
- силовий перетворювач напруги на основі IGBT (ПН);
- фазні реактори (L1, L2, L3);
- конденсаторна батарея (КБ) постійного струму;

- шафа системи управління, регулювання, захисту і автоматики (СУРЗА);
- шафа управління і контролю високовольтних вентилів (ШУ);
- шафа живлення вентиляційної частини (ШЖВ);
- фільтро-компенсуючий пристрій (ФКУ);
- система первинних вимірювань струмів і напруг;
- система охолодження (СО);
- датчики апаратних захистів.

Алгоритми управління СТАТКОМ визначають його найважливіші характеристики: втрати електроенергії в енергосистемі, допустимий рівень вищих гармонік, час реакції СТАТКОМ на збурення в енергосистемі [5,20].

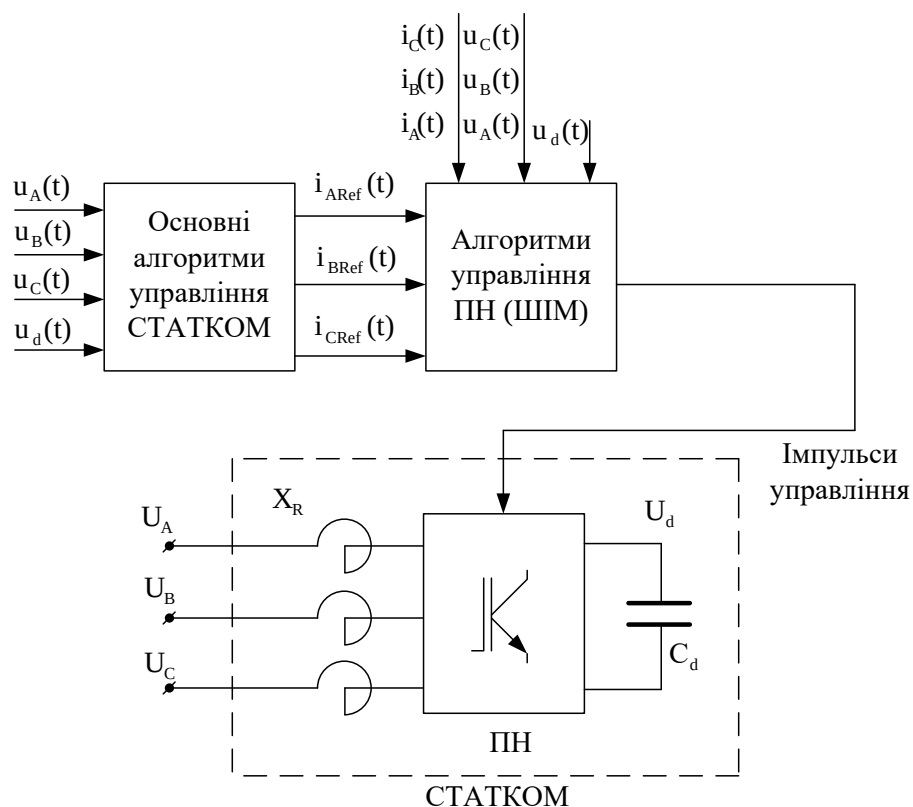


Рисунок 2.3 – Загальна схема системи управління СТАТКОМ

Узагальнена структурна схема управління СТАТКОМ зображена на рисунку 2.3. В більшості сучасних апаратів перетворювач використовується як джерело напруги прямої послідовності. Алгоритми управління компенсатором умовно поділенні на два блока: основні алгоритми управління компенсатором та алгоритми широтно-імпульсної модуляції [2].

Основні алгоритми управління СТАТКОМ відповідають за обчислення параметрів напруги мережі, синхронізацію внутрішніх змінних системи управління з напругою мережі, і обчислення значень фазних струмів СТАТКОМ керуючись завданнями контролю рівня напруги мережі, симетрування напруги, контролю напруги з боку постійного струму перетворювача напруги [1]. Під установкою струму мається на увазі миттєве значення очікуваного струму.

Алгоритми ШІМ призначені для управління ключами ПН з метою формування фазних струмів в реакторах СТАТКОМ, рівних установкам фазних струмів, розрахованих основними алгоритмами управління СТАТКОМ. Реальний фазний струм повинен бути рівний установленому, як в сталих, так і в перехідних режимах мережі.

При розрахунках трифазних ланцюгів можна застосувати метод симетричних складових. У ньому напруга мережі представляється джерелами прямої (ПП), зворотної (ЗП) і нульової послідовності (НП), включених разом. Згідно з принципом накладення симетричних складових результат представляється як накладення трьох симетричних режимів. Напруги фаз мережі в комплексному вигляді рівні:

$$\begin{cases} \dot{U}_A = \dot{U}_0 + \dot{U}_1 + \dot{U}_2, \\ \dot{U}_B = \dot{U}_0 + \dot{U}_1 \cdot a^2 + \dot{U}_2 \cdot a, \\ \dot{U}_C = \dot{U}_0 + \dot{U}_1 \cdot a + \dot{U}_2 \cdot a^2. \end{cases} \quad (2.6)$$

В роботі розглядаються трипровідні мережі, тому нульова послідовність не враховується $\dot{U}_0 = 0$.

Струм фаз так само можна в загальному випадку представити у вигляді суми прямої і зворотної послідовності:

$$\begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_1 + \dot{I}_2, \\ \dot{I}_B = \dot{I}_1 \cdot a^2 + \dot{I}_2 \cdot a, \\ \dot{I}_C = \dot{I}_1 \cdot a + \dot{I}_2 \cdot a^2. \end{cases} \quad (2.7)$$

Струм прямої та зворотної послідовності:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = I_1 \cdot e^{j\gamma}, \\ \dot{I}_2 = I_2 \cdot e^{j\varphi}. \end{cases} \quad (2.8)$$

де $\gamma = \frac{2\pi}{3}$ рад.

Повна потужність фази:

$$\dot{S}_\Phi = \dot{U}_\Phi \cdot \ddot{I}_\Phi, \quad \dot{S}_\Phi = P_\Phi + j \cdot Q_\Phi. \quad (2.9)$$

де $\ddot{I}_\Phi$ - комплексно спряжене до струму фази $\dot{I}_\Phi$,

P_Φ , Q_Φ - активна та реактивна потужність фази відповідно.

Підставивши вирази для фазних струмів і напруг (2.6) і (2.7) в рівняння (2.9) і виділивши реальну і уявну частини з отриманого рівняння отримати вирази для АП та РП фаз:

$$\begin{cases} P_A = \frac{U_1 I_1}{2} \cos(\gamma) + \frac{U_2 I_2}{2} \cos(\varphi - \beta) + \frac{U_1 I_2}{2} \cos(\varphi) + \frac{U_2 I_1}{2} \cos(\gamma - \beta), \\ P_B = \frac{U_1 I_1}{2} \cos(\gamma) + \frac{U_2 I_2}{2} \cos(\varphi - \beta) + \frac{U_1 I_2}{2} \cos(\varphi + \frac{4\pi}{3}) + \frac{U_2 I_1}{2} \cos(\gamma - \beta - \frac{4\pi}{3}), \\ P_C = \frac{U_1 I_1}{2} \cos(\gamma) + \frac{U_2 I_2}{2} \cos(\varphi - \beta) + \frac{U_1 I_2}{2} \cos(\varphi - \frac{4\pi}{3}) + \frac{U_2 I_1}{2} \cos(\gamma - \beta + \frac{4\pi}{3}). \end{cases} \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} Q_A = \frac{U_1 I_1}{2} \sin(\gamma) + \frac{U_2 I_2}{2} \sin(\varphi - \beta) + \frac{U_1 I_2}{2} \sin(\varphi) + \frac{U_2 I_1}{2} \sin(\gamma - \beta), \\ Q_B = \frac{U_1 I_1}{2} \sin(\gamma) + \frac{U_2 I_2}{2} \sin(\varphi - \beta) + \frac{U_1 I_2}{2} \sin(\varphi + \frac{4\pi}{3}) + \frac{U_2 I_1}{2} \sin(\gamma - \beta - \frac{4\pi}{3}), \\ Q_C = \frac{U_1 I_1}{2} \sin(\gamma) + \frac{U_2 I_2}{2} \sin(\varphi - \beta) + \frac{U_1 I_2}{2} \sin(\varphi - \frac{4\pi}{3}) + \frac{U_2 I_1}{2} \sin(\gamma - \beta + \frac{4\pi}{3}). \end{cases} \quad (2.11)$$

Активна і реактивна потужності трифазної системи можуть бути обчислені скалярними сумами відповідних потужностей по фазах:

$$\begin{cases} P = P_A + P_B + P_C = \frac{a U_1 I_1}{2} \cos(\gamma) + \frac{a U_2 I_2}{2} \cos(\varphi - \beta), \\ Q = Q_A + Q_B + Q_C = \frac{a U_1 I_1}{2} \sin(\gamma) + \frac{a U_2 I_2}{2} \sin(\varphi - \beta). \end{cases} \quad (2.12)$$

Повна потужність трифазної системи дорівнює [2]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (2.13)$$

Відповідно виразам (2.6) і (2.7) можна зробити висновок, що регулювання АП і РП може здійснюватися за допомогою ортогональних векторів фазного струму, окремо один від одного. Рівняння включаються в себе як потужність по ПП, а так само потужність по ЗП. Регулювання АП і РП СТАТКОМ проводиться по ПП. Формула 1.9 визначає модуль реактивної складової фазного струму ПП:

$$I_q = \frac{2Q}{3U_1} . \quad (2.14)$$

Вектор реактивної складової фазного струму ПП ортогональний вектору ПП напруги в точці включення. Модуль активної складової фазного струму ПП рівен:

$$I_p = \frac{2P}{3U_1} . \quad (2.15)$$

Вектор активної складової фазного струму ПП збігається по фазі з вектором ПП напруги електромережі в точці включення (рисунок 24) [7].

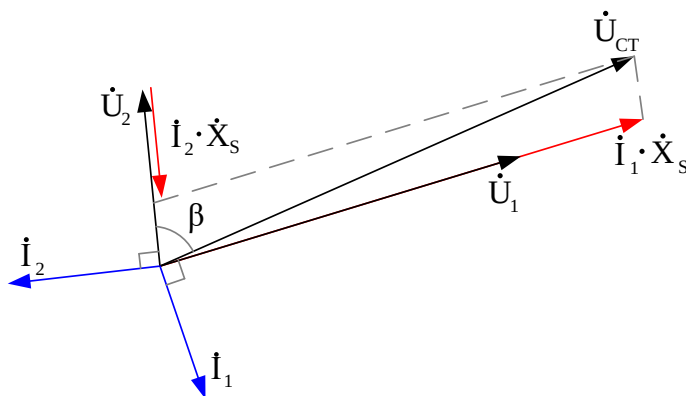


Рисунок 2.4 – Векторна діаграма роботи СТАТКОМ

Рівні АП і РП в системі управління задаються за допомогою алгоритмів регулювання рівня напруги електромережі і напруги з боку постійного струму перетворювача.

Призначення симетрування напруги мережі полягає в зниженні амплітуди ЗП напруги електромережі в точці включення СТАТКОМ.

Дане завдання може вирішуватися за рахунок споживання РП по ЗП напруги.

У загальному випадку в напрузі мережі $\dot{U}_{CT}$ присутня ПП напруги $\dot{U}_1$ і ЗП напруги $\dot{U}_2$, як показано на векторній діаграмі для однієї із фаз. Нехай рівень напруги в мережі знижений. Тоді, СТАТКОМ вирішує два завдання. З одного боку перед ним стоїть завдання підтримки рівня напруги в точці підключення, з цією метою він генерує в мережу РП по ПП із струмом $\dot{I}_1$.

З іншого боку СТАТКОМ має зменшити амплітуду ЗП електромережі в точці включення за рахунок споживання РП по ЗП з струмом $\dot{I}_2$.

В інших фазах аналогічним чином відбувається підтримка рівня ПП напруги і зменшення ЗП напруги електромережі струмами ПП і ЗП СТАТКОМ.

Структурна блок-схема основних алгоритмів управління СТАТКОМ зображена на рисунку 2.4.

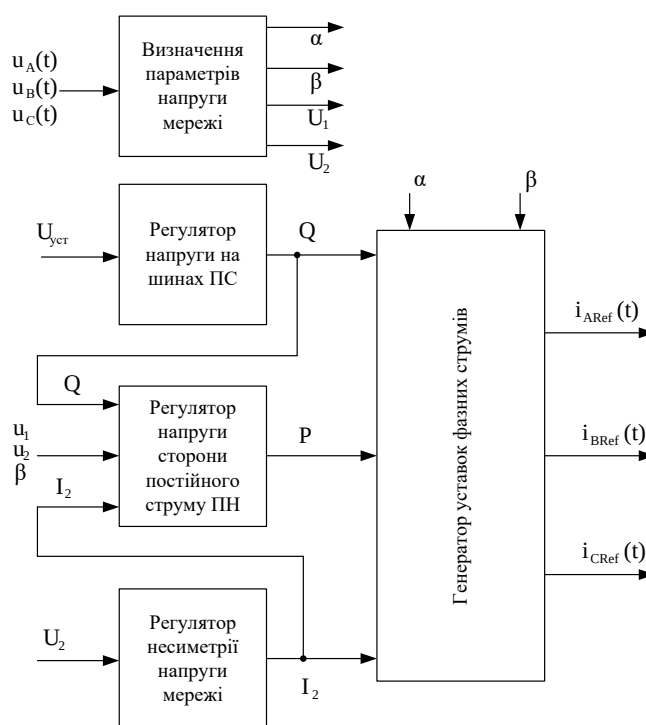


Рисунок 2.4 – Блок-схема основних алгоритмів СТАТКОМ

Система управління складається з п'яти основних функціональних блоків:

- пристрій для визначення параметрів напруги мережі;
- пристрій регулювання напруги електромережі на шинах ПС;
- пристрій регулювання несиметричної напруги мережі;
- пристрій регулювання напруги з боку струму перетворювача U_d ;
- генератор миттєвих значень очікуваного струму.

Пристрій для визначення параметрів напруги мережі визначає значення амплітуд ПП (U_{m1}) і ЗП (U_{m2}) напруги і фази ПП (α) і ЗП (β) напруги відносно ідеального вектора. Структурна схема блоку зображена на рисунку 2.6.

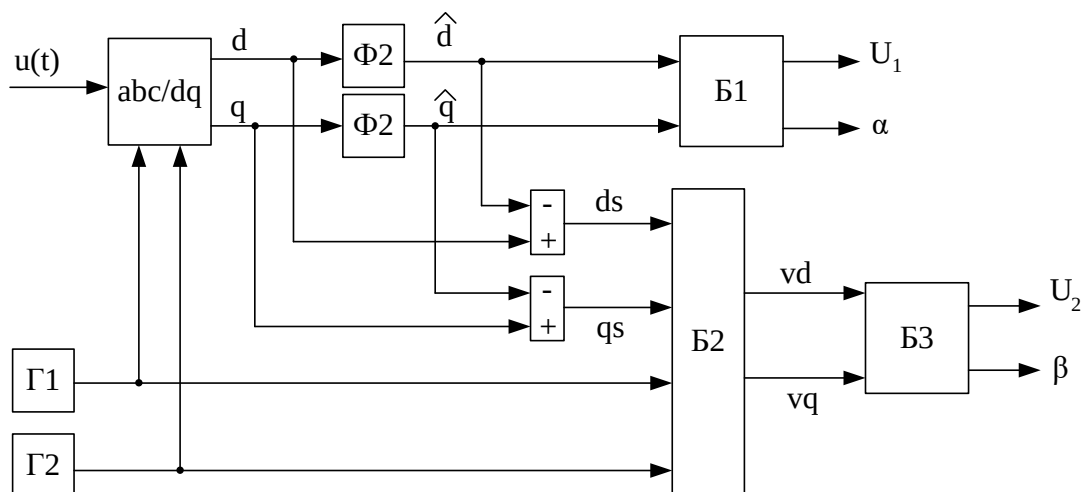


Рисунок 2.6 – Структурна схема обчислювача параметрів напруги мережі

На вхід надходять поточні значення напруг фаз електромережі. Блоки Г1 і Г2 виконують функцію генерації одиночних синусоїд і косинусоїд прямої послідовності (приймаються як еталон), які в подальшому застосовуються в abc\dq перетворенні фазної напруги.

Б1 використовується для обчислення амплітуди і фази ПП напруги за середнім значенням d і q . Б2 використовується для задавання проекції вектора ЗП на еталонні вектора синуса і косинуса. Б3 використовується для обчислення значення амплітуди і фази ЗП напруги.

Зміна потенціалів X , Y , Z на періоді комутації для 3-х рівневої схеми перетворювача напруги (рисунок 2.7).

На такті виключення: в фазах, де формується позитивна півхвиля напруги, виходи ПН підключаються до середньої точки КБ; в фазах, де формується негативна півхвиля напруги, виходи ПН підключаються до негативного полюса.

Таким чином, збільшення фазної напруги на виході ПН мають на такті однаковий знак.

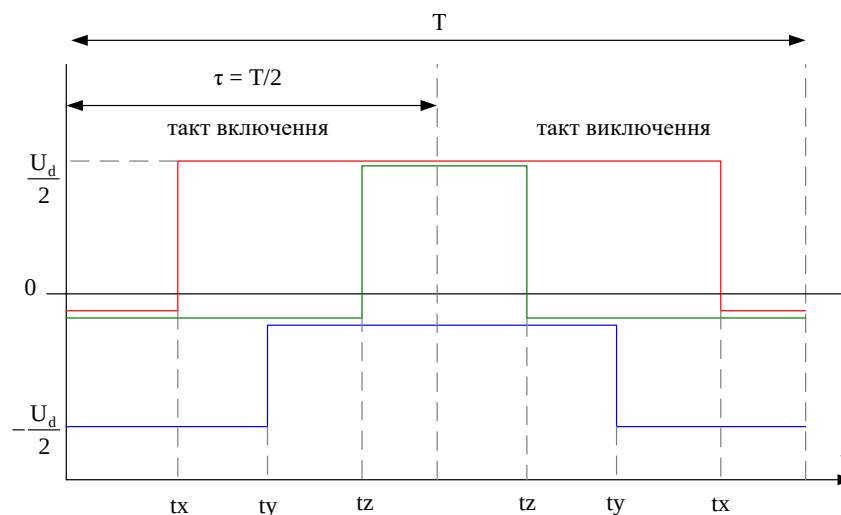


Рисунок 2.7 – Зміна потенціалів X, Y, Z на періоді комутації

2.4 Висновки по розділу 2

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи бу проведений аналіз стану якості електричної енергії на Жмеринському маслозаводі та в ході дослідження було встановлено:

1. Несиметрія напруги на підприємствах харчової промисловості є серйозною проблемою, що виникає через специфіку використовуваного обладнання. Нерівномірний розподіл навантаження між фазами в трифазній електромережі часто зумовлений переважанням однофазних споживачів або роботою двигунів із неоднорідним навантаженням. Таке обладнання створює значний негативний вплив на стабільність енергосистеми, що може призводити до перегріву пристроїв, скорочення їх терміну служби та зниження ефективності виробничих процесів.

2. Використання СТАТКОМ для зменшення несиметрії напруги є сучасним та ефективним підходом, який дозволяє забезпечити стабільність роботи СЕП, підвищити енергоефективність та продовжити термін служби обладнання. Особливо це актуально для мереж з високими вимогами до якості електроенергії.

3. Для оптимальної роботи СТАКОМ при зменшені несиметрії напруги необхідно налаштувати систему управління пристроєм таким чином, щоб робота пристрою забезпечувала нормовані значення якості електроенергії при мінімальному споживанні потужності самого пристрою, що веде до підвищення значення ККД.

З МОДЕЛЮВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ СТАТКОМ НА ПІДПРИЄМСТВІ ДЛЯ ДОСЯГНЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Як було показано раніше у роботі, СЕП Жмеринського маслозаводу характеризується наявністю великої кількості потужних однофазних споживачів та різного типу двигунів з неоднорідним навантаженням, робота яких негативно впливає на якість електричної енергії та призводить до виникнення несиметрії напруги яка перевищує нормоване значення.

Дане негативне явище призводить до погіршення роботи усієї системи електропостачання знижуючи ефективність роботи та термін служби обладнання, а також може призвести до аварійної ситуації, яка може стати причиною матеріальних збитків. Тому усунення даного негативного явища, та покращення якості електричної енергії в СЕП Жмеринського маслозаводу є актуальною задачею.

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи буде проведено дослідження в ході, якого буде змодельовано використання пристрою СТАТКОМ в СЕП Жмеринського маслозаводу для підвищення якості електричної енергії шляхом зменшення наявної несиметрії напруги до нормованих значень.

3.1 Аналіз використання пристроїв СТАТКОМ для підвищення якості електроенергії

Пристрої динамічної КРП на базі статичних тиристорних компенсаторів забезпечують одночасну оптимізацію декількох параметрів якості електроенергії таких як відхилення, коливання та несиметрія напруги.

Статичний синхронний компенсатор (СТАТКОМ) або static synchronous compensator (STATCOM) - це пристрій на базі статичного перетворювача, що працює в якості статичного компенсатора реактивної потужності, чий ємнісний або індуктивний вихідний струм може змінюватися незалежно від змінної напруги мережі [2].

СТАТКОМ може застосовуватися для вирішення наступних завдань:

- стабілізація і регулювання напруги;
- компенсація реактивної потужності;
- симетрування навантаження, шляхом споживання активної потужності з однієї фази і видачі її в іншу;
- демпфірування коливань в енергосистемі, оскільки статки володіє високою швидкодією;
- активна фільтрація напруги, що пояснюється можливістю формування не тільки напруги гармонійної форми, а й полігармонічні, необхідної для компенсації відповідних паразитних гармонік в мережі;
- згладжування графіків навантажень, при наявності накопичувача енергії великої місткості на стороні випрямленої напруги.

Пристрій СТАТКОМ в загальному випадку містить:

- 1) статичний перетворювач, здатний працювати в різних режимах споживання і генерації активної і реактивної потужності і зазвичай розташовується в закритому приміщенні;
- 2) узгоджувальний трансформатор для підключення до шин високого напруги;
- 3) ланка постійного струму (випрямленої напруги), що забезпечує стабільність струму (напруги) для реалізації модуляції синусоїдальних струмів (напруг);
- 4) пасивні фільтри, для забезпечення синусоїдальності фазних струмів.

Існують різні схеми реалізації СТАТКОМ. Один з можливих варіантів СТАТКОМ з перетворювачем напруги представлений на рисунку 3.1 [2].

Для визначення функціональних можливостей СТАТКОМ необхідно проаналізувати принцип його роботи. Для аналізу складемо схему заміщення і запишемо рівняння для розрахунку потужності СТАТКОМ. При розгляді принципової схеми варто відзначити наступне:

- статичний перетворювач, за умови стабільності напруги на конденсаторних батареях C_4 і C_5 , формує напругу близьку до гармонійної в досить широкому спектрі частот (практично до частоти комутації вентилів) і може бути заміщено джерелом ЕРС U_{St} за умови нехтування втратами;

- фільтр дозволяє знизити коефіцієнт спотворення синусоїдальності струму трансформатора. Зазвичай фільтр розташовується між реактором і трансформатором, при цьому струми вищих гармонік не протікають через обмотки трансформатора. Однак при ускладненні електромагнітної частини він може бути винесений або на бік високої напруги трансформатора (вищі гармоніки протікають по всьому обмоткам трансформатора), або включений в додаткову обмотку трансформатора (струми вищих гармонік не протікають по обмотці високої напруги трансформатора). На частоті струму мережі фільтри мають ємнісний характер, причому їх параметри такі, що вони не роблять істотного впливу на його характеристики з точки зору опису процесів, що протікають в СТАТКОМ;

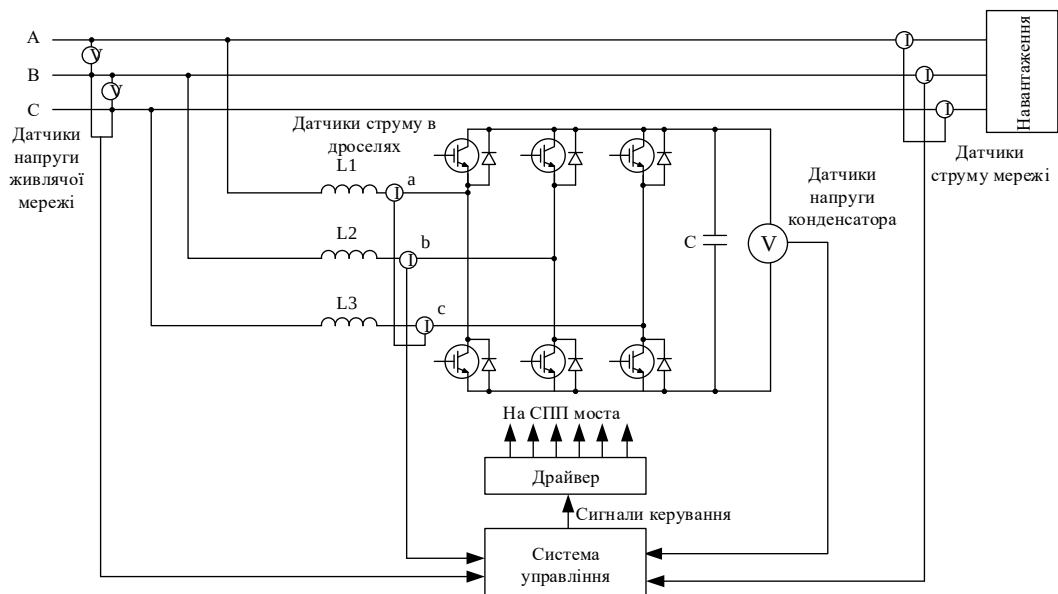


Рисунок 3.1 – Структурна схема симетрувальної установки на базі СТАТКОМ

- реактор і трансформатор без урахування втрат і за умови приведення до одного рівня напруги можуть бути представлені загальним індуктивним опором X_L - опором зв'язку між шинами підстанції та статичним перетворювачем.

Таким чином, схема заміщення СТАТКОМ аналогічна схемі заміщення синхронної електричної машини рисунок 3.2.

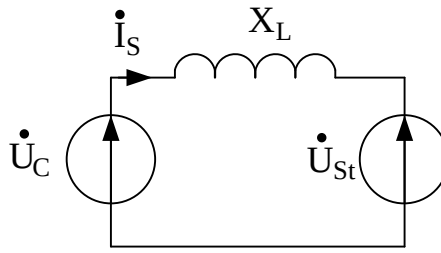


Рисунок 3.2 – Схема заміщення СТАТКОМ

Повна потужність пристрою визначається за виразом:

$$S = \frac{U_C U_{St}}{X_L} \sin(\alpha) - j \left(\frac{U_C U_{St}}{X_L} \cos(\alpha) - \frac{U_C^2}{X_L} \right) = P - jQ. \quad (3.1)$$

де U_C , U_{St} - лінійні напруги мережі і перетворювача, відповідно;

α – фазовий кут між напругою статичного перетворювача і напругою на ПС;

P , Q – активна та реактивна складові потужності.

У несиметричних режимах трифазні врівноважені навантаження характеризують комплексними повною потужністю та умовною потужністю зворотної послідовності, відповідно:

$$S = P + jQ = 3\dot{U}_1 \dot{I}_1 + 3\dot{U}_2 \dot{I}_2; \quad (3.2)$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = 3\dot{U}_1 \dot{I}_2 + 3\dot{U}_2 \dot{I}_1; \quad (3.3)$$

де $\dot{U}_1$, $\dot{U}_2$, $\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$ - комплексні напруги та струми, пряої та зворотної послідовностей;

Трифазну систему із несиметричним навантаженням можна характеризувати миттєвими активною та реактивною потужностями, записаними із застосуванням ортогональної системи координат [8]:

$$p(t) = 1,5(u_\alpha(t)i_\alpha(t) + u_\beta(t)i_\beta(t)); \quad (3.4)$$

$$q(t) = 1,5(u_\alpha(t)i_\beta(t) - u_\beta(t)i_\alpha(t)); \quad (3.5)$$

де u_α , u_β , i_α , i_β - ортогональні складові напруги та струму в системі координат Кларка:

$$u_{\alpha}(t) = \frac{1}{3}(u_{AB}(t) - u_{CA}(t)); \quad (3.6)$$

$$u_{\beta}(t) = \frac{1}{3}u_{BC}(t); \quad (3.7)$$

$$i_{\alpha}(t) = \frac{1}{3}i_A(t); \quad (3.8)$$

$$i_{\beta}(t) = \frac{1}{3}(i_B(t) - i_C(t)); \quad (3.9)$$

Несиметричність трифазного навантаження доцільно характеризувати дійсною та уявною складовими миттєвої умовної потужності зворотної послідовності:

$$p(t) = 1,5(u_{\alpha}(t)i_{\alpha}(t) - u_{\beta}(t)i_{\beta}(t)); \quad (3.10)$$

$$q(t) = 1,5(u_{\alpha}'(t)i_{\alpha}(t) - u_{\beta}'(t)i_{\beta}(t)). \quad (3.11)$$

Для отримання інформації про активну та реактивну потужності, дійсну та уявну складові умовної потужності зворотної послідовності в [8] застосовано підхід, що оснований на використанні інтегрування ортогональних миттєвих потужностей на ковзному інтервалі часу тривалістю півперіоду ($T/2$):

$$P(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-\frac{T}{2}}^t p(t)dt; \quad (3.12)$$

$$Q(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-\frac{T}{2}}^t q(t)dt; \quad (3.13)$$

$$P_2(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-\frac{T}{2}}^t p_2(t)dt; \quad (3.14)$$

$$Q_2(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-\frac{T}{2}}^t q_2(t)dt. \quad (3.15)$$

де T – період напруги живлення.

3.2 Розробка цифрової моделі СТАТКОМ в MATLAB Simulink

Для дослідження основних режимів роботи компенсатора була побудована модель СТАТКОМ в середовищі MATLAB [19] рисунок 3.3 . Дана модель містить: трифазну мережу, трифазний трансформатор, трифазний діодний випрямляч, навантаження, активний фільтр струму і стабілізатор трифазної напруги (СТН).

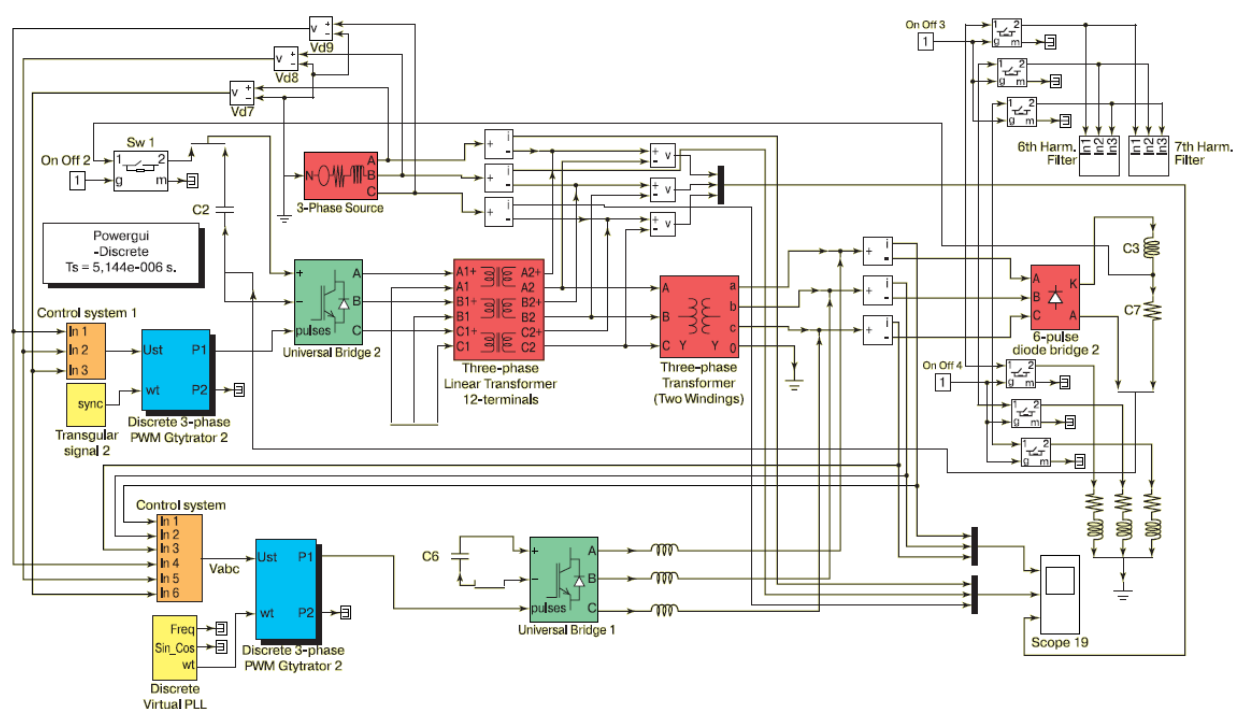


Рисунок 3.3 - Модель трансформаторної підстанції СТАТКОМ в середовищі
MATLAB

Сигнал управління компенсатором формує система управління, структурна схема якої зображена на рисунку 3.4. Визначення сигналу управління в цій системі здійснюється обчислювачем-оцінювачем (ОО). Це найбільш відповідальний елемент у схемі, оскільки від нього залежить експлуатаційна надійність системи управління та точність симетрування. Тому звернемо особливу увагу на побудову обчислювачем-оцінювачем сигналу управління компенсатором [19].

Позначення на рисунку 3.4: ВО - обчислювач-оцінювач спотворень; К – компаратор; Г – генератор сигналу трикутникової форми.

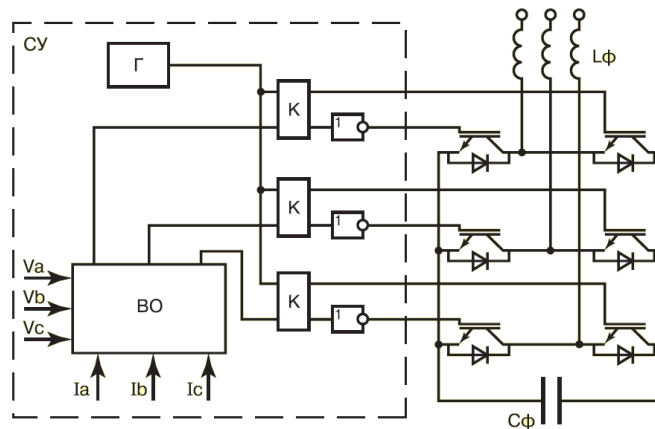


Рисунок 3.4 – Структурна схема системи управління компенсатором

На рисунку 3.5 представлена модель обчислювача-оцінювача, побудована в середовищі MATLAB. Виміряні миттєві значення фазних напруг мережі і струмів навантаження подаються на входні затиски системи управління V1, V2, V3, I1, I2, I3, відповідно. У блоках «Vabc to Vdq» і «Iabc to Idq» відбувається перетворення цих струмів і напруг, представлених в координатах a, b, c, до струмів і напруг, представлених в координатах d, q, 0, по формулі (3.16). Потім, використовуючи отримані значення струмів навантаження і напруги мережі, проводиться розрахунок значень активної і реактивної потужності в координатах d, q, 0.

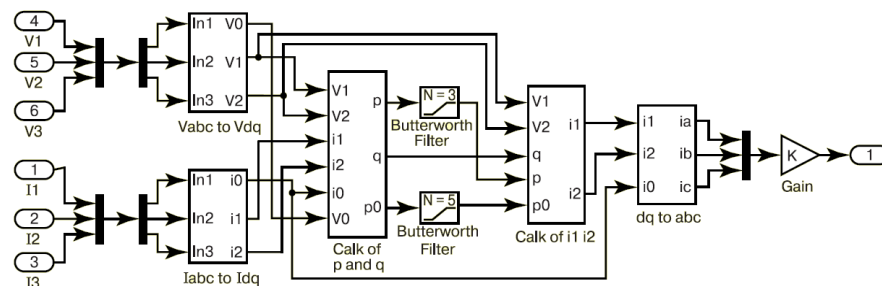


Рисунок 3.5 - Блок обчислювача-оцінювача в середовищі MATLAB

$$\begin{bmatrix} f_0 \\ f_d \\ f_q \end{bmatrix} = \sqrt{2/3} \begin{pmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/\sqrt{2} & -1/\sqrt{2} \\ 0 & 3/\sqrt{2} & -\sqrt{3}/2 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix}. \quad (3.16)$$

Тут функції f є спільними як для перетворень струмів і напруг.

Аналітичні вирази в синхронній системі координат представлені виразами (3.16) і (3.17).

$$U_0^d(t) = U^d(t) + R_{Ls} \cdot i_0^d(t) - \omega L_s i_0^q(t) + L_s \frac{d}{dt} i_0^d(t); \quad (3.17)$$

$$U_0^q(t) = U^q(t) + R_{Ls} \cdot i_0^q(t) + \omega L_s i_0^d(t) + L_s \frac{d}{dt} i_0^q(t). \quad (3.18)$$

де R_{Ls} - активний опір фазного ректора.

Аналітичний вираз, що дозволяє побудувати систему управління, що забезпечує симетрування струмів мережі, представлене виразами (3.16) і (3.17) в синхронній системі координат, перетворимо до дискретного виду (3.18) (3.19).

$$U_0^d(k+1) = U^d(k) + R_{Ls} \cdot i_0^d(k) - \omega L_s i_0^q(k) + Kp(i^{d*}(k) - i_0^d(k)) + \Delta U_{Id}(k); \quad (3.19)$$

$$U_0^q(k+1) = U^q(k) + R_{Ls} \cdot i_0^q(k) + \omega L_s i_0^d(k) + Kp(i^{q*}(k) - i_0^q(k)) + \Delta U_{Iq}(k); \quad (3.20)$$

$$\Delta U_{Id}(k) = Ki(i^{d*}(k-1) - i_0^d(k-1)) + \Delta U_{Id}(k-1); \quad (3.21)$$

$$\Delta U_{Iq}(k) = Ki(i^{q*}(k-1) - i_0^q(k-1)) + \Delta U_{Iq}(k-1). \quad (3.22)$$

Отримані рівняння враховують дискретність системи і одиничну затримку поширення сигналу. Пропорційно-інтегральні регулювальні дискретні ланки забезпечують стійкість системи.

На рисунку 3.6 показана модель представлених перетворень в блоці «Vabc to Vdq» і в блоці «Iabc to Idq», побудованих в середовищі MATLAB.

Обчислення миттєвих величин активної і реактивної потужностей здійснюються за формулами (3.23), (3.24), (3.25), (3.26).

Миттєве значення потужності нульової послідовності:

$$P_0 = v_0 \cdot i_0; \quad (3.23)$$

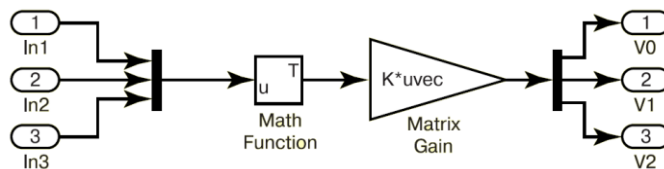


Рисунок 3.6 - Блок прямого перетворення координат a, b, c в координати d, q, 0

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} v_d & v_q \\ -v_q & v_d \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}; \quad (3.24)$$

Миттєве значення активної потужності:

$$p = v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q; \quad (3.25)$$

Миттєве значення реактивної потужності:

$$p = v_d \cdot i_q + v_q \cdot i_d; \quad (3.26)$$

Моделі цих обчислень в середовищі MATLAB представлені на рисунку 3.7.

В операції способу також входить визначення через миттєві значення потужностей сигналів управління в координатах d, q, 0 за формулою (3.27).

$$\begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_d^2 - v_q^2} \begin{pmatrix} v_d & v_q \\ -v_q & v_d \end{pmatrix} \begin{bmatrix} p - p_0 \\ q \end{bmatrix}. \quad (3.27)$$

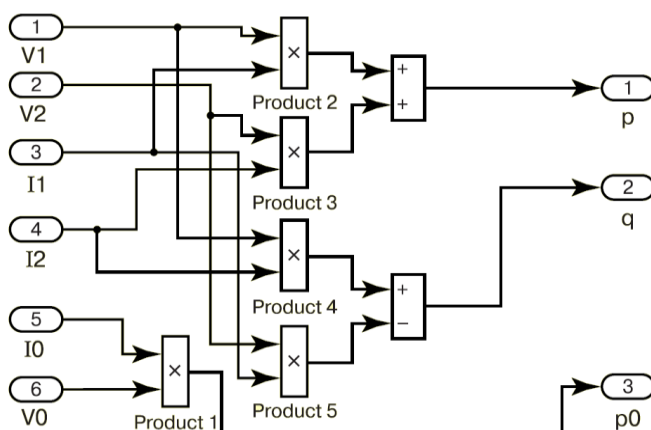


Рисунок 3.7 - Блок «Calc of p and q» для обчислення миттєвих значень активної і реактивної потужності

Отримані сигнали надходять на блок зворотних перетворень координат «Calc of i1 i2», який представлений на рисунку 3.8.

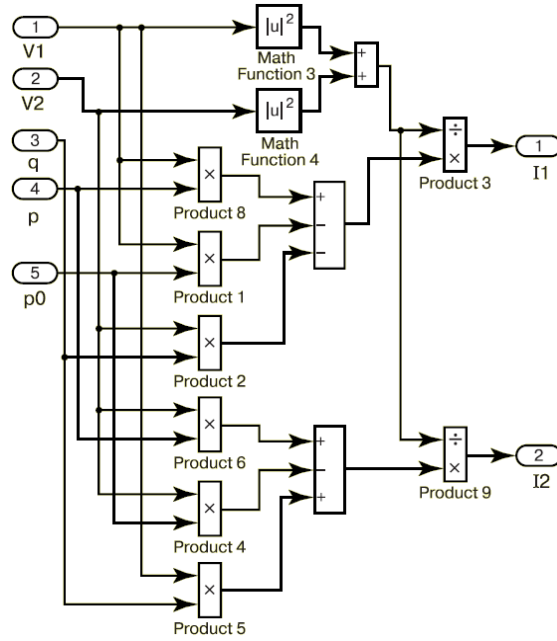


Рисунок 3.8 - Блок «Calc of i1 i2» для обчислення сигналів управління в координатах d, q, 0

Перетворення отриманих сигналів в системі координат d, q, 0 в систему координат a, b, c здійснюються за формулою (3.28) в блоці «dq to abc», який представлений на рисунку 3.9.

$$\begin{bmatrix} i_a^* \\ i_b^* \\ i_c^* \end{bmatrix} = \sqrt{2/3} \begin{pmatrix} 1/\sqrt{2} & 1 & 0 \\ 1/\sqrt{2} & -1/\sqrt{2} & \sqrt{3}/2 \\ 1/\sqrt{2} & -1/\sqrt{2} & -\sqrt{3}/2 \end{pmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_0^* \\ i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix}. \quad (3.28)$$

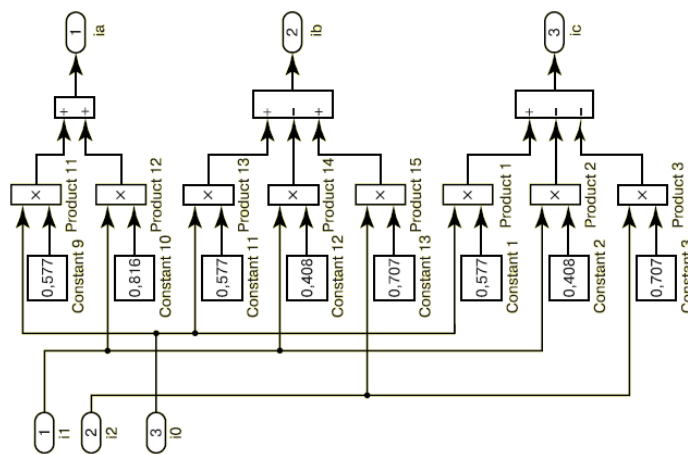


Рисунок 3.9 - Блок «dq to abc» для зворотного перетворення координат d, q, 0 в координати a, b, c

На виході цього блоку отримуємо сигнали управління компенсатором, що враховують спотворення форми струмів навантаження, фазу струмів навантаження щодо напруг мережі і несиметрію трифазних струмів навантаження.

Запропонований принцип побудови системи управління компенсатором полягає у визначенні сигналу управління, що є різницею миттєвого значення спотвореного струму навантаження і синусоїдальної опорної напруги, в якості якої використовується перша гармоніка напруги мережі з амплітудою, що дорівнює амплітуді першої гармоніки струму навантаження [20].

На рисунку 3.10 представлена модель системи управління, побудована за запропонованим принципом в середовищі MATLAB.

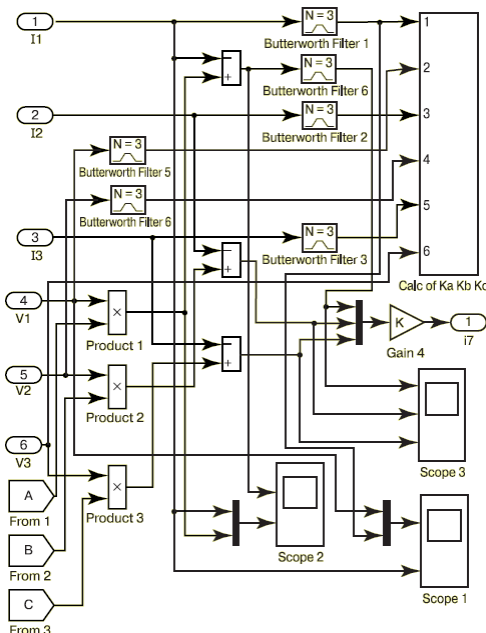


Рисунок 3.10 - Модель системи управління компенсатором побудована за запропонованим принципом в середовищі MATLAB

Сигнал управління визначається в такий спосіб. Вимірюються миттєві значення струму навантаження і напруги мережі. Потім фільтрами з вимірних сигналів струму навантаження виділяються перші гармоніки. Після цього обчислюються діючі значення цих гармонік, використовуваних для отримання масштабуючих коефіцієнтів. Вони є сигналами корекції амплітуди опорної напруги. Після цього для кожної фази знаходиться різницевий сигнал між відповідною

опорною напругою і струмом навантаження, який є миттєвим значенням сигналу управління що подається на блок ШІМ управління інвертором компенсатора. Для того, щоб компенсаторо володів симетрувальною властивістю трифазних струмів мережі, обчислюється середнє арифметичне діючих значень перших гармонік струму навантаження, якими балансуються масштабуючі коефіцієнти фазних сигналів зворотних зв'язків компенсатора.

На вхідні затискачі системи управління V1, V2, V3, I1, I2, I3, відповідно, подаються миттєві значення фазних напруг мережі і струмів навантаження. Сигнали струму навантаження і напруги мережі для кожної фази пропускаються через фільтри першої гармоніки, після чого надходять на блок «Calc of Ka Kb Kc», показаний на рисунку 3.11. У цьому блоці обчислюються діючі значення перших гармонік напруги і струму навантаження. Далі, відповідно до операції способу, обчислюється спільне між діючими значеннями перших гармонік струму навантаження і діючими значеннями перших гармонік напруги мережі. Це робиться для отримання масштабуючих коефіцієнтів Ka, Kb, Kc для кожної фази. У схемі (див. рисунок 3.10) масштабуючі коефіцієнти обчислюються за формулами

$$\begin{cases} K_a = \frac{I_a + I_b + I_c}{3U_a}; \\ K_b = \frac{I_{a1} + I_{b1} + I_{c1}}{3U_b}; \\ K_c = \frac{I_a + I_b + I_c}{3U_c}. \end{cases} \quad (3.29)$$

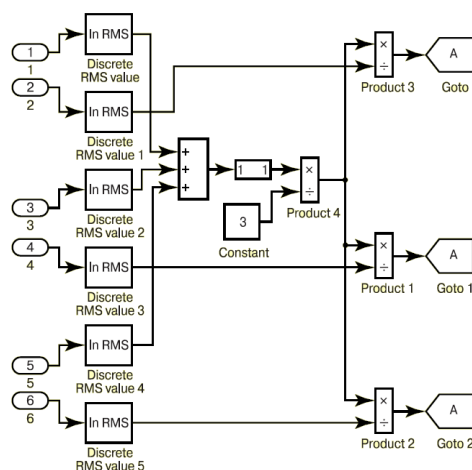


Рисунок 3.11 - Блок «Calc of K_a , K_b , K_c » для обчислення масштабуючих коефіцієнтів

За отриманими аналітичними виразами, що описують роботу симетруючого пристрою на основі СТАТКОМ, розроблена система управління перерозподілу фазних струмів в синхронній dq системі координат. Пристрій забезпечує ефективне зниження несиметрії струмів мережі. Пристрій також усуває несиметрію напруг мережі живлення, викликану несиметричним споживанням фазних струмів.

3.3 Моделювання основних режимів роботи СТАТКОМ

Під час моделювання основних режимів роботи СТАТКОМ були розглянуті характерні для СЕП заводу режими роботи симетрувальної установки:

- симетричне навантаження;
- несиметричне навантаження.

На рисунку 3.12 представлені часові характеристики мережевих струмів несиметричного навантаження характерного для трансформаторних підстанцій даного підприємства без та з використанням симетруючого пристрою. Як видно з діаграми, перерозподіл струмів по фазах вирівнює амплітуди фазних струмів - симетрувальним струми мережі.

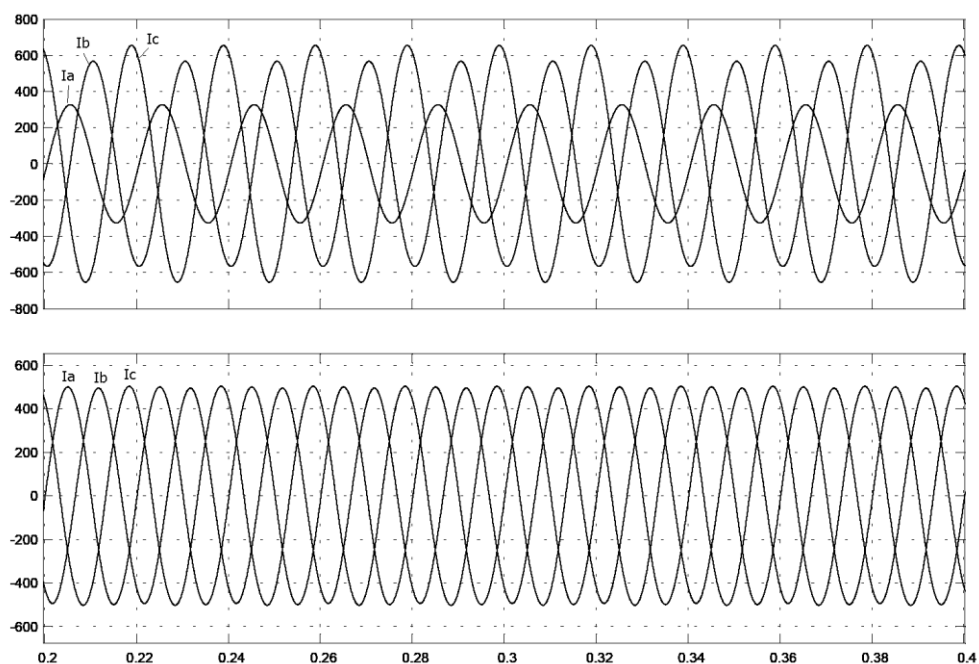


Рисунок 3.12 – Часова діаграма мережесих струмів несиметричного навантаження без та з СТАТКОМ

Одним з важких режимів роботи трансформатора є неповнофазний режим, який також впливає на несиметрію напруг. Розглянемо режим роботи пристрою при двофазному навантаженні - фази А і С мають номінальне навантаження активного характеру, а навантаження в третій фазі В відсутнє, наприклад, обрив фази. Симетруючий пристрій повинен виконувати перерозподіл струмів між фазами для отримання симетричних струмів в фазах мережі.

На рисунку 3.13 представлена часова діаграма струмів неповнофазного режиму без симетруючого пристрою, на якій фазні струми присутні тільки в двох фазах. Підключення запропонованого симетруючого пристрою з розробленою системою управління вирівнює фазні струми по амплітуді і по фазі. Усунена несиметрія струмів в фазах не викликає несиметрії напруг на вторинній обмотці трансформатора. Як показали дослідження, застосування симетруючого пристрою в значній мірі знижує несиметричний розподіл струмів навіть в аварійному режимі.

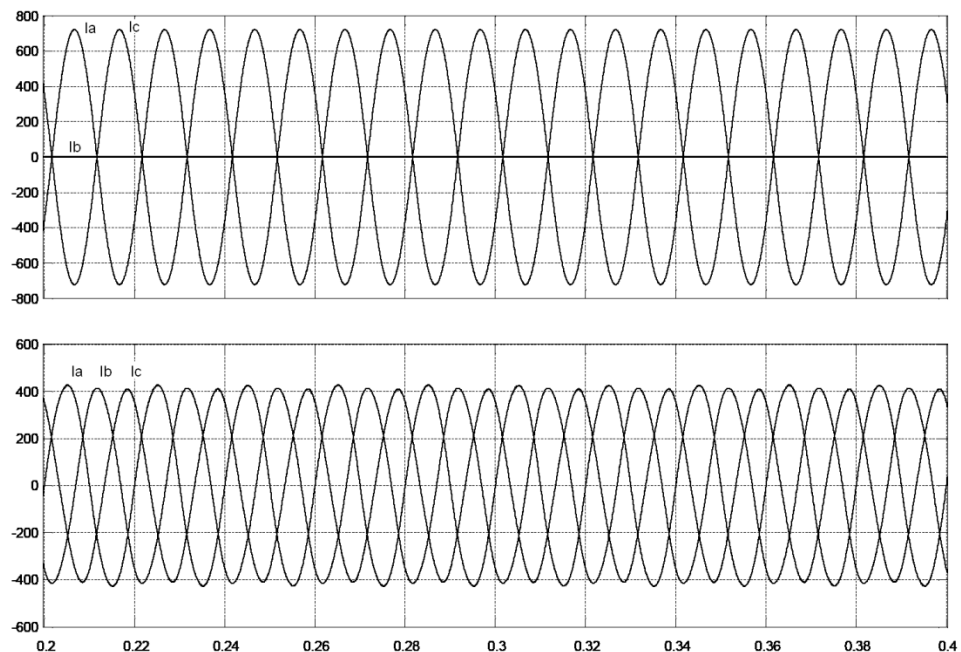


Рисунок 3.13 – Часова діаграма неповнофазного режиму роботи без та з СТАТКОМ

На рис. 3.14, 3.15, 3.16 представлені часові залежності струмів, відповідно, навантаження, мережі та СТАТКОМ для випадку, коли струм фази С більше ніж втричі перевищує струми фаз А і В, кут зсуву фаз між напругами і струмами становить приблизно 45 градусів.

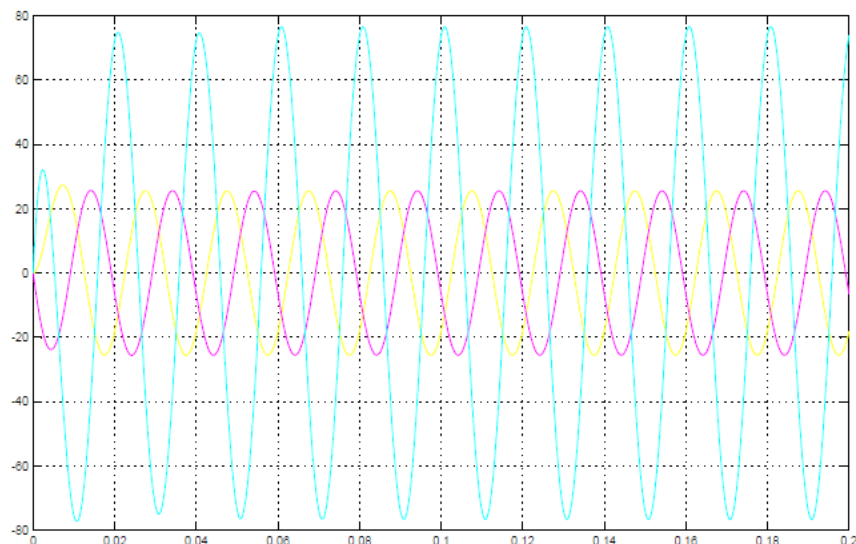


Рисунок 3.14 – Струми несиметричного навантаження

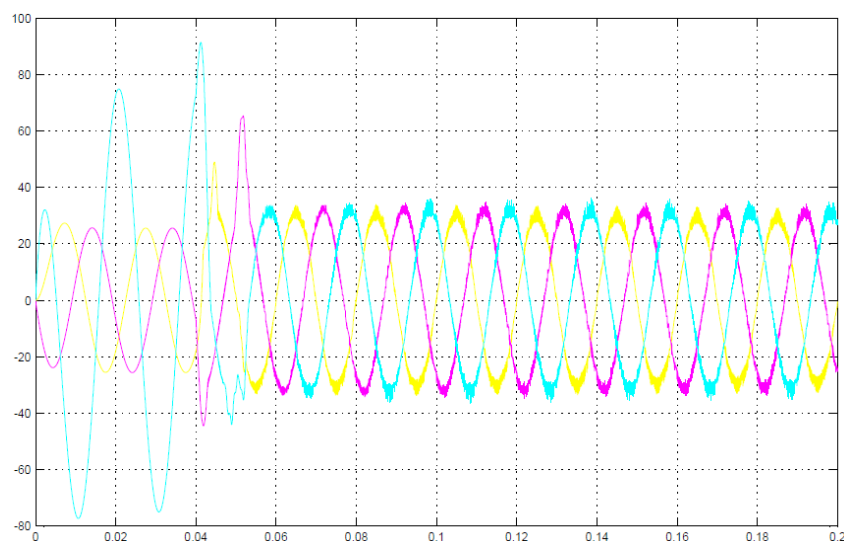


Рисунок 3.15 – Струми мережі за несиметричного режиму навантаження

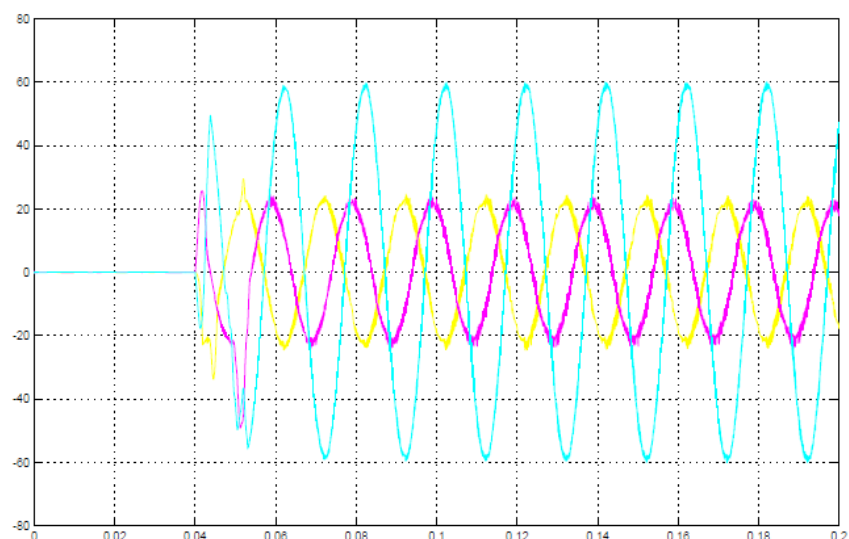


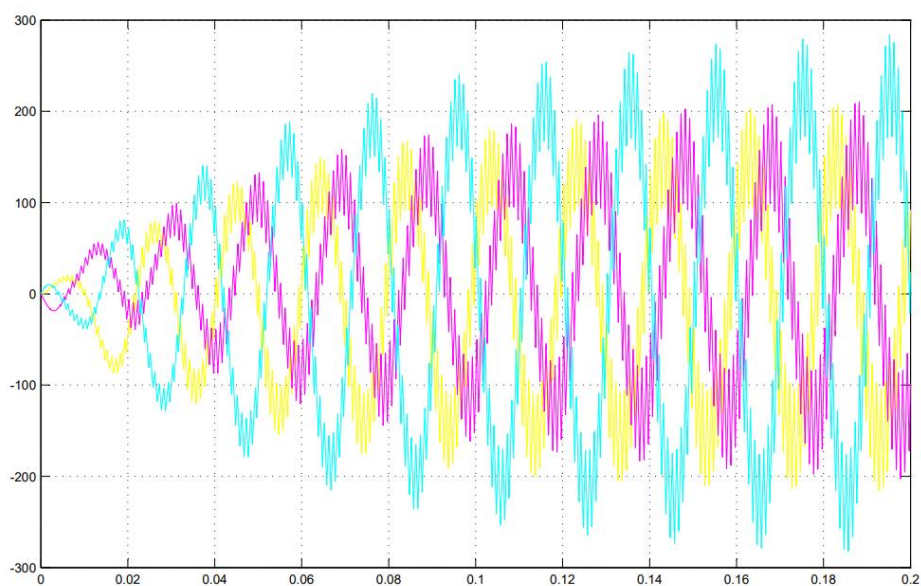
Рисунок 3.16 – Струми СТАТКОМ за несиметричного режиму навантаження

В табл. 3.1 наведені результати симетрування за допомогою СТАТКОМ.

Таблиця 3.1 – Результати симетрування за допомогою СТАТКОМ

Величина	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Струм I_1 , А	$30,26e^{-j0,2}$	$31,23 e^{-j122,4}$	$31,82 e^{j120,5}$
i_3/i_1 , %	1,29	1,56	0,39
i_5/i_1 , %	0,75	0,88	0,78
i_7/i_1 , %	0,95	0,40	0,64

Крім того, СТАТКОМ можна використати як джерело безперебійного живлення при виникненні короточасних аварійних режимів в мережі (рис. 3.17).



3.4 Висновки по розділу 3

У даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено дослідження впливу використання симетрувальної установки на базі СТАТКОМ на якість електричної енергії в системі електропостачання Жмеринського маслозаводу. В ході проведення дослідження було отримано наступні результати:

1. Встановлено, що система електропостачання Жмеринського маслозаводу містить велику кількість потужних однофазних споживачів електричної енергії які в свою чергу викликають несиметрію режиму. Аналіз характеристик, зображених на рис. 3.9-3.12, показав, що використання симетрувальної установки на базі СТАТКОМ дає змогу зменшити несиметрію режиму даної СЕП до нормованого значення. Окрім цього використання симетрувальної установки на базі СТАТКОМ дає змогу:

- зберегти постійне значення коефіцієнта потужності і напруги;
- зменшити амплітуду параметрів перехідних процесів при змін режиму роботи обладнання при таких явищах як виникнення пускових струмів в момент включення двигунів, провали і різкі зростання дійсного значення напруги в аварійних та після аварійних режимах роботи СЕП.
- зменшити значення собівартості електричної енергії за рахунок мінімізації втрат зумовлених наявністю несиметрії режиму в СЕП.

2. Розроблена система управління симетрувальної установки, працюючи на несиметричну мережу, дозволяє забезпечувати на встановленому рівні нормовані показники якості напруги, здійснюючи стабілізацію параметрів роботи. Додатково система управління виконує в мережі захисні функції.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рис. 4.1, та вихідних даних, приведених у табл. 4.1, 4.2, виконуємо усі необхідні розрахунки техніко-економічних показників спроектованої СЕП.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Факт. потужність підстанції, кВА
ТП 1	ТМ-630	2	852,397
ТП 2	ТМ-630	2	881,913

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії, м	Марка кабелю	К-сть
ЦРП - ТП1	82	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2
ЦРП - ТП2	74	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2

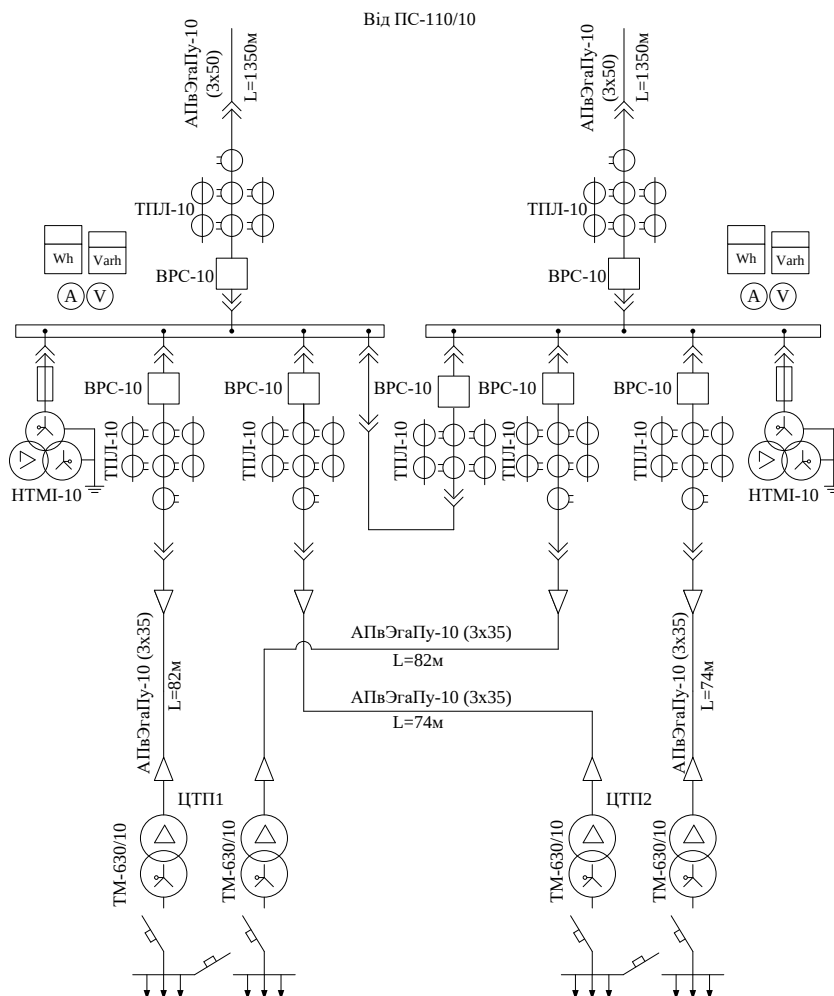


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередачі виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 4.3 і табл. 4.4 [11].

Капітальні вкладення для ліній електропередачі:

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

де $K_{\text{пит}}$ - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км [11];

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

L - довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ЦРП до ТП1 в ґрунті II категорії без врахування переходів:

$$K_{\text{л1}} = (419,00 + 71,23) \cdot 0,075 = 68,19 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

Таблиця 4.3 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередачі

Назва лінії	Марка кабелю	Кількість	Довжина, км	$K_{\text{пит}}$, тис.грн	$K_{\text{прок}}$, тис.грн	$K_{\text{л}}$, тис.грн
ЦРП-ТП1	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2	0,082	419,00	20,950	70,43
ЦРП-ТП2	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2	0,074	419,00	20,950	63,56
Разом						134,00

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

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

де $K_{\text{псі}}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. [11];

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

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

$$K_{\text{пс1}} = 805,12 + 161,02 = 966,14 \text{ (тис.грн),}$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип т-ра	Кількість	Код, тис.грн	Кпост, тис.грн	Кпс, тис.грн
КТП-1	ТМ-630	2	805,12	161,02	966,14
КТП-2	ТМ-630	2	805,12	161,02	966,14
Разом:					1932,29

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 7 шт.. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною (68–77) тис. грн.. Сумарна вартість вимикачів:

$$K_{\text{в}} = 7 \cdot 73,4 = 513,8 \text{ (тис. грн.),} \quad (4.7)$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 1932,29 + 513,8 = 2446,09 \text{ (тис.грн.),} \quad (4.8)$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 134 + 2446,09 = 2580,09 \text{ (тис.грн.).} \quad (4.9)$$

4.2 Розрахунок поточних витрат

4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

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

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

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

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. [11];

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

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

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

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

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год [11];

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

h – кількість обладнання в групі.

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

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	n, шт	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на оди-ницю облад-нання рем/рік	Норма трудо-міст-кості люд.-год.	Заг. трудоміст-кість люд.-год.	К-сть на оди-ницю облад-нання огл./рік	Норма трудо-міст-кості люд.-год.	Заг. трудо-міст-кість люд.-год.
Вимикач 10кВ	7	1	16	112	12	1	84
ТМ-630	4	0,33	120	158,4	12	20	960

Кабельна лінія 35 мм², км	0,312	1	46	14,352	1	11,5	3,588
Разом:				284,752			1047,588

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-сть, шт.	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд.-год.
		Змінність роботи	Коеф. склад. ремонтів К _{ср}	К-сть місяців в році	Загал. трудомісткість люд.-год.	
Вимикач 10кВ	7	2	0,1	12	268,8	352,8
ТМ-630	4	2	0,1	12	1152	2112
Кабельна лінія 35 мм², км	0,312	2	0,1	12	34,4448	38,0328
Разом:					1455,244	2502,83

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$H_{\text{обс}} = \frac{2502,3}{1900 \cdot 1,05} = 1,25. \quad (4.12)$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$H_{\text{тр}} = \frac{284,752}{1900 \cdot 1,1} = 0,14. \quad (4.13)$$

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

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

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{re} = ((K3 + K4) / 2) \cdot C_I, \quad (4.15)$$

де $K3, K4$ – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, [11];

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

$$C_i = \frac{3_{\min} \cdot k_{r,i}}{\Phi_H}, \quad (4.16)$$

$$C_I = 8000 \cdot 1 / 176 = 45,45 \text{ (грн./год.)}.$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{re} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 45,45 = 55,682 \text{ (грн./год.)}, \quad (4.17)$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 55,682 \cdot 1900 = 190431,818 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.18)$$

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

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

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

де $K4, K5$ – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, [11].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{гр} = ((1,27 + 1,36) / 2) \cdot 45,45 = 59,77 \text{ (грн./год.)},$$

$$\Phi_p = 284,752 \cdot 59,77 = 17020,4 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

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

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

0.01 - частка доплат за роботу у святкові дні;

0.05 - частка доплат за роботу в нічний час;

α - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 190431,82 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 239944,09 \text{ (грн./рік)}, \quad (4.22)$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 17020,4 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 22296,73 \text{ (грн./рік)}. \quad (4.23)$$

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

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

$$\Phi_{оед} = 239944,09 \cdot 1,15 = 275935,7 \text{ (грн./рік)},$$

$$\Phi_{опд} = 22296,73 \cdot 1,15 = 25641,24 \text{ (грн./рік)}.$$

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

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

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

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

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

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

Розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зпе}} = 275272,56 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 375272,56 \text{ (грн./рік)},$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{\text{зпр}} = 25641,24 \cdot \left(1 + \frac{33 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 34872,08 \text{ (грн./рік)}.$$

4.2.3 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Необхідні для розрахунку дані заносимо до таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Тип обладнання	Вартість витрат матеріалів грн.	Вартість витрат матеріалів грн.
ТМ-630	35950,4	479339,5
КЛ	2382,4	6313,4
Разом	38332,9	485652,9

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_{\text{м}} = 0,01 \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_{0i} \cdot T_i + L \cdot C_{\text{Л0}} \right), \quad (4.26)$$

де C_{0i} – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування i -го виду трансформаторів,

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

$C_{\text{Л0}}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Отже, вартість матеріалів на ремонт: $C_{\text{мпр}} = 38332,9$ (грн/рік);

і вартість матеріалів на технічне обслуговування: $C_{\text{мто}} = 485652,96$ (грн / рік).

Отже, можна розрахувати:

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

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

$$C_{\text{обс}} = 375272,56 + 485652,96 = 86925,52 \text{ (грн/рік)};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

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

$$C_{\text{пр}} = 34872,08 + 38332,9 = 73204,98 \text{ (грн/рік)}.$$

4.2.4 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

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

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 2580084,2 = 154805,052 \text{ (грн/рік)}.$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат є інші витрати:

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

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

$$C_{\text{іп}} = 0,25 \cdot (860925,52 + 73204,98 + 154805,05) = 272233,89 \text{ (грн/рік)}.$$

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

Таблиця 4.8 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації енергоустаткування і мереж	860925,52	63,25
Витрати на поточний ремонт	73204,98	5,38
Витрати на амортизацію	154805,05	11,37
Інші витрати	272233,89	20,00
Разом	1361169,44	100

4.3. Розрахунок собівартості електроенергії

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

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

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

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для Прохідної:

$$E_{ai} = 290,33 \cdot 4000 = 1161320 \text{ кВт год./ рік .}$$

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

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Таблиця 4.9 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

№	Назва цеху	К-сть змін	Sp, кВА	Tм, год.	cos φ	Pp, кВт	Ea, кВт·год./рік
1	Приймальний цех	2	357,17	4000	0,8	290,33	1161320
2	Продуктовий цех	2	274,24	4000	0,65	185,37	741480
3	Технічний цех	2	279,88	4000	0,8	225,33	901320
4	Цех підготовки виробництва	2	181,43	4000	0,65	121,67	486680
5	Виробничий цех	2	120,42	4000	0,6	76,67	306680
6	Цех готової продукції	2	237,73	4000	0,65	162,62	650480
7	Котельня	2	201,15	4000	0,7	142,47	569880
	Разом					1204,460	4817840

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

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

де I_m – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год./рік.

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

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

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

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження:

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ (год)}, \quad (4.34)$$

Для лінії ЦРП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ЦРП до ТП1:

$$R = 0,082 \cdot 0,868 = 0,071 \text{ (Ом)}.$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 2 \cdot 24,61^2 \cdot 0,071 \cdot 2405,3 \cdot 10^{-3} = 621,948 \text{ (кВт·год./рік)}.$$

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

Таблиця 4.10 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	L, км	I _м , А	R, Ом	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	$\Delta E_{\text{л}}$, кВт·год.
ЦРП-ТП-1	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2	0,082	24,61	0,071	2405,286	0,868	621,948
ЦРП-ТП-2	АПвЭгаПу-10 (3х35)	2	0,074	25,46	0,064	2405,286	0,868	600,813
Разом								1222,76

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

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

де n - кількість трансформаторів;

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

Відповідно втрати енергії в трансформаторах ТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 1,31 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 8,5 \cdot \left(\frac{852,397}{630} \right)^2 \cdot 2405,3 = 41664,84 \text{ (кВт}\cdot\text{год/рік)}.$$

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

Таблиця 4.11 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип	шт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_n , кВА	ΔE_T , кВт*год./рік
КТП-1	ТМ-630	2	1,31	8,5	852,397	630	41664,84
КТП-2	ТМ-630	2	1,31	8,5	881,913	630	42983,28
разом							84648,12

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

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

$$E = 4817840 + 1222,76 + 84648,12 = 4854673,77 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

Оплата за спожиту електроенергію:

$$П_1 = 7,8 \cdot 4854673,77 = 37866455,43 \text{ (грн.)}; \quad (4.38)$$

4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

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

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

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

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

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

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

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

C_{Π} – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

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

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

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

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

$C_{\text{а}}$ – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$$C_{\Pi} = 860925,52 + 73204,98 + 154805,05 + 272233,89 = 1361169,44 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 37866455,43 + 1361169,44 = 39227624,88 \text{ (грн/рік)}.$$

Отже, собівартість електроенергії:

$$S = \frac{39227624,88 \cdot 100}{4817840} = 814,22 \text{ (коп./кВт·год.)}.$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12 – Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої ел.енергії	E_a	4817840	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії із втратами	E	4854673,77	кВт·год.
Плата за електроенергію	Π_1	37866455,43	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.енергії	C_{Π}	1361169,44	грн.
Сумарні витрати під-ва	$C_{\text{сум}}$	39227624,88	грн.
Собівартість ел.енергії	S	814,22	коп/кВт·год.

В даному розділі дипломної роботи було проведено розрахунок основних техніко-економічних показників спроектованої СЕП підприємства та розраховано собівартість електричної енергії яка склала 814,22 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випусковій кваліфікаційній роботі розробляється система електропостачання Жмеринський маслозавод. Жмеринський маслозавод є підприємством, яке займає значну територію, має у своєму складі велику кількість обладнання з різними виробничими потужностями, умовами експлуатації, та характером середовища, в якому встановлене дане обладнання. Підприємство відноситься до II категорії електропостачання, живлення здійснюється від підстанції 110/10 кВ, які знаходиться на відстані 1,35 км [7].

На оперативно-ремонтний персонал, який здійснює технічне обслуговування та експлуатацію електричного обладнання цеху, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [21]:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;

підвищений рівень шуму на робочому місці;

небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;

підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні та статичні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.

Схема робочого приміщення одного з цехів зображена на рисунку 5.1. Загальна площа приміщення 105м^2 , висота стелі 5м. У приміщенні знаходиться 4 електропривода. Кожен станок має окреме робоче місце для працівника.

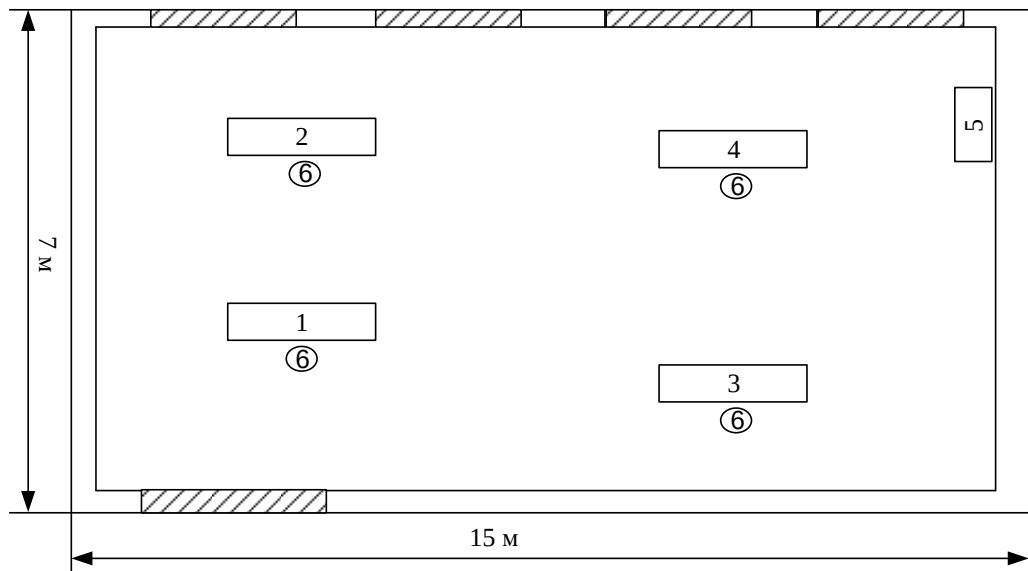


Рисунок 5.1. Робоче приміщення

Умовні позначення: 1,2 – станок круглопильний; 3 – станок фугувальний; 4 – станок свердильний; 5 – витяжка; 6 – робочі місця працівників.

5.1.2 Електробезпека

Живлення здійснюється від п/ст 10/0,4 кВ кабельними лініями, що прокладені в траншеях. У приміщенні цеху використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з [25] умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці.

Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Електропривід насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

Обов'язкова установка захисного заземлення і занулення та захисного відключення. При роботі з електроустаткуванням використовуються основні і додаткові електрозахистні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачів навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди" [31].

У разі стругання на верстатах з ручним подаванням заготовок найменша довжина оброблюваного матеріалу повинна на 100 мм перевищувати відстань між осями подавальних пристроїв. Стругання на таких верстатах заготовок коротше 400, вужче 50 або тонше 30 мм повинно виконуватись із застосуванням спеціальних колодок-штовхачів.

Верстати, обладнані заточувальними пристроями, повинні мати блокувальний пристрій, — для унеможливлення ввімкнення привода шліфувального круга та переміщення каретки цього пристрою під час обертання ножового вала. У разі відсутності на фугувальному верстаті автоподавача за готової робоча частина ножового вала повинна бути повністю закрыта автоматично діючим огороженням, яке повинно відкривати ножовий вал тільки на ширину оброблюваної деталі. Неробоча частина різального інструмента фугувальних та чотиристоронніх стругальних верстатів повинна бути повністю закрыта висувним огороженням відповідно до ширини оброблюваних заготовок.

Забороняється закріплювати напрямну лінійку струбцинами.

Чотиристоронні стругальні верстати повинні мати реверсування – для виведення оброблюваної заготовки. Рейсмусові верстати повинні мати вбудоване пристосування – для установлювання, заточування та виправляння ножів. Неробочу частину шліфувального круга заточувального пристосування необхідно повністю обгородити.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [27].

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання.

Робота оператора верстата відноситься до категорії Іб по важкості праці.

Енерговитрати за цією категорією становлять - до 140-174 Вт.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1- Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °C		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іа	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27 °C	0,1-0,3

5.2.2 Склад повітря робочої зони

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

При деревообробці виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [28] наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні верстатника

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [28]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами , які встановленні безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;

необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

5.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення.

Підприємство знаходиться у Вінницькій області, система природного освітлення цеху деревообробки відноситься до бокової. Характеристика робіт у фарбувальній камері - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 [29] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в» таблиця 5.3.

Таблиця 5.3 - Норми освітленості при штучному освітленні

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк			
						Штучне освітлення		Природне	Сумісне
						Комбіноване	Загальне		
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV I	в	Середній, малий	Середній, темний	450	200	1,5	0.5

Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховуємо за формулою:

$$e_N = e_H + m_N. \quad (5.1)$$

де m_N - коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,95$.

Природне $e_N = 1.5 \cdot 0,95 = 1,425$.

Сумісне $e_N = 0,5 \cdot 0,85 = 0,425$.

Природне освітлення одностороннє і здійснюється через вікна, які орієнтовані на схід.

Штучне освітлення.

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення. Норми освітленості при штучному освітленні занесені до таблиці 6.2

5.2.4 Виробничий шум

На деревообробному комбінаті джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати - механічний шум (постійний та непостійний).

Шум - це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й викликати інші шкідливі наслідки - дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності [37].

Відповідно до [30] рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0) \quad (5.2)$$

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^5$ Па.

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

нормування за гранично допустимим спектром шуму;

нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

За характером спектру шум - широкопasmовий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням - гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 5.4 .

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звукового тиску, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

5.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

Таблиця 5.5 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація:	1,3	0,45	0,22	0,2	0,2	0,2	-	-	-	-
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	108	99	93	92	92	92				

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10-2, знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

5.2.6 Психофізичні фактори

Маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг. складає:

для чоловіків – до 30;

для жінок – до 7.

Робоча поза.

Перебування в незручній та/або фіксованій позі більше 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (на колінах, навпочіпки тощо) більше 25% часу зміни перебування в позі «стоячи» більше 80 % часу зміни. Що перевищує допустимі норми, і є критичними.

Нахили тулуба (вимушені, більше 30°), кількість за зміну 101-300, що також критично.

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

По горизонталі – до 12;

По вертикалі – до 8; що у свою чергу є критичним .

При роботі в умовах перевищення гігієнічних нормативів відбувається зниження працездатності та втомлення, яке суб'єктивно сприймається як втома.

Для зменшення дії психофізіологічних чинників небезпеки в процесі праці необхідно переглянути технологічний процес, та умови праці робочого персоналу. Провести зміну умов праці шляхом зменшення часу перебування персоналу під дією шкідливих факторів а саме:

збільшення кількості змін працівників,

зміна технологічного процесу;

Для збереження високої і стійкої працездатності потрібно застосувати дві взаємодоповнюючі форми чергування періодів праці і відпочинку на виробництві:

1 – обідня перерва в середині робочого дня;

2 – технологічні короткочасні перерви.

Організація процесу трудової діяльності людини логічно зв'язана також з виникненням ще одного виду технологічних перерв – мікропауз. Це нерегламентовані перерви, що виникають об'єктивно між послідовними наступними операціями і діями людини.

Таким чином, мікропаузи виникають мимовільно і, у свою чергу, забезпечують підтримку оптимального темпу роботи і високого рівня працездатності. Статистика показує, що у залежності від характеру і важкості праці мікропаузи складають 9...10 % робочого часу.

Варто враховувати індивідуальні якості працюючого, оскільки помилки на виробництві, а також нещасні випадки є наслідком зіткнення якостей людини з особливостями конкретної професійної діяльності. З метою поліпшення безпеки і

захисту здоров'я працівників під час роботи необхідно проводити професійний психофізіологічний відбір для широкого кола професій.

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах надзвичайних ситуацій

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

В блоках СЕП можуть початися відновлювані чи не відновлювані зміни через деякий час після радіоактивного зараження при рівнях радіації значно нижчих від критичних. Імпульсна напруга найбільш легко виникає в високоомних неекраних 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.

Електромагнітний імпульс являє собою велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від дії інших уражаючих факторів. Тому слід пам'ятати про те, що ЕМІ проникає в захищені блоки апаратури і вона може вийти з ладу, знаходячись в надійно захищених спорудах. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи електросхем радіоапаратури, викликає коротке замикання в радіопристроях тощо. 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 обкладинками і виводами.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах впливу 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 граничного значення рівня радіації (Рзв, Р/год), при якому можуть виникнути тимчасові зміни, але система буде працювати з потрібною якістю. Отримані значення занесемо до таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 - Граничні рівні радіації для обладнання СЕП

Блоки СЕП	Елементи пристрою	Ргрі, Р/год	Ргр, Р/год
Блок живлення	Мікросхема 78В05	105	
	Транзистор СП1-10,	105	
Блок керування	Діод Д220А	104	

Продовження таблиці 5.6

	Конденсатор Х7R	106	
	Резистор R12	107	104
Силові елементи	Транзистори, Т143-1000	105	
	Дросель ТРА11	105	
	Реактор ВР2МС	105	

Визначаємо граничне значення потужності експозиційної дози гамма-випромінювання – Ргр, по мінімальних значеннях коефіцієнта послаблення радіації Кпосл, та потужності експозиційної дози Рзв .

$$Р_{гр}=Р_{зв} \cdot К_{пос} \cdot К_{н}; \quad (5.3)$$

$$Р_{гр}=104 \cdot 1 \cdot 0,9=9000 \text{ (Р/год)}.$$

Можлива експозиційна доза опромінення в заданих умовах:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_{1max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{пос}}; \quad (5.4)$$

Допустимий час роботи СЕП визначається за формулою:

$$t_{доп} = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{посл} + 2 \cdot P_{1max} \sqrt{t_p}}{2 \cdot P_{1max}} \right)^2; \quad (5.5)$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 6,73 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,73} \right)^2 = 743,94 \text{ (год)}.$$

Отже, допустимий час роботи системи електропостачання складатиме 743,94 годин при рівні радіації 9000 Р/год.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N; \quad (5.6)$$

де $U_{\text{ж}}$ – напруга живлення, В;

N – допустиме відхилення напруги, %.

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

Вертикальна складова напруги наведення на струмопровідних частинах СЕП:

$$U_{\text{в}} = \frac{U_{\text{д}}}{100} = 2,53 \text{ (В)}.$$

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

$$UB = E_{\Gamma} \cdot l_{\text{в}}; \quad (5.7)$$

Звідки:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_{\text{в}}}{l_{\text{в}}}; \quad (5.8)$$

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

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

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{в}}; \quad (5.9)$$

Звідки:

$$E_v = \frac{E_r}{10^{-3}}; \quad (5.10)$$

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

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

5.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

В даному розділі було проведено оцінку безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах дії загрозливих чинників НС.

Розглянемо способи підвищення безпеки роботи обладнання системи електропостачання.

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 багатошарові 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 електропостачання 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 системи електропостачання в умовах дії ЕМІ проводимо розрахунок захисного екрану.

Визначаємо перехідне гасіння електричного поля екраном зі сталі:

$$A = 40 - K_{\text{бмін}}; \quad (5.11)$$

$$A_1 = 40 + 21,2 = 61,2 \text{ (дБ)};$$

$$A_2 = 40 + 27,6 = 67,6 \text{ (дБ)};$$

$$A_3 = 40 + 18,3 = 68,3 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщину захисного екрану:

$$t = \frac{A}{5,02 \cdot \sqrt{f}}; \quad (5.12)$$

де A - перехідне затухання екрану, дБ;

f - найбільш характерна частота, (15 кГц).

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

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

$$t_3 = \frac{68,3}{5,02 \cdot \sqrt{15000}} = 0,12 \text{ (см)}.$$

Отже, 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 0,12 см, система електропостачання буде стійко працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Також, у даному розділі проведено оцінку безпеки роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та розроблено заходи по підвищенню безпеки роботи обладнання системи.

В умовах дії іонізуючих випромінювань обладнання СЕП буде безпечно працювати до рівня радіації 9000 Р/год, при допустимому часі роботи апаратури протягом 743,94 год.

Оцінюючи безпеку роботи СЕП Жмеринський маслозавод в умовах дії електромагнітного імпульсу, доведено, що система буде злагоджено працювати, якщо вертикальна складова напруженості електричного поля не буде перевищувати: 1150 (В/м).

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

З'ясувалося, що об'єкт нестійкий до дії іонізуючих випромінювань. Для підвищення стійкості роботи ОГД розробляється режим радіаційного захисту персоналу, а саме використовується робота скороченими змінами. РЕА, що використовується на ОГД, є стійкими до дії іонізуючих випромінювань.

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

ВИСНОВКИ

В процесі автоматизованого пошуку оптимальних рішень проектування СЕП Жмеринського маслозаводу здійснено наступні оптимальні проектні рішення за критеріями якості, надійності та економічності:

Для філії «Жмеринський маслозавод» у роботі проведено розрахунок навантаження споживачів та освітлювальних мереж. Розроблено проект внутрішньої мережі 10 кВ. За економічними показниками було обрано трансформатори марки ТМ – 630/10. Для радіальної схеми живлення ЦТП від ЦРП 10 кВ обрано кабельні лінії АПвЭгаПу-10 перерізом 35 мм² так як даний переріз є мінімальним для даного типу кабелю розрахованого на даний клас напруги. Живлення ЦРП підприємства від ПС 110/10 мережі доцільно виконати КЛ марки АПвЭгаПу-10 3х50 мм² L = 1350 м

Для розміщення ЦРП було розраховано координати центру енергетичного навантаження. Таке розташування дозволяє встановити ЦРП в оптимальному положенні з мінімальними втратами викликаних перетоком потужності.

Проведено аналіз стану якості електричної енергії згідно СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 в СЕП заводу. Встановлено, що в СЕП маслозаводу присутня несиметрія напруги, яка негативно впливає на показника якості електричної енергії і перевищує нормовані значення. Показано, що для СЕП заводу актуальним являється питання підвищення якості електроенергії в системі електропостачання, а саме зменшення несиметрії напруги до нормованих значень.

Основним результатом науково-дослідної роботи є розроблена нова математична модель для дослідження можливості підвищення якості електроенергії за допомогою СТАТКОМ в СЕП заводу. Дослідження показало, що використання пристроя СТАТКОМ дозволить покращити якість електричної енергії та покращити несиметрію напруги до нормованих значень. Визначені вимоги до напівпровідникового компенсатора і його системи управління. Здійснено моделювання основних режимів роботи компенсатора в мережі з несиметричним

навантаженням для різних режимів. Пристій ефективно знижує несиметрію напруги мережі до нормованого значення викликану однофазними споживачами заводу.

Показано, що використання СТАТКОМ для зменшення несиметрії напруги є сучасним та ефективним підходом, який дозволяє забезпечити стабільність роботи електромережі, підвищити енергоефективність та продовжити термін служби обладнання.

Розрахована економічна частина проекту та визначено величину капітальних вкладень, плати за електроенергії. Собівартість електроенергії складає 814,22 коп/кВт·год.

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

Проведені розрахунки максимально забезпечують надійне електропостачання даного підприємства.

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

При виконанні дипломного проекту були дотримані вимоги ПУЕ, ПТЕ та інших нормативних документів щодо надійності та якості електропостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Півняк Г. Г., Жежеленко І. В., Папаїка Ю. А. Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія. Дніпро : НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. 148 с.
2. Ягуп В. Г., Ягуп К. В. Моделювання та оптимізація режимів систем енергопостачання та електроспоживання : навч. посібник. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 183 с.
3. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017, 617 с.
4. Камінський А. В. Математичне та комп'ютерне моделювання процесів оптимізації центрування електричних мереж : монографія / А. В. Камінський, Б. І. Мокін – Вінниця: УНІВЕРСУМ - Вінниця, 2005. –122с.
5. ДСТУ 3463-96: 1999. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів. [Чинний від 01.01.1999]. Київ, 1999. 204 с. (Інформація та документація).
6. Трансформатори силові : веб-сайт. URL: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099> (дата звернення: 15.11.2024).
7. Бурбело, М. Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 123 с.
8. Бурбело М. Й. Електромагнітна сумісність і керування якістю електроенергії в системах електропостачання : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання. Вінниця : ВНТУ, 2024. 159 с.
9. Бурбело, М. Й. Спеціальні питання електропостачання: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 89 с.
10. Кабельно-провідникова продукція. Офіційний сайт ПАТ «Завод

Південкабель». URL: <http://www.yuzhcable.info/> (дата звернення: 17.05.2024).

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

12. Тарифи ПАТ "Вінницяобленерго" : веб-сайт. URL: <http://www.voe.com.ua/consumers/individuals/fees> (дата звернення: 15.11.2024).

13. Промислові автоматичні вимикачі ЕВ та ЕВ2. URL: <https://www.eti.ua/produksiya-ua/etibreak/eb2/> (дата звернення: 16.11.2024).

14. ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008 (ІЕС/TR 60909-4:2000, IDT): 2008. Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання. . [Чинний від 01.01.2008]. Київ, 2008. 82 с. (Інформація та документація).

15. Лобода Ю. В. Система керування статичними компенсаторами реактивної потужності в несиметричних несинусоїдних режимах розподільних мереж. Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2020.

16. Яндульський О. С. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання] : навч. посіб. / О. С. Яндульський, О. О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О. С. Яндульського. – К. : НТУУ «КПІ», 2016. –102 с.

17. СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК Укренерго. [Чинний від 03.02.2021]. Науково-технічний центр електроенергетики «НЕК «Укренерго», 2021. 316 с. (Інформація та документація).

18. Керування установками динамічної компенсації реактивної потужності за несиметричних навантажень / М. Й. Бурбело, О. М Кравець, Ю. П. Войтюк, Ю. В. Лобода. *Наукові праці ВНТУ*. 2016. № 4. 7 с. <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/486/485>

19. MATLAB – високорівнева мову технічних розрахунків: веб-сайт. URL:

<http://matlab.products/matlab> (дата звернення: 06.05.2023)

20. Чорний О.П. Моделювання електромеханічних систем: навчальний посібник / О. П. Чорний, А. В. Луговой, Д. Й. Родькін, Г. Ю. Сисюк, А. В. Садовий – Кременчук, 2001. – 376 с.

21. Кобилянський О.В., Терещенко О.П. Методичні вказівки відносно опрацювання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах и роботах студентів електротехнічних спеціальностей: навч. Посіб. Вінниця, ВНТУ, 2003. 46 с.

22. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

23. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

24. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a322_2009/1-1-0-945.

25. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

26. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок (Правила устройства электроустановок. Электрооборудование специальных установок). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

27. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

28. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

29. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL:

http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

30. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infravzuku-nor4878.html>.

31. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

32. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

33. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

34. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

35. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

36. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

37. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

38. Підвищення якості електроенергії на підприємствах харчової промисловості [Електронний ресурс] / О.В. Бабенко, В.О. Ткачук., В.В. Захаров // LIV Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2025) Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2025/schedConf/presentations>

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ” _____ 2024р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. М.Й. _____
“ ” _____ 2024р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи
на тему:

Підвищення якості електроенергії в системі електропостачання філії «Жмеринський
маслозавод» Приватного акціонерного товариства «Тернопільський молокозавод»

08-22.МКР.010.00.000 ТЗ

Науковий керівник:

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

Виконавець: студент гр. ЕСЕ-23м

Ткачук В.О. _____
(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 310 від 17.09.24р.

Дата початку роботи 14.10.24р.

Дата закінчення роботи 07.12.24р.

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

а) мета – Підвищення якості електроенергії в системі електропостачання філії «Жмеринський маслозавод» Приватного акціонерного товариства «Тернопільський молокозавод»;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР:

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

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017, 617 с.

3.2. Бурбело, М. Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 123 с.

3.3 Кобилянський О.В., Терещенко О.П. Методичні вказівки відносно опрацювання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах и роботах студентів електротехнічних спеціальностей: навч. Посіб. Вінниця, ВНТУ, 2003. 46 с.

3.4 Демов О. Д. «Економія електроенергії на промислових підприємствах». – Вінниця: ВНТУ, 2006р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження	14.10	20.10
4.2 Проведення дослідних розрахунків	20.10	20.11
4.3 Розробка робочих креслень	20.11	22.11
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	22.11	10.12

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

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

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

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

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б – Вихідні дані

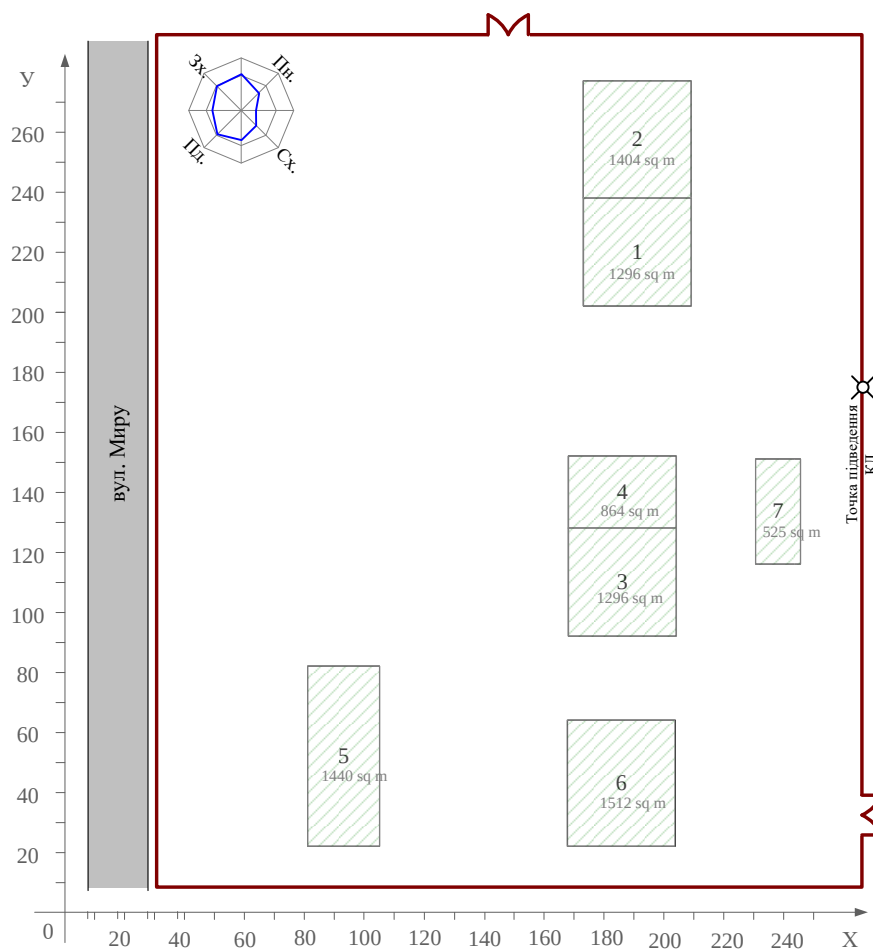


Рисунок Б.1 – Генплан підприємства

Таблиця Б.1 – Відомості про електричні навантаження підприємства

№	Назва будівлі	Р _н , кВт
1	Приймальний цех	500
2	Продуктовий цех	360
3	Технічний цех	400
4	Цех підготовки виробництва	210
5	Виробничий цех	130
6	Цех готової продукції	250
7	Котельня	240

Додаток В

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Підвищення якості електроенергії в системі електропостачання філії «Жмеринський маслозавод» Приватного акціонерного товариства «Тернопільський молокозавод»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

Підрозділ: Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту

Показники звіту подібності Turnitin

Оригінальність	85
Схожість	15

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____ Лобода Ю.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____ Ткачук В.О.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

Додаток Г – Ілюстративна частина

Експлікація будівель та споруд

№	Найменування цехів	Рн, кВт
1	Приймальний цех	500
2	Продуктовий цех	360
3	Технічний цех	400
4	Цех підготовки виробництва	210
5	Виробничий цех	130
6	Цех готової продукції	250
7	Котельня	--

Таблица умовних позначень

Позначення	Найменування
	Трансформаторна підстанція
	Розподільчий пристрій
	Кабельні лінії 10 кВ
	Кабельні лінії 0,4 кВ

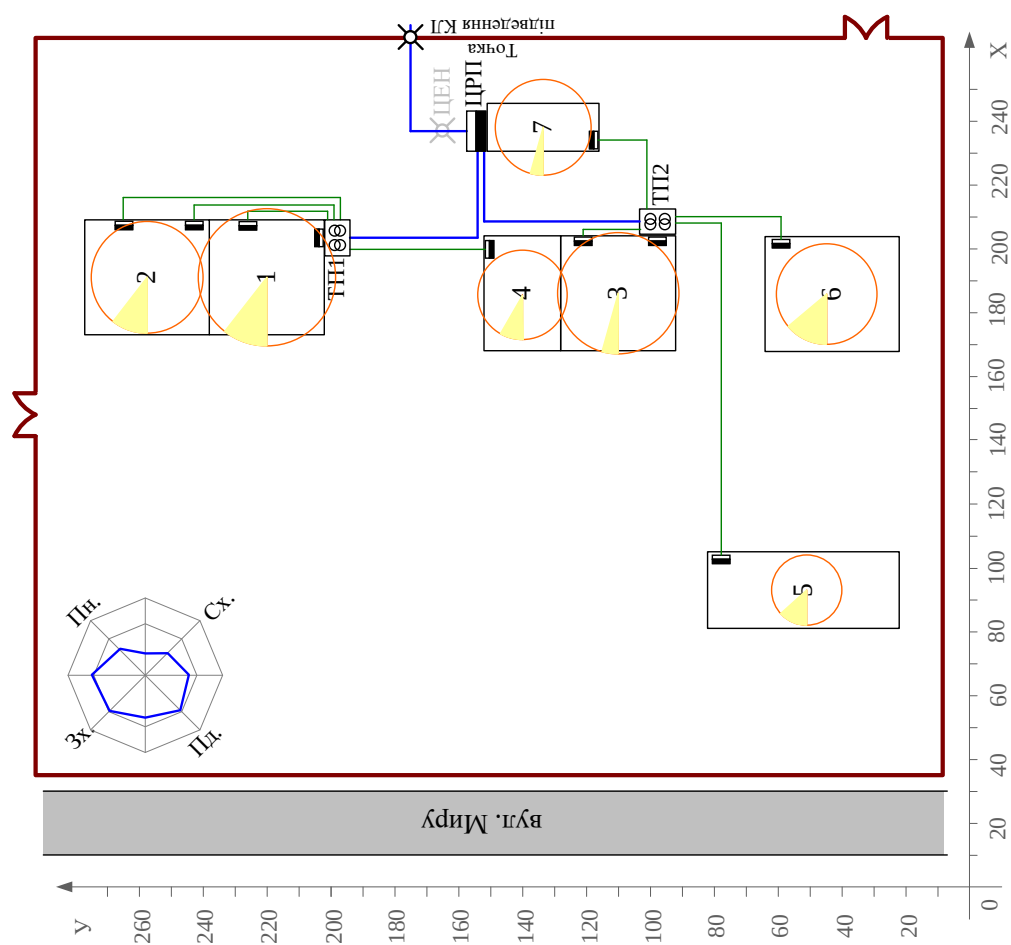


Рисунок Г.1 – План підприємства із силовими та живильними мережами

Додаток Г – Ілюстративна частина (продовження)

Від ПС-110/10

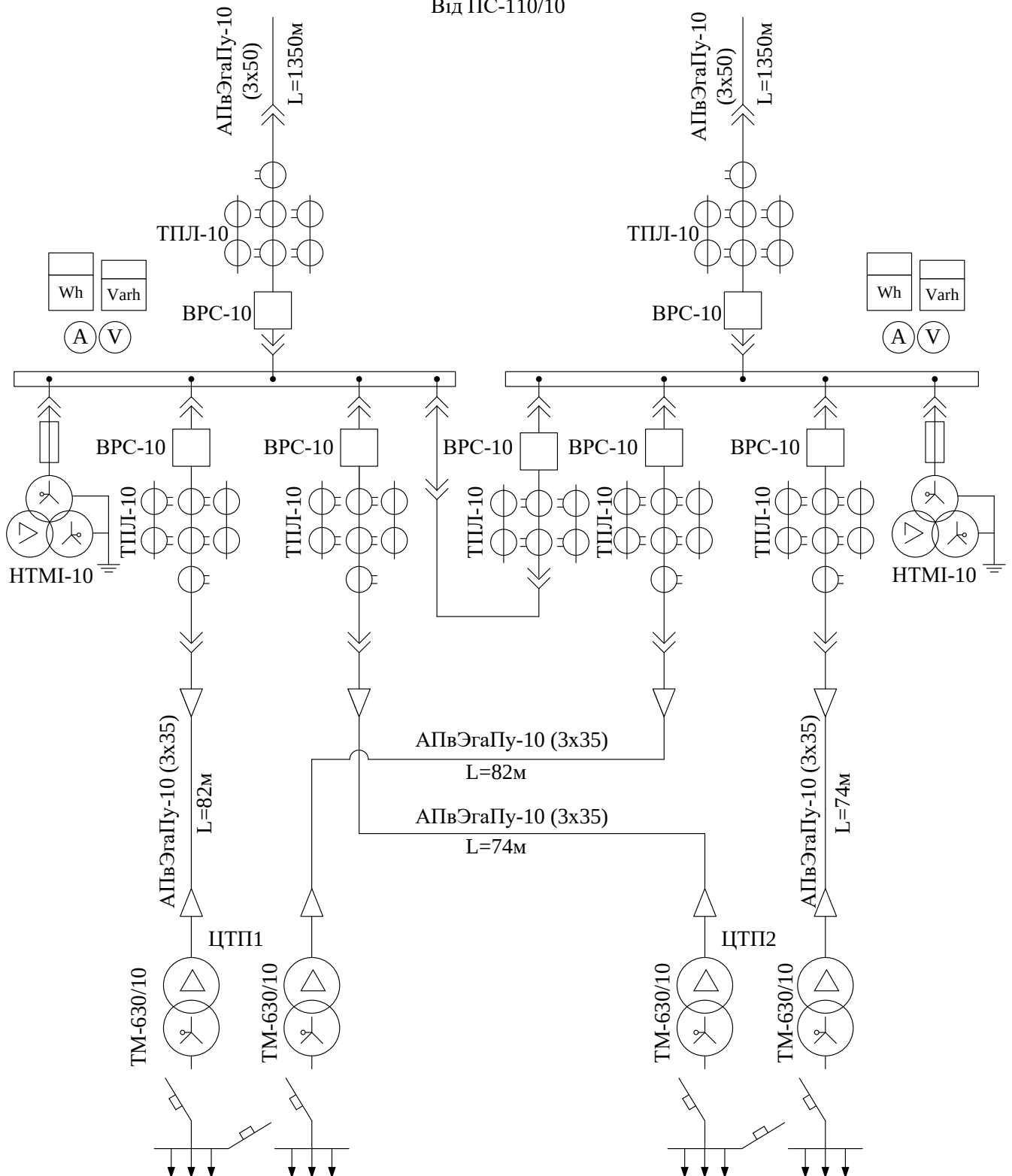


Рисунок Г.2 – Однолінійна схема електропостачання підприємства

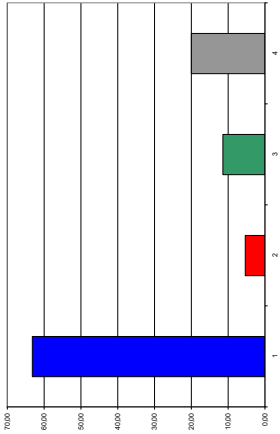
Додаток Г – Ілюстративна частина (продовження)

Підсумкова таблиця

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
К-сть корисно спожитої електрики	E _а	4817940	кВт·год.
Річне споживання електрики із втратами	E	4854673,77	кВт·год.
Плата за електроенергію	П ₁	37866455,43	грн.
Витрати на передачу і розподіл ел.ен.	C _п	1361169,44	грн.
Сумарні витрати під-ва	C _{сум}	39227634,88	грн.
Собівартість електрики	S	814,22	коп/кВт·год.

Сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства	2580,08 тис грн
Загальна потреба підприємства в електроенергії	4854673,77 кВт·год/рік
Тариф	7,8 грн/кВт·год
Оплата за спожиту електроенергію	37866455,43 грн
Собівартість спожитої електроенергії	8,1422 грн/кВт·год

Гістограма кошторису річних поточних витрат



Таблиця кошторису річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Р _н , кВт
Витрати по експлуатації обладнання	6600,52	63,25
Витрати на поточний ремонт	7304,98	5,38
Витрати на амортизацію	15400,05	11,37
Інші витрати	27233,89	20,00
Разом	1361169,44	100

Рисунок Г.3 – Основні техніко економічні показники системи електропостачання

Додаток Г – Ілюстративна частина (продовження)

НЕСИМЕТРІЯ НАПРУГ		НЕСИМЕТРІЯ СТРУМІВ	
Асинхронні двигуни	Повітряні та Кабельні лінії	Трансформатор	Синхронний генератор
Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби ЕП Зменшення кутової швидкості Збільшення ковзання Зниження поворотного моменту Зниження ККД	Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби Зменшення пропускну здатності Старіння ізоляції	Збільшення втрат активної потужності Зменшення терміну служби Зниження ККД Старіння ізоляції Перенавантаження окремих фаз	Нагрівання елементів генератора Зменшення терміну служби Механічні вібрації Пульсації кутового момету
Конденсаторні установки	Однофазні споживачі		
Нерівномірна загрузка мережі реактивною потужністю Зменшення генеруючої потужності КБ	Виникнення відхилення напруги Зменшення терміну служби ЕП		

Рисунок Г.4 – Вплив несиметрії струмів і напруг на електрообладнання

Додаток Г – Ілюстративна частина (продовження) Принцип управління пристроєм СТАТКОМ

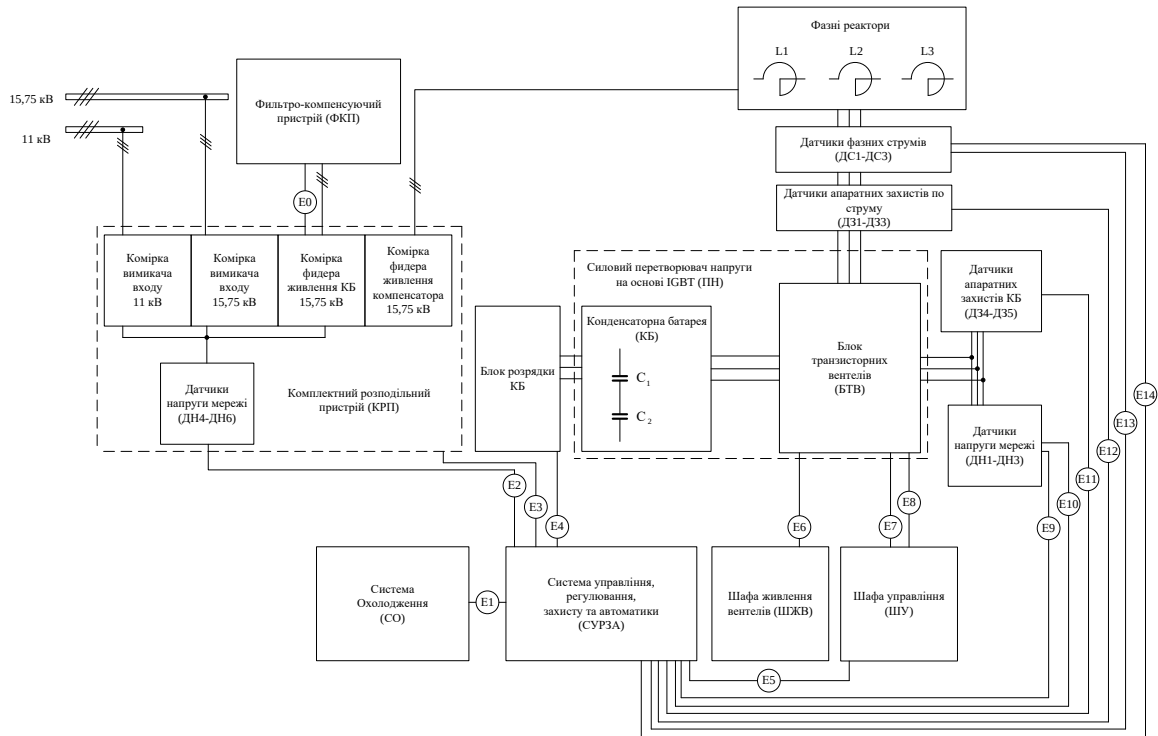


Рисунок Г.5 – Структурна схема СТАТКОМ

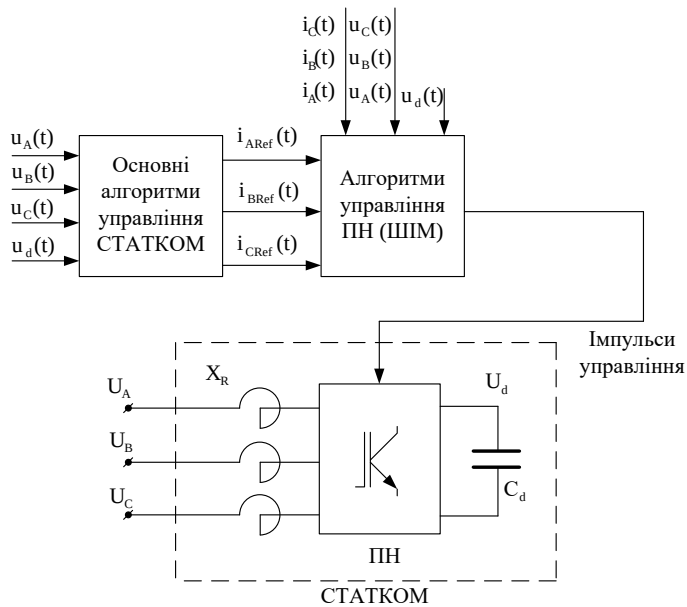


Рисунок Г.6 – Загальна схема системи управління СТАТКОМ

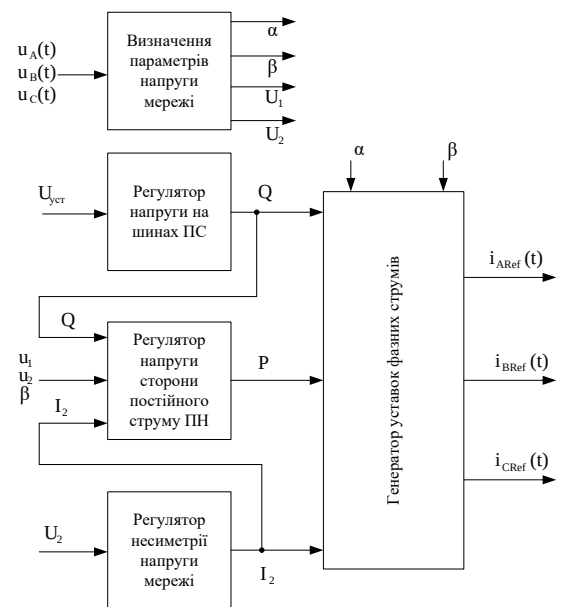


Рисунок Г.7 Блок-схема основних алгоритмів СТАТКОМ

Додаток Г – Ілюстративна частина (продовження)
 Модель СТАТКОМ в середовищі MATLAB

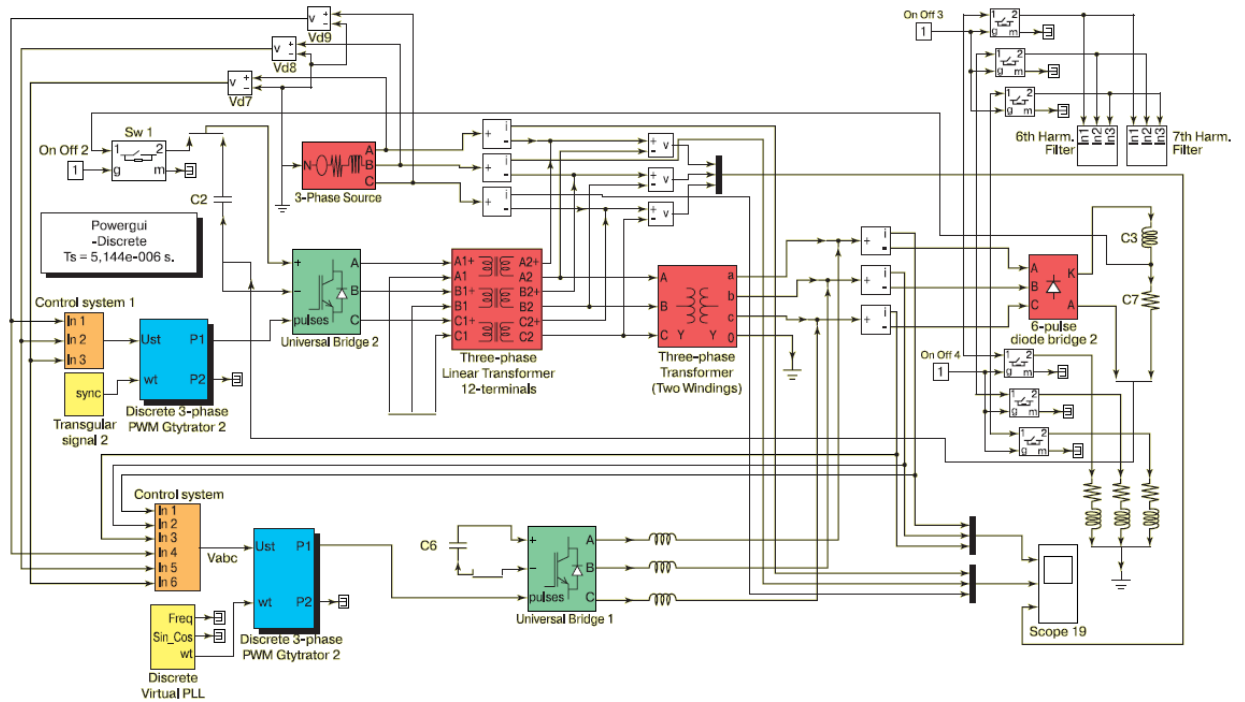


Рисунок Г.8 – Модель трансформаторної підстанції СТАТКОМ в середовищі MATLAB

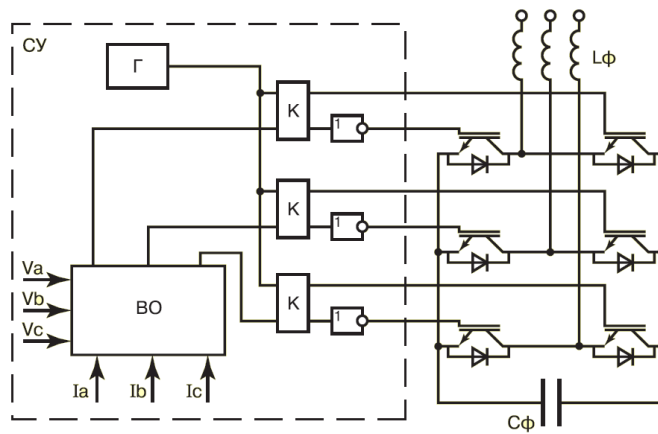


Рисунок Г.9 – Структурна схема системи управління компенсатором

Додаток Г – Ілюстративна частина (продовження)
Моделювання основних режимів роботи СТАТКОМ

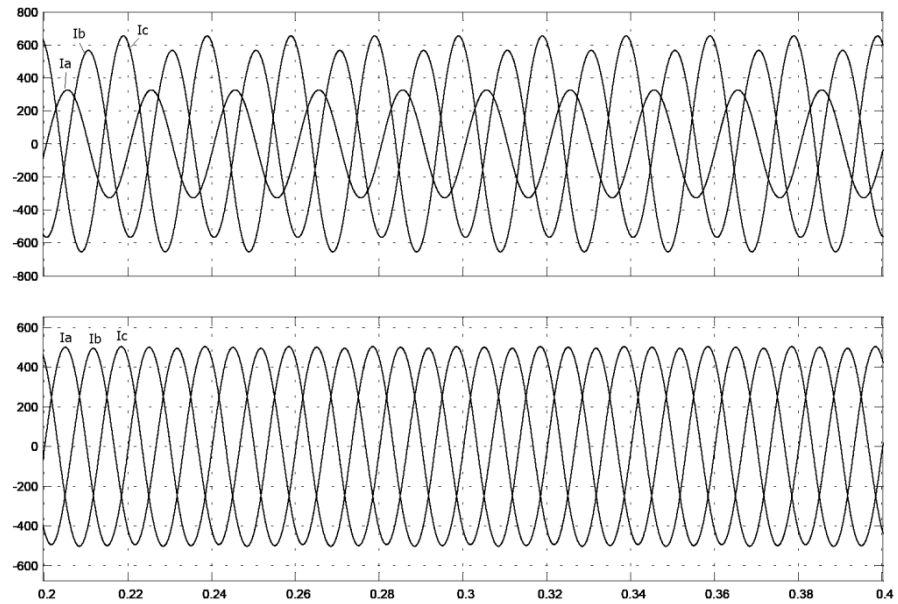


Рисунок Г.10 – Часова діаграма мережесих струмів несиметричного навантаження без та з СТАТКОМ

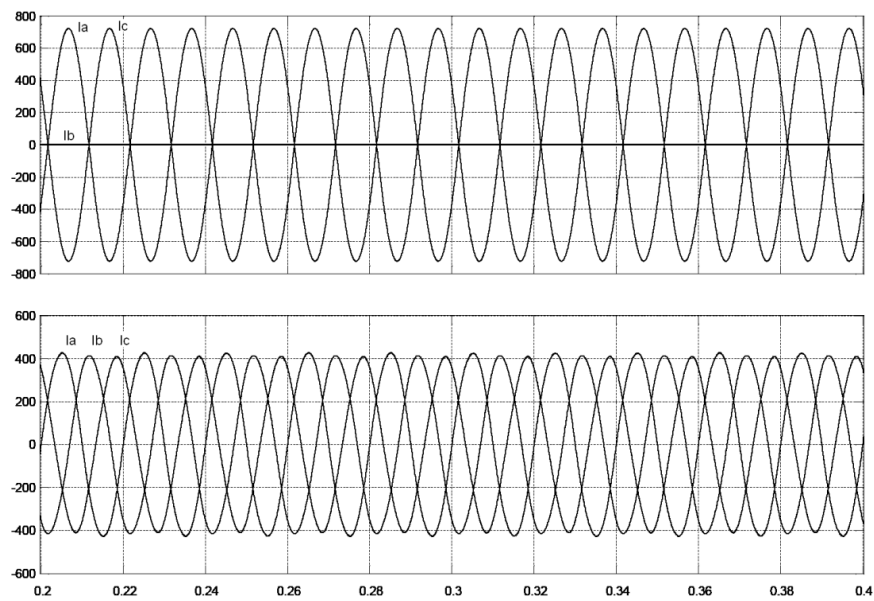


Рисунок Г.11 - Часова діаграма неповнофазного режиму роботи без та з СТАТКОМ

Таблиця Г.1 – Результати симетрування за допомогою СТАТКОМ

Величина	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Струм I_1 , А	$30,26e^{-j0,2}$	$31,23 e^{-j122,4}$	$31,82 e^{j120,5}$
i_3/i_1 , %	1,29	1,56	0,39
i_5/i_1 , %	0,75	0,88	0,78
i_7/i_1 , %	0,95	0,40	0,64